



АДМИНИСТРАЦИЯ ОХИНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от _____

№ _____

г. Оха

О внесении изменений в постановление администрации городского округа «Охинский» от 21.10.2024 № 1040 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения городского округа «Охинский» на период до 2040 года»

В соответствии со ст. 16 Федерального закона от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах самоуправления в Российской Федерации», постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», руководствуясь ст. 8, 32 Устава Охинского муниципального округа Сахалинской области,

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Внести в постановление администрации городского округа «Охинский» от 21.10.2024 № 1040 «Об утверждении актуализированной схемы теплоснабжения городского округа «Охинский» на период до 2040 года», следующие изменения, согласно Приложения к настоящему постановлению:

2. Опубликовать настоящее постановление в сетевом издании «Сахалинский нефтяник» sakh-neftyanik.ru и разместить на официальном сайте администрации муниципального образования городской округ «Охинский» www.adm-okha.ru.

3. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на заместителя главы администрации Охинского муниципального округа М.А. Земцову.

Глава Охинского муниципального округа

Е.Н. Михлик

Приложение
к постановлению Охинского
муниципального округа
№ _____ от _____



АДМИНИСТРАЦИЯ ОХИНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА

Ленина ул., д. 13, Оха Сахалинская область, 694490 Тел.: (42437) 5-02-00, 4-43-43, тел/факс: (42437) 5-08-20; E-mail: meriya@okha.dsc.ru; <http://www.adm-okha.ru> ОКПО 04041237; ОГРН 1026500886389; ИНН/КПП 6506004089/650601001

УТВЕРЖДЕНО:
Глава Охинского
муниципального округа

_____ Е.Н. Михлик

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ОХИНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА
САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ
НА ПЕРИОД ДО 2040 ГОДА**

Актуализация на 2025 год

Обосновывающие материалы

2025 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

<u>Введение</u>	17
<u>ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ</u>	19
<u>Сокращения</u>	22
<u>Характеристика Охинского муниципального округа Сахалинской области</u>	23
<u>ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ</u>	24
<u>ГЛАВА 1 Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения</u>	24
<u>Часть 1 Функциональная структура теплоснабжения</u>	24
<u>1.1 Зоны действия производственных котельных</u>	24
<u>1.2 Зоны действия индивидуального теплоснабжения</u>	25
<u>1.3 Изменения, произошедшие в функциональной структуре теплоснабжения округа за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения</u>	25
<u>Часть 2 Источники тепловой энергии</u>	26
<u>2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования</u>	28
<u>2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки</u>	31
<u>2.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности</u>	31
<u>2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйствственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто</u>	31
<u>2.5 Сроки ввода в эксплуатацию основного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса</u>	32
<u>2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)</u>	32
<u>2.7 Способы регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур и расхода теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха</u>	33
<u>2.8 Среднегодовая загрузка оборудования</u>	36
<u>2.9 Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети</u>	36
<u>2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии</u>	37
<u>2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии</u>	37
<u>2.12 Перечень источников тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), входящего в их состав (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), которые отнесены к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей</u>	37
<u>2.13 Изменения, произошедшие в технических характеристиках основного оборудования источников тепловой энергии округа за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения</u>	37
<u>Часть 3 Тепловые сети, сооружения на них</u>	38

<u>3.1 Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до центральных тепловых пунктов (если таковые имеются) или до ввода в жилой квартал или промышленный объект с выделением сетей горячего водоснабжения</u>	38
<u>3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе</u>	38
<u>3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам</u>	38
<u>3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....</u>	48
<u>3.5 Описание типов и строительных особенностей тепловых пунктов, тепловых камер и павильонов.....</u>	49
<u>3.6 Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности</u>	49
<u>3.7 Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети</u>	49
<u>3.8 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей</u>	49
<u>3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет</u>	50
<u>3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет</u>	50
<u>3.11 Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов</u>	50
<u>3.12 Описание периодичности и соответствия требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям процедур летнего ремонта с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей</u>	52
<u>3.13 Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущеных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя</u>	52
<u>3.14 Оценка фактических потерь тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя по тепловым сетям за последние 3 года.....</u>	54
<u>3.15 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения</u>	54
<u>3.16 Описание наиболее распространенных типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям</u>	54
<u>3.17 Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущеной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя</u>	55
<u>3.18 Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи</u>	56
<u>3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....</u>	56
<u>3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления</u>	56

<u>3.21 Перечень выявленных бесхозяйных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию</u>	56
<u>3.22 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).....</u>	58
<u>3.23 Изменения, произошедшие в тепловых сетях, сооружениях на них за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения.....</u>	58
<u>Часть 4 Зоны действия источников тепловой энергии</u>	59
<u>4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</u>	59
<u>4.2 Изменения, произошедшие в системе теплоснабжения округа.....</u>	62
<u>Часть 5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии</u>	63
<u>5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления</u>	63
<u>5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии</u>	63
<u>5.3 Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии</u>	63
<u>5.4 Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....</u>	64
<u>5.5 Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение</u>	64
<u>5.6 Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии</u>	67
<u>5.7 Изменения, произошедшие в тепловых нагрузках потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения.....</u>	67
<u>Часть 6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки</u>	68
<u>6.1 Описание балансов установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности нетто, потерю тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения.....</u>	68
<u>6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения.....</u>	69
<u>6.3 Описание гидравлических режимов, обеспечивающих передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до самого удаленного потребителя и характеризующих существующие возможности (резервы и дефициты по пропускной способности) передачи тепловой энергии от источника тепловой энергии к потребителю</u>	69
<u>6.4 Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения</u>	69
<u>6.5 Описание резервов тепловой мощности нетто источников тепловой энергии и возможностей расширения технологических зон действия источников тепловой энергии с резервами тепловой мощности нетто в зоны действия с дефицитом тепловой мощности</u>	69

<u>6.6 Изменения, произошедшие в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения</u>	70
<u>Часть 7 Балансы теплоносителя</u>	71
<u>7.1 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в теплоиспользующих установках потребителей в перспективных зонах действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть</u>	71
<u>7.2 Описание балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения</u>	72
<u>7.3 Изменения, произошедшие в балансах водоподготовительных установок источников тепловой энергии округа за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения</u>	72
<u>Часть 8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом</u>	73
<u>8.1 Описание видов и количества используемого основного топлива для каждого источника тепловой энергии</u>	73
<u>8.2 Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями</u>	73
<u>8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки</u> ..73	
<u>8.4 Описание использования местных видов топлива</u>	73
<u>8.5 Описание видов топлива (в случае, если топливом является уголь, - вид ископаемого угля в соответствии с Межгосударственным стандартом ГОСТ 25543-2013 «Угли бурые, каменные и антрациты. Классификация по генетическим и технологическим параметрам»), их доли и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемых для производства тепловой энергии по каждой системе теплоснабжения</u>	74
<u>8.6 Описание преобладающего в поселении вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в муниципальном образовании</u>	74
<u>8.7 Описание приоритетного направления развития топливного баланса округа</u>	74
<u>8.8 Изменения, произошедшие в топливных балансах источников тепловой энергии системе обеспечения топливом округа за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения</u>	74
<u>Часть 9 Надежность теплоснабжения</u>	75
<u>9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей</u>	81
<u>9.2 Частота отключений потребителей</u>	81
<u>9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений</u>	81
<u>9.4 Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)</u>	81
<u>9.5 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными</u>	

<u>постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2015 № 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»</u>	81
<u>9.6 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в подпункте 9.5 настоящей Части</u>	82
<u>9.7 Изменения, произошедшие в надежности теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения</u>	82
<u>Часть 10 Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций</u>	83
<u>10.1 Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования</u>	83
<u>10.2 Изменения, произошедшие в технико-экономических показателях теплоснабжающих и теплосетевых организаций системы теплоснабжения округа, в период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения</u>	84
<u>Часть 11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения</u>	85
<u>11.1 Описание динамики утвержденных цен (тарифов), устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) по каждому из регулируемых видов деятельности и по каждой теплосетевой и теплоснабжающей организации с учетом последних 3 лет</u>	85
<u>11.2 Описание структуры цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения</u>	89
<u>11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения</u>	90
<u>11.4 Описание платы за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей</u>	91
<u>11.5 Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет</u>	92
<u>11.6 Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения</u>	93
<u>11.7 Изменения в утвержденных ценах (тарифах) в сфере теплоснабжения, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения</u>	93
<u>Часть 12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения округа</u>	94
<u>12.1 Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения (перечень причин, приводящих к снижению качества теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)</u>	94
<u>12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)</u>	94

<u>12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения</u>	94
<u>12.4 Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения</u>	94
<u>12.5 Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения</u>	94
<u>12.6 Изменения технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, произошедших в период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения</u>	94
<u>ГЛАВА 2 Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения</u>	96
<u>2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения</u>	96
<u>2.2 Прогнозы приростов площади строительных фондов, сгруппированные по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания, производственные здания промышленных предприятий, на каждом этапе</u> 96	
<u>2.3 Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации</u>	97
<u>2.4 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе</u>	99
<u>2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе</u>	99
<u>2.6 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, при условии возможных изменений производственных зон и их перепрофилирования и приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) производственными объектами с разделением по видам теплопотребления и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе</u>	99
<u>2.7 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения</u>	100
<u>ГЛАВА 3 Электронная модель системы теплоснабжения округа</u>	101
<u>3.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе округа и с полным топологическим описанием связности объектов</u> 102	
<u>3.2 Паспортизация объектов системы теплоснабжения</u>	103
<u>3.3 Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное</u>	109
<u>3.4 Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованных, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть</u>	110

<u>3.5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии</u>	111
<u>3.6 Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку</u>	112
<u>3.7 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя</u>	112
<u>3.8 Расчет показателей надежности теплоснабжения</u>	112
<u>3.9 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения</u>	113
<u>3.10 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей</u>	114
<u>3.11 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения</u>	131
<u>ГЛАВА 4 Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей</u>	132
<u>4.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды</u>	132
<u>4.2 Гидравлический расчет передачи теплоносителя для каждого магистрального вывода с целью определения возможности (невозможности) обеспечения тепловой энергией существующих и перспективных потребителей, присоединенных к тепловой сети от каждого источника тепловой энергии</u>	135
<u>4.3 Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей</u>	135
<u>4.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения</u>	135
<u>ГЛАВА 5 Мастер-план развития систем теплоснабжения округа</u>	136
<u>5.1 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения округа</u>	136
<u>5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения округа</u>	137
<u>5.3 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения округа на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения округа</u>	138
<u>5.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения</u>	138

ГЛАВА 6 Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	139
6.1 Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по актуализации схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии	139
6.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения	140
6.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов	140
6.4 Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зонах действия источников тепловой энергии	141
6.5 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения	142
6.6 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения	142
ГЛАВА 7 Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	143
7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)	143
7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятными в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующим объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей	145
7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)	146
7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном	

<u>методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)</u>	146
<u>7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)</u>	146
<u>7.6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок.....</u>	146
<u>7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии</u>	147
<u>7.8 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</u>	147
<u>7.9 Обоснование предложений по расширению зон действия существующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии</u>	147
<u>7.10 Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....</u>	147
<u>7.11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки округа малоэтажными жилыми зданиями</u>	147
<u>7.12 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения округа</u>	148
<u>7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива</u>	148
<u>7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории округа</u>	148
<u>7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения</u>	149
<u>7.16 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....</u>	150
<u>ГЛАВА 8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей</u>	151
<u>8.1 Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов).....</u>	151
<u>8.2 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах округа</u>	151

<u>8.3 Предложения по строительству тепловых сетей, обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения</u>	152
<u>8.4 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</u>	152
<u>8.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения</u>	152
<u>8.6 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки</u>	152
<u>8.7 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса</u>	152
<u>8.8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций</u>	153
<u>8.9 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения</u>	154
<u>ГЛАВА 9 Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения</u>	155
<u>9.1 Технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения</u>	155
<u>9.2 Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения)</u>	155
<u>9.3 Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии к потребителям</u>	155
<u>9.4 Расчет потребности инвестиций для перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения</u>	155
<u>9.5 Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения</u>	155
<u>9.6 Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей в случае реализации мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения</u>	155
<u>ГЛАВА 10 Перспективные топливные балансы</u>	156
<u>10.1 Расчеты по каждому источнику тепловой энергии перспективных максимальных часовых и годовых расходов основного вида топлива для зимнего и летнего периодов, необходимого для обеспечения нормативного функционирования источников тепловой энергии на территории округа</u>	156
<u>10.2 Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива</u>	160

<u>10.3 Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива.....</u>	162
<u>10.4 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</u>	162
<u>10.5 Преобладающий вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в округе.....</u>	162
<u>10.6 Приоритетное направление развития топливного баланса округа</u>	162
<u>10.7 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....</u>	162
<u>ГЛАВА 11 Оценка надежности теплоснабжения.....</u>	163
<u>11.1 Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения</u>	163
<u>11.2 Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения</u>	164
<u>11.3 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам</u>	165
<u>11.4 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки</u>	165
<u>11.5 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии</u>	165
<u>11.6 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....</u>	166
<u>11.6.1 Применение на источниках тепловой энергии национальных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования.....</u>	166
<u>11.6.2 Установка резервного оборудования.....</u>	166
<u>11.6.3 Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть</u>	167
<u>11.6.4 Резервирование тепловых сетей смежных районов</u>	167
<u>11.6.5 Устройство резервных насосных станций</u>	167
<u>11.6.6 Установка баков-аккумуляторов</u>	167
<u>11.6.7 Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения</u>	167
<u>ГЛАВА 12 Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию</u>	168
<u>12.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей</u>	168

<u>12.2 Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.....</u>	169
<u>12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций</u>	171
<u>12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения.....</u>	171
<u>12.5 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....</u>	171
<u>ГЛАВА 13 Индикаторы развития систем теплоснабжения округа</u>	172
<u>13.1 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....</u>	176
<u>ГЛАВА 14 Ценовые (тарифные) последствия</u>	177
<u>14.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения</u>	177
<u>14.2 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации</u>	181
<u>14.3 Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей.....</u>	181
<u>14.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....</u>	181
<u>ГЛАВА 15 Реестр единых теплоснабжающих организаций</u>	182
<u>15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах округа.....</u>	182
<u>15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации</u>	183
<u>15.3 Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организацией присвоен статус единой теплоснабжающей организации.....</u>	184
<u>15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках актуализации проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации</u>	187
<u>15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)</u>	187
<u>15.6 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....</u>	187
<u>ГЛАВА 16 Реестр мероприятий схемы теплоснабжения</u>	188
<u>16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии</u>	188
<u>16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них</u>	189
<u>16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения</u>	189
<u>16.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....</u>	189
<u>ГЛАВА 17 Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения.....</u>	190

<u>17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения.....</u>	190
<u>17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения</u>	190
<u>17.3 Перечень ученных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения</u>	190
<u>ГЛАВА 18 Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения.....</u>	191
<u>18.1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения.....</u>	191
<u>18.2 Сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения</u>	194
<u>ГЛАВА 19 Разработка сценариев развития аварий в системах теплоснабжения с моделированием гидравлических режимов работы таких систем, а том числе при отказе элементов тепловых сетей и при аварийных режимах работы систем теплоснабжения, связанных с прекращением подачи тепловой энергии</u>	195
<u>19.1 Риски возникновения аварий, масштабы и последствия</u>	195
<u>19.2 Схема теплоснабжения объектов</u>	196
<u>19.3 Расчеты допустимого времени устранения технологических нарушений</u>	197
<u>19.4 Расчет потерь теплоносителя на участке тепловой сети при возникновении аварийной ситуации.....</u>	199
<u>19.5 Анализ переключения тепловых сетей при возникновении аварийных ситуаций</u>	199
<u>19.6 Организация управления ликвидацией аварий на теплопроизводящих объектах и тепловых сетях</u>	200
<u>19.7 Силы и средства для ликвидации аварий тепло-производящих объектов и тепловых сетей</u>	201
<u>19.8 Порядок действий по ликвидации аварий на теплопроизводящих объектах и тепловых сетях.....</u>	201
<u>19.9 Взаимодействие между органами и организациями при ликвидации аварий, инцидентов</u>	205
<u>19.10 Порядок организации мониторинга состояния системы теплоснабжения</u>	205

Перечень приложений

Приложение 1 – Схема сетей теплоснабжения г. Оха;
Приложение 2 – Схема сетей теплоснабжения с. Восточное;
Приложение 3 – Схема сетей теплоснабжения с. Тунгор;
Приложение 4 – Схема сетей теплоснабжения с. Москальво;
Приложение 5 – Схема сетей теплоснабжения с. Некрасовка.

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения — документ, содержащий материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Система централизованного теплоснабжения представляет собой сложный технологический объект с огромным количеством непростых задач, от правильного решения которых во многом зависят масштабы необходимых капитальных вложений в эти системы. Прогноз спроса на тепловую энергию основан на прогнозировании развития населенного пункта, в первую очередь его градостроительной деятельности, определённой генеральным планом.

Рассмотрение проблемы начинается на стадии разработки генеральных планов в самом общем виде совместно с другими вопросами инфраструктуры, и такие решения носят предварительный характер.

Конечной целью грамотно организованной схемы теплоснабжения является:

- 1) определение направления развития системы теплоснабжения на расчетный период;
- 2) определение экономической целесообразности и экологической возможности строительства новых, расширения и реконструкции действующих теплоисточников;
- 3) снижение издержек производства, передачи и себестоимости любого вида энергии;
- 4) повышение качества предоставляемых энергоресурсов;
- 5) увеличение прибыли самого предприятия.

Значительный потенциал экономии и рост стоимости энергоресурсов делают проблему энергоресурсосбережения весьма актуальной.

Схемы разрабатываются на основе анализа фактических тепловых нагрузок потребителей с учётом перспективного развития, оценки состояния существующих источников тепла и тепловых сетей и возможности их дальнейшего использования, рассмотрения вопросов надёжности, экономичности.

Основные принципы разработки схемы теплоснабжения:

- 1) обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;
- 2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;
- 3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения с учетом экономической обоснованности;
- 4) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;
- 5) минимизация затрат на теплоснабжение в расчете на единицу потребляемой тепловой энергии для потребителя в долгосрочной перспективе;
- 6) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- 7) согласование схем теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения.

При разработке схемы теплоснабжения использовались исходные данные предоставленные администрацией муниципального образования и теплоснабжающими организациями, в том числе следующие документы и источники:

- 1) Генеральный план развития муниципального образования;
- 2) материалы ранее утвержденных схем теплоснабжения;

3) температурные графики, схемы сетей теплоснабжения, технологические схемы источников тепловой энергии, сведения по основному оборудованию, данные по присоединенной тепловой нагрузке и т.п.;

4) показатели хозяйственной и финансовой деятельности теплоснабжающей организации (данные с официального сайта Федеральной антимонопольной службы «раскрытие информации» - <http://ri.eias.ru>);

5) статистическая отчетность теплоснабжающих организаций о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном выражении;

6) предложения теплоснабжающих организаций по внесению изменений в схему теплоснабжения.

Основанием для разработки схемы теплоснабжения является:

1) Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»;

2) Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;

3) Федеральный закон от 06.10.2003 № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации»;

4) Федеральный закон от 07.12.2011 № 417-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении»;

5) Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

6) Постановление Правительства РФ от 16.05.2014 № 452 «Об утверждении Правил определения плановых и расчета фактических значений показателей надежности и энергетической эффективности объектов теплоснабжения, а также определения достижения организацией, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, указанных плановых значений и о внесении изменения в постановление Правительства Российской Федерации от 15 мая 2010 г. № 340»;

7) СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003»;

8) СП 50.13330.2012. «Свод правил. Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003».

Основными нормативными документами при разработке схемы являются:

1) Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»;

2) Постановление Правительства РФ от 03.04.2018 № 405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»;

3) Постановление Правительства РФ от 16.03.2019 № 276 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам разработки и утверждения схем теплоснабжения в ценных зонах теплоснабжения»;

4) Приказ Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»;

5) Постановление Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕРМИНОВ, ОПРЕДЕЛЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

В настоящем документе используются следующие термины и сокращения.

Энергетический ресурс – носитель энергии, энергия которого используется или может быть использована при осуществлении хозяйственной и иной деятельности, а также вид энергии (атомная, тепловая, электрическая, электромагнитная энергия или другой вид энергии).

Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования (в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг).

Энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Техническое состояние – совокупность параметров, качественных признаков и пределов их допустимых значений, установленных технической, эксплуатационной и другой нормативной документацией.

Испытания – экспериментальное определение качественных и/или количественных характеристик параметров энергооборудования при влиянии на него факторов, регламентированных действующими нормативными документами.

Зона действия системы теплоснабжения – территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения.

Зона действия источника тепловой энергии – территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения.

Установленная мощность источника тепловой энергии – сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по 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.).

Реконструкция – процесс изменения устаревших объектов, с целью придания свойств новых в будущем. Реконструкция объектов капитального строительства (за исключением линейных объектов) – изменение параметров объекта капитального строительства, его частей. Реконструкция линейных объектов (водопроводов, канализации) – изменение параметров линейных объектов или их участков (частей), которое влечет за собой изменение класса, категории и (или) первоначально установленных показателей функционирования таких объектов (пропускной способности и других) или при котором требуется изменение границ полос отвода и (или) охранных зон таких объектов.

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.

Модернизация (техническое перевооружение) – обновление объекта, приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями, показателями качества.

Теплосетевые объекты – объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие

передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплопотребляющих установок потребителей тепловой энергии.

Элемент территориального деления - территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц.

Расчетный элемент территориального деления - территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.

Радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения (источник: Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»).

Коэффициент использования теплоты топлива – показатель энергетической эффективности каждой зоны действия источника тепловой энергии, доля теплоты, содержащейся в топливе, полезно используемой на выработку тепловой энергии (электроэнергии) в котельной (на электростанции).

Материальная характеристика тепловой сети - сумма произведений наружных диаметров трубопроводов участков тепловой сети на их длину.

Удельная материальная характеристика тепловой сети - отношение материальной характеристики тепловой сети к тепловой нагрузке потребителей, присоединенных к этой тепловой сети.

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.

Базовый период - год, предшествующий году разработки и утверждения первичной схемы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

Базовый период актуализации - год, предшествующий году, в котором подлежит утверждению актуализированная схема теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

Мастер-план развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения - раздел схемы теплоснабжения (актуализированной схемы теплоснабжения), содержащий описание сценариев развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения и обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

Энергетические характеристики тепловых сетей - показатели, характеризующие энергетическую эффективность передачи тепловой энергии по тепловым сетям, включая потери тепловой энергии, расход электроэнергии на передачу тепловой энергии, расход теплоносителя на передачу тепловой энергии, потери теплоносителя, температуру теплоносителя.

Топливный баланс - документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия необходимых для функционирования системы теплоснабжения поставок топлива различных видов и их потребления источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения, устанавливающий распределение топлива различных видов между источниками тепловой энергии в системе теплоснабжения и позволяющий определить эффективность использования топлива при комбинированной выработке электрической и тепловой энергии.

Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения - документ в электронной форме, в котором представлена информация о характеристиках систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения.

Коэффициент использования установленной тепловой мощности - равен отношению среднеарифметической тепловой мощности к установленной тепловой мощности котельной за определенный интервал времен.

СОКРАЩЕНИЯ

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета энергоресурсов.
АГБМК – автоматическая газовая блочно-модульная котельная.
БМК – блочно-модульная котельная.
ВПУ – водоподготовительные установки.
ГО – городской округ.
ГВС – система горячего водоснабжения.
ГИС – геоинформационная система.
ЕТО – единая теплоснабжающая организация.
ИТП – индивидуальный тепловой пункт.
ИЖФ - индивидуальный жилой фонд.
КИП – контрольно-измерительные приборы.
КИТТ - коэффициент использования теплоты топлива.
кг.у.т. - килограмм условного топлива.
МКД – многоквартирный жилой дом.
МО – муниципальное образование.
НДТ – наилучшие доступные технологии.
НТД – нормативно-техническая документация.
НС – насосная станция.
ОМ – обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения.
ПВ – приточная вентиляция.
ПИР – проектно-изыскательские работы.
ПНР – пуско-наладочные работы.
ПНС – повышающая насосная станция.
ПК – поселковая котельная.
ПРК – программно – расчетный комплекс.
РТМ – располагаемая тепловая мощность.
РНИ – режимно-наладочные испытания.
РК – районная котельная.
РЧВ – резервуары чистой воды.
РЭТД – расчетный элемент территориального деления.
ТЭР – топливно-энергетические ресурсы.
ТСО – теплоснабжающая организация.
ТС – тепловые сети.
ТК – тепловая камера.
т.у.т. – тонна условного топлива.
УРУТ - удельный расход условного топлива на 1 Гкал выработанного тепла.
УТМ – установленная тепловая мощность.
УРЭ – удельный расход электроэнергии.
ХВС - система холодного водоснабжения.
ХВПО – химводоподготовка.
СЦТ – централизованная система теплоснабжения.
ЦТП – центральный тепловой пункт.
SCADA – система визуализации и оперативно-диспетчерского управления.

ХАРАКТЕРИСТИКА ОХИНСКОГО МУНИЦИПАЛЬНОГО ОКРУГА САХАЛИНСКОЙ ОБЛАСТИ

Охинский муниципальный округ расположен на Северо-Сахалинской равнине в северо-восточной части острова Сахалин. Территория муниципального округа представлена чередованием высоких равнин и заболоченных низин.

В Охинский муниципальный округ входят город Оха и села Восточное, Тунгур, Москальво, Некрасовка.

Согласно постановления Совета министров СССР от 03.01.1983 № 12 городской округ «Охинский» отнесен к районам Крайнего Севера. Город Оха относится к районам повышенной сейсмической активности.

Численность населения городского округа «Охинский» на 01.01.2025 года составляет 20 825 человек, в том числе: 19 354 человек - городское население, 1 471 человек - сельское население.

Промышленность городского округа ориентирована на добычу нефти и газа.

Климатическая характеристика

Климат характеризуется как неблагоприятный для проживания, прежде всего из-за сильных ветров в холодное время года в сочетании с низкими температурами.

По климатическому районированию для строительства, в соответствии с СНиП 23-01-99(2003)* «Строительная климатология», территория относится к строительно-климатическому району IF, продолжительность отопительного периода составляет 266 дней, расчетная температура для отопления - минус 29 °С. Максимальная глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов составляет 190 см. Ветреная влажная погода летом обуславливает большое количество осадков на вертикальную поверхность - от 200 до 300 мм за дождь. Нормативный скоростной напор ветра составляет 73 кгс/см².

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.

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

Часть 1 Функциональная структура теплоснабжения

1.1 Зоны действия производственных котельных

Современная система централизованного теплоснабжения представляет собой сложный инженерный комплекс из источников тепловой энергии и потребителей тепла, связанных между собой тепловыми сетями различного назначения и балансовой принадлежностью, имеющими характерные тепловые и гидравлические режимы с заданными параметрами теплоносителя.

Величина параметров и характер их исполнения определяется техническими возможностями основных структурных элементов систем теплоснабжения (источников, тепловых сетей и потребителей), экономической целесообразностью.

В настоящее время на территории округа действует пять источников теплоснабжения, отапливающих жилые, административные и социально-значимые объекты. Обслуживание источников теплоснабжения осуществляется АО «Охинская ТЭЦ» и МКП «Жилищно-коммунальное хозяйство» (далее по тексту - МКП «ЖКХ»).

Краткая характеристика источников теплоснабжения приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень источника теплоснабжения

Наименование котельной	Адрес объекта	Обслуживающая организация	Установленная мощность, Гкал/ч	Основной вид топлива / резервный вид топлива
Охинская ТЭЦ (г. Оха)	г. Оха, 3-й км	АО «Охинская ТЭЦ»	216,000	Природный газ / дизельное топливо
Модульная котельная (с. Восточное)	с. Восточное, ул. Школьная	МКП «ЖКХ»	3,870	Природный газ / дизельное топливо
Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	п. Тунгор, ул. Нефтяников	МКП «ЖКХ»	3,440	Природный газ / дизельное топливо
Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	п. Москальво, ул. Советская	МКП «ЖКХ»	3,440	Природный газ / дизельное топливо
БМК-32 (с. Некрасовка)	с. Некрасовка, ул. Октябрьская	МКП «ЖКХ»	5,160	Природный газ / дизельное топливо

В зоне действия Охинская ТЭЦ обслуживание сетей теплоснабжения осуществляется АО «Охинская ТЭЦ» и Муниципальным унитарным предприятием «Охинское коммунальное хозяйство» (далее по тексту - МУП «ОКХ»). АО «Охинская ТЭЦ», расположена в нескольких километрах от города Охи и является единственным автономным источником электроснабжения Охинского района. Электроэнергия, вырабатываемая станцией, поставляется во все населённые пункты городского округа. АО «Охинская ТЭЦ» обеспечивает выработку и транспортировку тепловой энергии по магистральным тепловым сетям до границы балансовой принадлежности с МУП «ОКХ» с последующей ее реализацией значительной части потребителей города Оха. Граница балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности тепловых сетей определена актом разграничения и является место физического соединения трубопроводов тепловых сетей после подкачивающей насосной станцией (далее по тексту - ПНС) АО «Охинская ТЭЦ». МУП «ОКХ» является теплосетевой организацией, транспортирующей тепловую энергию,

теплоноситель от ПНС до потребителя. Договоров с потребителями у МУП «ОКХ» нет, договора заключаются с АО «Охинская ТЭЦ».

Предприятие МКП «ЖКХ» осуществляет производство, передачу и реализацию тепловой энергии потребителям от четырех муниципальных котельных: Модульной котельной в селе Восточное, модульной котельной КЕДР-5 в селе Москальво, модульной котельной КЕДР-4 в селе Тунгор, блочно-модульной котельной № 32 в селе Некрасовка.

Отношения между снабжающими и потребляющими организациями – договорные. На территории округа также действуют локальные (автономные) источники теплоснабжения, отапливающие административные здания и объекты бюджетной сферы, удаленные от источников централизованного теплоснабжения. В качестве топлива на автономных источниках теплоснабжения используется природный газ, твердое топливо (древа, уголь), электроэнергия.

1.2 Зоны действия индивидуального теплоснабжения

В состав округа входит 5 населенных пунктов. Системы централизованного теплоснабжения действуют во всех населенных пунктах округа. Зоны действия централизованного теплоснабжения распространяются не на всю территорию населенных пунктов и ограничиваются несколькими кварталами или домами. К сетям централизованного теплоснабжения подключены жилые многоквартирные дома, а также административные и социально-значимые объекты.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения сформированы в микрорайонах с коттеджной и усадебной застройкой. Подключение существующей индивидуальной застройки к сетям централизованного теплоснабжения не планируется.

При отсутствии централизованного теплоснабжения отопление осуществляется от индивидуальных источников тепла, работающих на твердом топливе (древа, уголь), а также электроэнергии. Индивидуальное отопление осуществляется от теплоснабжающих устройств без потерь при передаче, так как нет внешних систем транспортировки тепла. Поэтому потребление тепла при теплоснабжении от индивидуальных установок можно принять равным его производству.

1.3 Изменения, произошедшие в функциональной структуре теплоснабжения округа за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения

С момента предыдущей актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования «Городской округ «Охинский»» Сахалинской области (утверждена в 2023 г.) изменений в структуре теплоснабжения не произошло.

Глава переработана с учетом требований Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», а также Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

Часть 2 Источники тепловой энергии.

На территории муниципального образования действует пять источников теплоснабжения. Краткая характеристика котельных представлена в таблице 2.

Таблица 2 - Источники тепловой энергии, расположенные на территории округа

№ п/п	Наименование котельной	Обслуживающая организация	Установлен ная мощность, Гкал/ч	Присоедине нная нагрузка, Гкал/час
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	АО «Охинская ТЭЦ»	216,000	93,024
2	Модульная котельная (с. Восточное)	МКП «ЖКХ»	3,870	0,836
3	Котельная КЕДР-4 (п. Тунгор)	МКП «ЖКХ»	3,440	1,956
4	Котельная КЕДР-5 (п. Москальво)	МКП «ЖКХ»	3,440	1,621
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	МКП «ЖКХ»	5,160	2,191

Охинская ТЭЦ (г. Оха)

АО «Охинская ТЭЦ» является самостоятельным производственно-промышленным предприятием. Работает изолированно от энергосистемы ПАО «Сахалинэнерго». Обеспечивает энергоснабжение потребителей Охинского муниципального округа:

- электроснабжение промышленных предприятий нефтегазовой отрасли и жилищно-коммунального сектора;
- теплоснабжение горячей сетевой водой для целей отопления и вентиляции промышленного и жилищно-коммунального сектора.

В настоящий момент энергетический комплекс состоит из 4-х котельных агрегатов типа БКЗ-120-100-ГМ мощностью 72,6 Гкал каждый. Установленная и располагаемая тепловая мощность станции составляет 216 Гкал.

Основным и резервным топливом на станции служит природный газ Сахалинского месторождения. Поставщиком топлива является ООО «ННК – Сахалинморнефтегаз».

Теплофикационная установка станции предназначена для обеспечения централизованного теплоснабжения потребителей г. Охи и подпитки теплосети для восполнения потерь сетевой воды. В состав ТФУ входят три основных (ПСВ-500-3-23) и три пиковых (ПСВ-315-14-23) бойлера, подключённых параллельно, общей производительностью 165 Гкал/час. Насосная группа теплоподготовительной установки состоит из 4-х сетевых насосов СЦН 1250/140-11 и 3-х насосов подпиточной воды типа К 90-85 (2 шт.) и типа Х 150-125-400 (1 шт.).

Модульная котельная (с. Восточное)

Установленная мощность котельной – 3,807 Гкал/ч. Основной вид топлива – природный газ.

Регулирование отпуска теплоты – качественное. Температурный график отпуска теплоты с котельной 130/70°C. Схема присоединения потребителя к тепловым сетям – непосредственное.

Режим работы котельной - сезонный.

Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)

Установленная мощность котельной – 3,440 Гкал/ч. Основной вид топлива – природный газ.

Регулирование отпуска теплоты – качественное. Температурный график отпуска теплоты с котельной 130/70°C. Схема присоединения потребителя к тепловым сетям – непосредственное.

Режим работы котельной - сезонный.

Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)

Установленная мощность котельной – 3,440 Гкал/ч. Основной вид топлива – природный газ.

Регулирование отпуска теплоты – качественное. Температурный график отпуска теплоты с котельной 130/70°C. Схема присоединения потребителя к тепловым сетям – непосредственное.

Режим работы котельной - сезонный.

БМК-32 (с. Некрасовка)

Установленная мощность котельной – 5,160 Гкал/ч. Основной вид топлива – природный газ.

Регулирование отпуска теплоты – качественное. Температурный график отпуска теплоты с котельной 130/70°С. Схема присоединения потребителя к тепловым сетям – непосредственное.

Режим работы котельной - сезонный.

2.1 Структура и технические характеристики основного оборудования

Структура и технические характеристики основного оборудования источников тепла приведены в таблицах ниже.

Таблица 3 - Структура основного (котлового) оборудования Охинской ТЭЦ

Тип котлоагрегата	Количество	Паропроизводительность, т/ч	Завод - изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Структура сжигаемого топлива	Давление перегретого пара, кгс/см ²	Температура пара, °C	
							перегретого	промперегрева
БКЗ-120-100ГМ	3	120	Барнаульский котельный завод	КА5 – 1969 КА6 -1970 КА7 - 1971	Газ	90	535	-
БКЗ-120-100ГМ	1	145	Барнаульский котельный завод	8 - 1971	Газ	90	535	

Таблица 4 - Структура основного генерирующего оборудования Охинской ТЭЦ

Тип турбоагрегата	Количество	Установленная эл. мощность, МВт	Завод - изготовитель котлов	Год ввода в эксплуатацию	Номинальная нагрузка регулируемых отборов пара, т/ч			Давление перегретого пара, кгс/см ²	Температура пара, °C	
					П-отбор	Т-отбор	противодавление		перегретого	промперегрева
ПТ-25-90/10	1	25	Калужский турбинный завод	1969	70	50	-	90	535	-
ПТ-25/30-8.8/1.0-1	2	25	Калужский турбинный завод	ТГ 5 – 2011 ТГ 6 - 2014	70	50	-	90	535	-
АИ-20 ДКН Газотурбинный двигатель	2	2,5	Запорожский ПО "Моторостроитель"	н/д	-	-	-	-	-	-
Газотурбинный энергоблок SGT-500 фирмы "Аль-	1	19,0	"Альстом", Швеция	н/д	-	-	-	-	-	-

стом", Швеция									
---------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Таблица 5 - Структура насосного оборудования котельных Охинской ТЭЦ

Наименование	Марка насоса	Кол-во, ед.	Производительность м ³ /час	Напор м	Мощность эл.двигателя кВт
Сетевой насос	СЦН 1250/140-11	4	1250	140	630
Насос подпиточной воды	К 90-85	2	90	85	45
Насос подпиточной воды	Х 150-125-400	1	200	50	75

Насосная группа теплоподготовительной установки состоит из 4-х сетевых насосов и 3-х насосов подпиточной воды типа (2 шт.) и типа (1 шт.).

Таблица 6 - Структура основного (котлового) оборудования котельных округа

№ п/п	Наименование котельной	Год ввода в эксплуатацию	Тип основного оборудования			Параметры теплоносителя
			тип котла	кол-во	производительность, МВт/Гкал (т/час)	
1	Модульная котельная (с. Восточное)	2020	Зиосаб-1500М	3	1,5 (1,29)	95/70
2	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	2009	Зиосаб-1000	4	1,0 (0,86)	95/70
3	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	2010	Зиосаб-1000	4	1,0 (0,86)	95/70
4	БМК-32 (с. Некрасовка)	2012	КВа-2,0	3	2,0 (1,72)	95/70

Таблица 7 - Структура насосного оборудования котельных округа

Наименование участка	Место установки	Марка насоса	Производительность м ³ /час	Напор м	Частота вращения ротора об/мин	Мощность эл.двигателя кВт
Участок Москальво	Котельная «КЕДР-5»	Насос сетевой воды WILO DL 100/145-11/2-2шт	120	17	2913	11
		Насос подпиточной воды WILO MHI 206- 1/E/3-400-50-2/B 2шт	5	43	1500	1.3
Участок Тунгор	Котельная «КЕДР-4»	Насос сетевой воды WILO IL 100/190-30- 2шт	180	48	3000	30

Наименование участка	Место установки	Марка насоса	Производительность м ³ /час	Напор м	Частота вращения ротора об/мин	Мощность эл.двигателя кВт
		Насос сетевой воды WILO DL 100/145-11/2-1шт	120	17	2913	11
		Насосы подпиточные WILO MHI 206-3- 2шт	3	40	1500	1,44
Участок Восточное	Котельная модульная	Насосы сетевые GRUNDFOS TP 125-230/4- 3шт	191	20,91	1470	15
		Котловые насосы GRUNDFOS TP 80-60/4- 3шт	39	4,95	1420	0,75
		Насосы подпиточные GRUNDFOS CR 3-10-2 шт	3	46,4	2864	0,75
Участок Некрасовка	Котельная БМК32	GRUNDFOS TYPE: NB80-200/211 A-F-A BAQE 2 шт.	213	53.6	2970	45
		GRUNDFOS TYPE CR3-10A-FGJ-A-E- HQQE Model A 96516657P21035 2 шт	3	46.4	2864	0.75
		GRUNDFOS TYPE: NB32-125/106A-F-A BAQE 2 шт.	20	10.8	2835	1.1

Оборудование источника тепла, оснащено средствами измерений, технологическими защитами и сигнализацией, регулирующими приборами и контрольно-измерительной аппаратурой (далее - КИП). Основные показатели фиксируются при помощи КИП.

На подающих трубопроводах котельной, идущих от котлов, установлена автоматическая система защиты от повышения давления сетевой воды, реализуемая при помощи датчиков давления и двух клапанов предохранительных сбросных пружинных. Клапан защищает котлы от превышения в них давления на 10% выше номинального.

В качестве КИП давления и температуры на трубопроводах установлены манометры и термометры. Сигнализация о внештатной работе котельного оборудования выведена на соответствующие сигнальные щиты.

2.2 Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки

Параметры установленной тепловой мощности (УТМ) источников тепловой энергии, ограничения тепловой мощности, располагаемой тепловой мощности (РТМ) и параметры мощности «нетто» приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Параметры установленной тепловой мощности источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование СЦТ	УТМ	РТМ	Расход тепла на собственные нужды источника		Тепловая мощность котельной нетто
		Гкал/час	Гкал/час	Гкал	Гкал/ч	Гкал/ч
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	216,000	165,000	3779,3	0,615	164,385
2	Модульная котельная (с. Восточное)	3,870	3,870	17,0	0,003	3,867
3	Котельная КЕДР-4 (п. Тунгур)	3,440	3,440	34,0	0,006	3,434
4	Котельная КЕДР-5 (п. Москальво)	3,440	3,440	29,0	0,005	3,435
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	5,160	5,160	33,0	0,005	5,155

2.3 Ограничения тепловой мощности и параметров располагаемой тепловой мощности

Установленная тепловая мощность Охинской ТЭЦ по отборному пару - 216 Гкал/ч, полная тепловая мощность 316,3 Гкал/ч (с учетом РОУ 2 - 100/10 и РОУ 3 - 100/1,2).

Суммарная производительность находящихся в эксплуатации паровых котлов - 480 т/ч.

В котельном цехе установлены 3 редукционно-охладительных устройства:

- РОУ-2 (100/10) для снижения параметра пара от 100 до 6,5 кгс/см², производительностью 110 т/час. Включается в работу при нехватке пара производственного отбора турбин на пиковые бойлеры ТФУ.

- РОУ-3 (100/1,5) - растопочное РОУ для снижения параметра пара от 100 до 1,5 кгс/см², производительностью 30 т/час. Включаются в работу при пуске оборудования и при нехватке пара теплофикационного отбора турбин на основные бойлеры теплофикационной установки.

- РОУ-4 (100/40) для снижения параметров пара до 30 кгс/см² на технологические цели потребителя. Отпуск «острого пара» прекращён с 1 июля 2017 года, по заявке потребителя.

Сведения об ограничениях тепловой мощности на котельных округа, по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе отсутствуют.

2.4 Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйствственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности нетто

Расход теплоты на собственные нужды котельных определяется исходя из потребностей каждого конкретного теплоисточника как сумма расходов теплоты на отдельные элементы затрат:

- потери теплоты на растопку котлов;
- потери теплоты на нагрев воды, удаляемой из котла с продувкой;
- расход теплоты на подогрев жидкого топлива в цистернах, хранилищах, расходных емкостях;
- расход теплоты в паровых форсунках на распыление жидкого топлива;
- расход теплоты на технологические процессы подготовки воды;
- расход теплоты на отопление помещений котельной и вспомогательных зданий;
- расход теплоты на бытовые нужды персонала и пр.

Объемы потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйствственные нужды ТСО в отношении источников тепловой энергии, представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование СЦТ	РТМ, Гкал/час	Собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал/час	Отношение собственных нужд котельных к расчетной тепловой мощности. %	Затраты тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды источника тепловой энергии, Гкал
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	165,000	0,615	0,373	3779,3
2	Модульная котельная (с. Восточное)	3,870	0,003	0,071	17,0
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	3,440	0,006	0,161	34,0
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	3,440	0,005	0,137	29,0
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	5,160	0,005	0,104	33,0

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

Сроки ввода в эксплуатацию котлоагрегатов, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонта, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса приведены в таблицах 3-8.

2.6 Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)

На территории округа действует один источник тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, - Охинская ТЭЦ.

Установленная и располагаемая электрическая мощность станции составляет 99 МВт и состоит из:

- турбоагрегата ст. № 4 (турбина типа ПТ-25-90/10М) мощностью 25 МВт;
- турбоагрегатов ст. №5, №6 (турбина типа ПТ-25/30-8,8/1,01-1) мощностью 25 МВт;
- газотурбинного энергоблока типа SGT-500, мощностью 19 МВт;
- двух электростанций дизельных автоматизированных контейнерного исполнения, работающих на дизельном топливе, мощностью 2,5 МВт каждая.

В настоящий момент энергетический комплекс состоит из 4-х котельных агрегатов типа БКЗ-120-100-ГМ мощностью 72,6 Гкал каждый. Установленная и располагаемая тепловая мощность станции составляет 216 Гкал.

Основным и резервным топливом на станции служит природный газ Сахалинского месторождения. Поставщиком топлива является ООО «ННК – Сахалинморнефтегаз».

Теплофикационная установка станции предназначена для обеспечения централизованного теплоснабжения потребителей г. Охи и подпитки теплосети для восполнения потерь сетевой воды. В состав ТФУ входят три основных (ПСВ-500-3-23) и три пиковых (ПСВ-315-14-23) бойлера, подключённых параллельно, общей производительностью 165 Гкал/час. Насосная группа теплоподготовительной установки состоит из 4-х сетевых насосов СЦН 1250/140-11 и 3-х насосов подпиточной воды типа К 90-85 (2 шт.) и типа Х 150-125-400 (1 шт.).

Теплофикационная установка состоит из установки подогрева сетевой воды и установки подпитки теплосети.

Установка подогрева сетевой воды: схема теплоснабжения горячей водой закрытая. Отпуск тепла с горячей водой производится по температурному графику 130/70°C. В основном бойлере (ОБ) ТФУ подогрев сетевой воды производится паром теплофикационного отбора турбин, а при его дефиците для снижения параметра пара от 100 до 1,2 кгс/см² включается в работу РОУ-3

(100/1,2) производительностью 30 т/час. Максимальная температура подогрева сетевой воды 90°C. Нагрев воды выше 90°C производится в пиковом бойлере (ПБ). Резервный подвод пара из П-отбора турбин на пиковые бойлеры осуществляется через РОУ-2 (100/10) производительностью 110 т/час.

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

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

На источниках теплоснабжения предусмотрен качественный метод регулирования отпуска тепловой энергии. Качественный выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям.

Сведения о температурных графиках котельных приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Общие сведения о температурных графиках источников тепла

№ п/п	Наименование СЦТ	Температурный график
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	130/70°C
2	Модульная котельная (с. Восточное)	95/70°C
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	95/70°C
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	95/70°C
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	95/70°C

Расчетные значения температур сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах в зависимости от температуры наружного воздуха представлены на рисунках ниже.

СОГЛАСОВАНО
Глава Охинского муниципального округа
« » 2025 г.
Е. Н. Михлик

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
АО «Охинская ТЭЦ»
« » 2025 г.
Д. В. Севастьянов

График температуры сетевой воды в подающем и обратном трубопроводе при режиме теплоснабжения (130-70) °С.
согласно СП 124.13330.2012, СНиП 41-02-2003

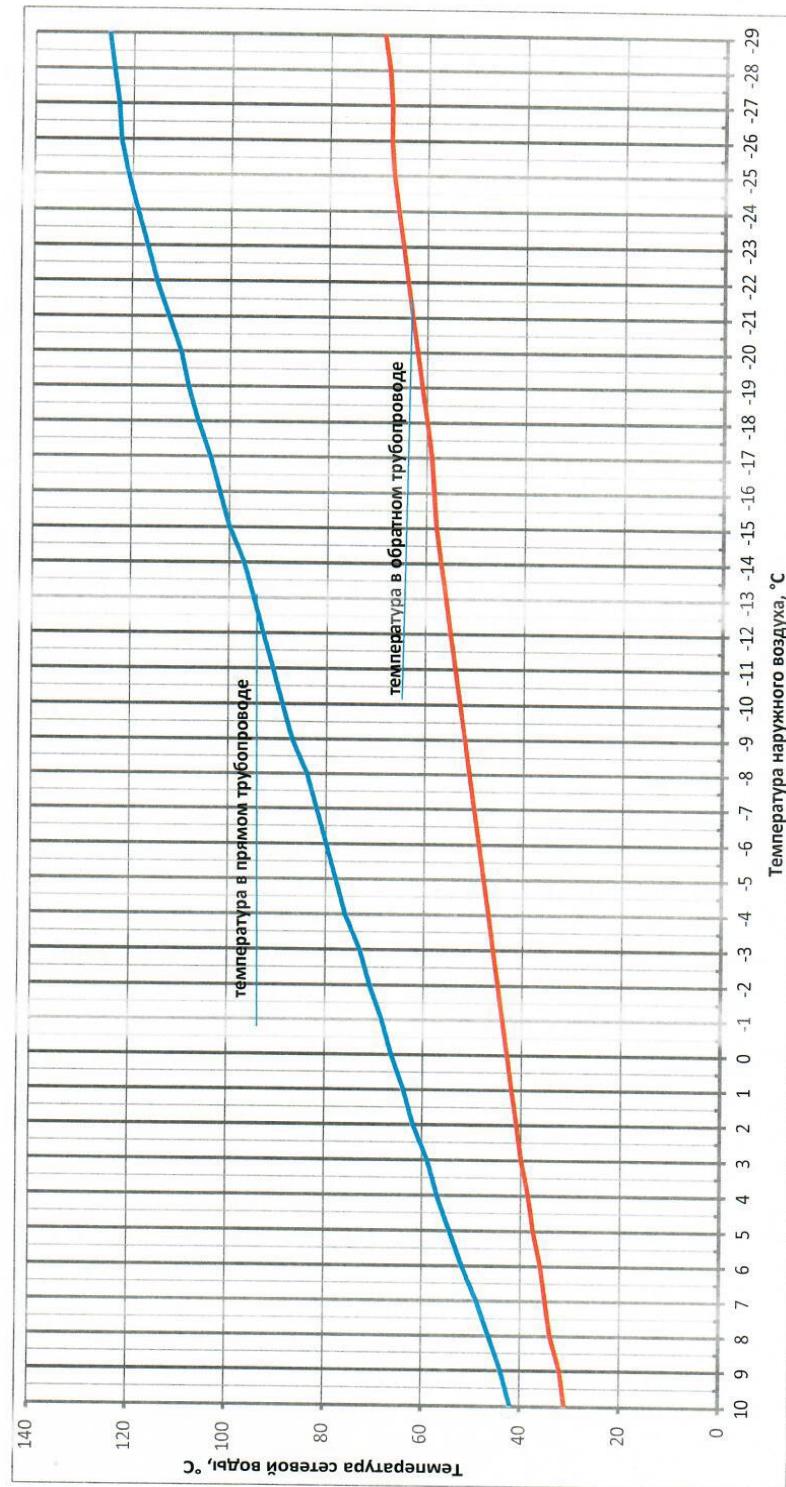


Рисунок 1 - Температурный график отпуска тепловой энергии Охинской ТЭЦ



Утверждаю
Глава администрации Очинского
муниципального округа
Махлик Е.Н.
2025 г.

Утверждаю
Директор МКП "ЖКХ"
Очинского муниципального округа
А.А. Шмыров
2025 г.

ГРАФИК ТЕМПЕРАТУРЫ В ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ
с. Восточное, с. Тунгор, с. Москальво, с. Некрасовка

на отопительный период 2025-2026гг

Температура воздуха	Подающий трубопровод 95° С	Обратный трубопровод 70° С
+ 13	30,81	28,16
+ 12	32,87	29,67
+ 11	34,78	31,06
+ 10	36,64	32,39
+ 9	38,45	33,67
+ 8	40,30	34,98
+ 7	42,04	36,19
+ 6	43,74	37,37
+ 5	45,50	38,57
+ 4	47,15	39,70
+ 3	48,78	40,80
+ 2	50,39	41,89
+ 1	52,05	43,00
0	53,62	44,05
-1	55,18	45,08
-2	56,79	46,14
-3	58,31	47,14
-4	59,82	48,12
-5	61,68	49,33
-6	62,88	50,10
-7	64,35	51,05
-8	65,81	51,99
-9	67,26	52,91
-10	68,77	53,87
-11	70,21	54,78
-12	71,63	55,68
-13	73,11	56,61
-14	74,51	57,49
-15	75,91	58,36
-16	77,30	59,22
-17	78,75	60,12
-18	80,12	60,97
-19	81,49	61,81
-20	82,91	62,69
-21	84,27	63,52
-22	85,61	64,34
-23	86,95	65,15
-24	88,35	66,00
-25	89,68	66,80
-26	91,00	67,60
-27	92,32	68,39
-28	93,69	69,22
-29	95,00	70,00

Рисунок 2 - Температурный график отпуска тепловой энергии котельных с. Восточное, с. Тунгор, с. Москальво, с. Некрасовка

2.8 Среднегодовая загрузка оборудования

Проведенный по укрупненным показателям расчет позволил определить среднегодовую загрузку оборудования источников тепла. Среднегодовая загрузка котлоагрегатов котельных, являющихся централизованными источниками тепла, представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Среднегодовая загрузка оборудования котельных

№ п/п	Наименование котельной	Установленная тепловая мощность	Выработка тепла	Число часов использования УТМ	Среднегодовая загрузка оборудования
		Гкал/ч	Гкал	час	%
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	216	267712	1239	18,2
2	Модульная котельная (с. Восточное)	3,87	4510	1165	17
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	3,44	8689	2526	37
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	3,44	5990	1741	26
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	5,16	7510	1455	21

2.9 Способы учета тепла, отпущеного в тепловые сети

Согласно пункту 1 статьи 13 Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» производимые, передаваемые, потребляемые энергетические ресурсы подлежат обязательному учету с применением приборов учета используемых энергетических ресурсов.

В соответствии с пунктом 1 статьи 19 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» количество тепловой энергии, теплоносителя, поставляемых по договору теплоснабжения или договору поставки тепловой энергии, а также передаваемых по договору оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, подлежит коммерческому учету.

В соответствии с пунктом 2 статьи 19 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя осуществляется путем их измерения приборами учета, которые устанавливаются в точке учета, расположенной на границе балансовой принадлежности, если договором теплоснабжения или договором оказания услуг по передаче тепловой энергии не определена иная точка учета.

Узлы учета тепловой энергии осуществляют:

- учет тепловой энергии, расходуемой объектами на отопление;
- измерение давления в трубопроводах;
- измерение температуры в трубопроводах;
- регистрацию нештатных ситуаций;
- автоматическую передачу данных с заданным периодом опроса, сигналов предупреждения об аварийных и нештатных ситуациях - немедленно.

Для коммерческого учета, тепла отпущеного в тепловую сеть Охинской ТЭЦ, используются приборы, представленные в таблице 12.

Таблица 12 Учет тепла, отпущенного в тепловые сети

№ п/п	Наименование	Кол-во	Марка	Класс точности, погрешность	Место установки
Коммерческий учёт					
1	Расход сетевой воды в прямом трубопроводе	1	Ф1771 «Элметро»	0,5	ТФУ
2	Расход сетевой воды в обратном трубопроводе	1	Ф1771 «Элметро»	0,5	ТФУ

№ п/п	Наименование	Кол-во	Марка	Класс точности,	Место установки
3	Расход подпиточной воды	1	Ф1771 «Элметро»	0,5	ТФУ

Сведения о приборах учета тепла, установленных на котельных, не представлены. При отсутствии приборов учета тепла, расчет величины отпускаемой тепловой энергии осуществляется расчетным способом, исходя из удельного расхода топлива на выработку тепла.

2.10 Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

На основе данных, предоставленных ресурсоснабжающими организациями и отчетных данных публикуемых в соответствии со стандартами раскрытия информации ТСО, отказов оборудования источников тепловой энергии, повлекших прекращение подачи тепла, не зафиксировано.

2.11 Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии

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

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

На территории муниципального округа существует один единственный источник тепловой энергии, функционирующий в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

2.13 Изменения, произошедшие в технических характеристиках основного оборудования источников тепловой энергии округа за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения

С момента предыдущей актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования «Городской округ «Охинский»» Сахалинской области (утверждена в 2023 г.) изменений в структуре теплоснабжения не произошло.

Глава переработана с учетом требований Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», а также Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

Часть 3 Тепловые сети, сооружения на них

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

Краткая характеристика тепловых сетей, расположенных на территории округа, приведена в таблице ниже.

Таблица 13 – Общая характеристика тепловых сетей

№ п/п	Наименование котельной	Протяженность трубопровода, м (в двух трубном ис.)	Материальная характеристика, кв.м
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха), в том числе	35018,0	17166,865
1.1	Магистральная тепловая сеть (АО «Охинская ТЭЦ»)	4690,0	7647,52
1.2	Распределительная сеть (МУП «ОКХ»)	30328	9519,345
2	Модульная котельная (с. Восточное)	1136	213,8
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	2612	614,7
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	1468	286,96
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	3019,5	563,64

3.2 Карты (схемы) тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии в электронной форме и (или) на бумажном носителе

Схема тепловых сетей, расположенных на территории округа, приведены в приложениях к настоящей Схеме.

3.3 Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и тепловой нагрузки потребителей, подключенных к таким участкам

К основным параметрам тепловых сетей относятся: длина, диаметр трубопровода, вид прокладки тепловой сети, материал теплоизоляции, год ввода в эксплуатацию, подключенная нагрузка, материальная характеристика тепловой сети.

Тепловые сети выполнены в надземной, подземной канальной и бесканальной прокладке. Подводка трубопроводов к зданиям выполнена как подземным, так и надземным способами. Теплоизоляция выполнена минеральной ватой с наружным покрытием стеклопластиком, стеклотканью, пенополиуретан в оболочке из полиэтилена высокой прочности. Компенсация температурных удлинений теплопроводов осуществляется П-образными компенсаторами. Ежегодно по окончании отопительного периода проводятся гидравлические испытания тепловых сетей и проверка на плотность.

Характеристика тепловых сетей по каждому источнику централизованного теплоснабжения представлена в таблицах ниже.

Таблица 14 - Характеристика тепловых сетей Охинской ТЭЦ

Назначение тепловой сети	Наименование участка		Наружный диаметр D _н , м		Внутренний диаметр D _{вн} , м		Тип изоляции	Вид прокладки	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Год проектирования (перекладки)
	Камера1	Камера2	подающего трубопровода	обратного трубопровода	подающего трубопровода	обратного трубопровода				
Магистральная тепловая сеть	ТЭЦ-ПНС	630	630	600	600	мин.вата	надземная	116	2015-2021	
		820	820	800	800	мин.вата	надземная	3925	2015-2021	
		820	820	800	800	мин.вата	подземная каналья	765	2015-2021	
распределительная сеть	квартал 6-19, 7-18	57	57	50	50	мин.вата	подземная каналья	212	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 6-19, 7-18	76	76	65	65	мин.вата	подземная каналья	84	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 6-19, 7-18	89	89	80	80	мин.вата	подземная каналья	154	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 6-19, 7-18	108	108	100	100	ППУ	подземная каналья	726	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 6-19, 7-18	159	159	150	150	ППУ	подземная каналья	674	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 6-19, 7-18	219	219	200	200	ППУ	подземная каналья	58	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 6-19, 7-18	273	273	250	250	ППУ	подземная каналья	632	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 6-19, 7-18	325	325	300	300	ППУ	подземная каналья	371	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 6-19, 7-18	426	426	400	400	ППУ	подземная каналья	203	2008	
распределительная сеть	квартал 31, 33	57	57	50	50	мин.вата	подземная каналья	277	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 31, 33	76	76	65	65	мин.вата	подземная каналья	153	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 31, 33	89	89	80	80	мин.вата	подземная каналья	63	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 31, 33	108	108	100	100	ППУ	подземная каналья	343	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 31, 33	159	159	150	150	ППУ	подземная каналья	391	2010-2015	
распределительная сеть	квартал 31, 33	159	159	150	150	ППУ	надземная	434	2010-2015	

Назначение тепловой сети	Наименование участка		Наружный диаметр D _н , м		Внутренний диаметр D _{вн} , м		Тип изоляции	Вид прокладки	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Год проектирования (перекладки)
			подающего трубопровода	обратного трубопровода	подающего трубопровода	обратного трубопровода				
	Камера1	Камера2								
распределительная сеть	квартал 29, 30, 34, "Б"		57	57	50	50	мин.вата	подземная канальяная	472,5	2010-2015
распределительная сеть	квартал 29, 30, 34, "Б"		76	76	65	65	мин.вата	подземная канальяная	224,5	2010-2015
распределительная сеть	квартал 29, 30, 34, "Б"		89	89	80	80	мин.вата	подземная канальяная	80	2010-2015
распределительная сеть	квартал 29, 30, 34, "Б"		108	108	100	100	ППУ	подземная канальяная	598	2010-2015
распределительная сеть	квартал 29, 30, 34, "Б"		159	159	150	150	ППУ	подземная канальяная	370	2010-2015
распределительная сеть	квартал 29, 30, 34, "Б"		273	273	250	250	ППУ	подземная канальяная	271	2010-2015
распределительная сеть	квартал 29, 30, 34, "Б"		325	325	300	300	ППУ	подземная канальяная	179	2010-2015
распределительная сеть	квартал 29, 30, 34, "Б"		426	426	400	400	ППУ	подземная канальяная	173	2010-2015
распределительная сеть	квартал 29, 30, 34, "Б"		530	530	500	500	ППУ	подземная канальяная	463	2008
распределительная сеть	квартал 29, 30, 34, "Б"		530	530	500	500	ППУ	надземная	315	2010
распределительная сеть	квртал 9, мкр 1		76	76	65	65	мин.вата	подземная канальяная	360	2010-2015
распределительная сеть	квртал 9, мкр 1		89	89	80	80	мин.вата	подземная канальяная	773	2010-2015
распределительная сеть	квртал 9, мкр 1		108	108	100	100	ППУ	подземная канальяная	490	2010-2015
распределительная сеть	квртал 9, мкр 1		159	159	150	150	ППУ	подземная канальяная	373	2010-2015
распределительная сеть	квртал 9, мкр 1		219	219	200	200	ППУ	подземная канальяная	732	2010-2015
распределительная сеть	квртал 9, мкр 1		273	273	250	250	ППУ	подземная канальяная	81	2010-2015
распределительная сеть	квртал 9, мкр 1		325	325	300	300	ППУ	подземная канальяная	266	2010-2015
распределительная сеть	квртал 9, мкр 1		426	426	400	400	ППУ	подземная канальяная	242	2008

Назначение тепловой сети	Наименование участка		Наружный диаметр D _н , м		Внутренний диаметр D _{вн} , м		Тип изоляции	Вид прокладки	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Год проектирования (перекладки)
			подающего трубопровода	обратного трубопровода	подающего трубопровода	обратного трубопровода				
	Камера1	Камера2								
распределительная сеть	квартал 9, мкр 1		159	159	150	150	ППУ	надземная	119	2010-2015
распределительная сеть	микрорайон 8		76	76	65	65	ППУ	подземная канальяная	71	2019
распределительная сеть	микрорайон 8		89	89	80	80	ППУ	подземная канальяная	48	2019
распределительная сеть	микрорайон 8		108	108	100	100	ППУ	подземная канальяная	114	2019
распределительная сеть	микрорайон 8		159	159	150	150	ППУ	подземная канальяная	1043	2019
распределительная сеть	улица Цапко		57	57	50	50	ППУ	подземная канальяная	280	2019
распределительная сеть	улица Цапко		76	76	65	65	ППУ	подземная канальяная	45	2019
распределительная сеть	улица Цапко		89	89	80	80	ППУ	подземная канальяная	40	2019
распределительная сеть	улица Цапко		108	108	100	100	ППУ	подземная канальяная	80	2019
распределительная сеть	квартал 49		108	108	100	100	ППУ	подземная канальяная	143	2010
распределительная сеть	квартал 49		159	159	150	150	ППУ	подземная канальяная	586	2010
распределительная сеть	квартал 49		108	108	100	100	ППУ	надземная	191	2010
распределительная сеть	микрорайон 6, квартал 28		57	57	50	50	мин.вата	подземная канальяная	64	2010-2015
распределительная сеть	микрорайон 6, квартал 28		76	76	65	65	мин.вата	подземная канальяная	53	2010-2015
распределительная сеть	микрорайон 6, квартал 28		108	108	100	100	ППУ	подземная канальяная	612	2010-2015
распределительная сеть	микрорайон 6, квартал 28		159	159	150	150	ППУ	подземная канальяная	365	2010-2015
распределительная сеть	микрорайон 6, квартал 28		219	219	200	200	ППУ	подземная канальяная	902	2010-2015
распределительная сеть	микрорайон 6, квартал 28		325	325	300	300	ППУ	подземная канальяная	33	2010-2015

Назначение тепловой сети	Наименование участка		Наружный диаметр D _н , м		Внутренний диаметр D _{вн} , м		Тип изоляции	Вид прокладки	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Год проектирования (перекладки)
			подающего трубопровода	обратного трубопровода	подающего трубопровода	обратного трубопровода				
	Камера1	Камера2								
распределительная сеть	микрорайон 6, квартал 28		426	426	400	400	ППУ	подземная канальная	217	2010-2015
распределительная сеть	микрорайон 6, квартал 28		76	76	65	65	ППУ	надземная	19	2010-2015
распределительная сеть	микрорайон 6, квартал 28		108	108	100	100	ППУ	надземная	382	2010-2015
распределительная сеть	микрорайон 6, квартал 28		159	159	150	150	ППУ	надземная	160	2010-2015
распределительная сеть	посёлок Северный, квартал "A"		57	57	50	50	мин.вата	подземная канальная	26	2012
распределительная сеть	посёлок Северный, квартал "A"		76	76	65	65	мин.вата	подземная канальная	24	2012
распределительная сеть	посёлок Северный, квартал "A"		89	89	80	80	ППУ	подземная канальная	827	2012
распределительная сеть	посёлок Северный, квартал "A"		108	108	100	100	ППУ	подземная канальная	172	2012
распределительная сеть	посёлок Северный, квартал "A"		159	159	150	150	ППУ	подземная канальная	1020	2012
распределительная сеть	посёлок Северный, квартал "A"		273	273	250	250	ППУ	подземная канальная	315	2012
распределительная сеть	квартал 4, квартал 5		57	57	50	50	мин.вата	подземная канальная	15	2010
распределительная сеть	квартал 4, квартал 5		76	76	65	65	мин.вата	подземная канальная	278	2010
распределительная сеть	квартал 4, квартал 5		89	89	80	80	мин.вата	подземная канальная	380	2010
распределительная сеть	квартал 4, квартал 5		108	108	100	100	ППУ	подземная канальная	723	2010
распределительная сеть	квартал 4, квартал 5		159	159	150	150	ППУ	подземная канальная	576	2010
распределительная сеть	квартал 4, квартал 5		219	219	200	200	ППУ	подземная канальная	178	2010
распределительная сеть	квартал 4, квартал 5		273	273	250	250	ППУ	подземная канальная	166	2010
распределительная сеть	квартал 4, квартал 5		159	159	150	150	ППУ	надземная	137	2010

Назначение тепловой сети	Наименование участка		Наружный диаметр D _н , м		Внутренний диаметр D _{вн} , м		Тип изоляции	Вид прокладки	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Год проектирования (перекладки)
			подающего трубопровода	обратного трубопровода	подающего трубопровода	обратного трубопровода				
	Камера1	Камера2								
распределительная сеть	ул.Красных Партизан-Чехова		108	108	100	100	мин.вата	подземная канальяная	210	2000
распределительная сеть	ул.Красных Партизан-Чехова		159	159	150	150	мин.вата	подземная канальяная	325	2000
распределительная сеть	ул.Красных Партизан-Чехова		219	219	200	200	мин.вата	подземная канальяная	110	2000
распределительная сеть	ул.Красных Партизан-Чехова		273	273	250	250	мин.вата	подземная канальяная	80	2000
распределительная сеть	микрорайон 7		57	57	50	50	мин.вата	подземная канальяная	176	2010-2013
распределительная сеть	микрорайон 7		76	76	65	65	мин.вата	подземная канальяная	52	2010-2013
распределительная сеть	микрорайон 7		89	89	80	80	мин.вата	подземная канальяная	182	2010-2013
распределительная сеть	микрорайон 7		108	108	100	100	ППУ	подземная канальяная	1163	2010-2013
распределительная сеть	микрорайон 7		159	159	150	150	ППУ	подземная канальяная	811	2010-2013
распределительная сеть	микрорайон 7		273	273	250	250	ППУ	подземная канальяная	372	2010-2013
распределительная сеть	микрорайон 7		325	325	300	300	ППУ	подземная канальяная	433	2010-2013
распределительная сеть	микрорайон 7		159	159	150	150	ППУ	надземная	546	2010-2013
распределительная сеть	поселок Геологов		76	76	65	65	мин.вата	подземная канальяная	30	2015
распределительная сеть	поселок Геологов		89	89	80	80	мин.вата	подземная канальяная	122	2015
распределительная сеть	поселок Геологов		108	108	100	100	ППУ	подземная канальяная	50	2015
распределительная сеть	поселок Геологов		159	159	150	150	ППУ	подземная канальяная	2018	2015
распределительная сеть	поселок Геологов		219	219	200	200	ППУ	подземная канальяная	615	2015
распределительная сеть	поселок Геологов		159	159	150	150	ППУ	наземная	600	2015

Назначение тепловой сети	Наименование участка		Наружный диаметр $D_{\text{н}}$, м		Внутренний диаметр $D_{\text{вн}}$, м		Тип изоляции	Вид прокладки	Длина участка (в двухтрубном исчислении), м	Год проектирования (перекладки)
			подающего трубопровода	обратного трубопровода	подающего трубопровода	обратного трубопровода				
	Камера1	Камера2								
распределительная сеть	2-ой участок		57	57	50	50	ППУ	подземная канальная	41	2015
распределительная сеть	2-ой участок		76	76	65	65	ППУ	подземная канальная	10	2015
распределительная сеть	2-ой участок		108	108	100	100	ППУ	подземная канальная	440	2015
распределительная сеть	2-ой участок		159	159	150	150	ППУ	подземная канальная	300	2015

В период 2015-2021 г.г. были выполнены работы по замене тепловых сетей от Охинской ТЭЦ до ПНС в однотрубном исчислении 9380 п.м. Надземная часть тепломагистрали от ТЭЦ до Н31 составляет 3925 п/м в двухтрубном исполнении из них \varnothing 820 – 3809 м, \varnothing 630 – 116 м. Подземная часть от Н31 до ПНС в двухтрубном исполнении 765 п/м (согласно проекта). Теплотрасса с теплоизоляционным материалом из минеральной ваты была заменена на теплотрассу с теплоизоляционным материалом пенополиуретан

Таблица 15 - Характеристика тепловых сетей котельных округа

Наименование участка	Год ввода в эксплуатацию	Внутренний диаметр трубопроводов на участке $D_{\text{вн}}$	Длина теплотрасс в двухтрубной прокладке , L	Тепло носитель (вода/пар)	Т/изоляционный материал	Тип прокладки	Глубина заложения (подзем)
Модульная котельная (с. Восточное)							
Подземная прокладка , теплопроводы спроектированы в период с 1990 по 1997 г. включительно							
TK6-TK7	1995	150	60	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
TK24-магазин Горизонт	1995	50	60	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
Подземная прокладка , теплопроводы спроектированы в период с 2004 года							
котельная- TK1-TK2	2018	150	106	вода	ППУ	канальная	0,80
TK2-TK5	2018	150	113	вода	ППУ	канальная	0,80
TK6-TK5	2020	150	35	вода	ППУ	канальная	0,80
TK2-TK21	2015	100	75	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
TK6-TK19	2020	100	177	вода	ППУ	канальная	0,80
TK21-TK24	2016	80	110	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
точки 1 до TK 16	2014	100	12	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
от TK 7 до точки 1	2022	70	60	вода	без изоляции	бесканальная	0,80
TK16-Береговая 11	2014	70	50	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
TK24-гараж	2016	50	100	вода	мин.вата	бесканальная	0,80

Наименование участка	Год ввода в эксплуатацию	Внутренний диаметр трубопроводов на участке D вн	Длина теплотрасс в двухтрубной прокладке , L	Тепло носитель (вода/пар)	Т/изоляционный материал	Тип прокладки	Глубина заложения (подзем)
ТК 21 - ЦРБ	2015	50	15	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
ТК5-ж/д Школьная 8а	2022	50	20	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК13-ж/д Береговая 1/1	2022	50	60	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 16-ж/д Береговая 7	2022	50	20	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК17 к ж/д Береговая 9	2020	50	31,5	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК18-ж/д Береговая 13	2020	50	3,5	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК19-ж/д Береговая 15	2020	50	11	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК19-ж/д Береговая 16	2020	50	12	вода	ППУ	канальная	0,80
к ж/д Береговая 11	2014	50	5	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
Котельная КЕДР-4 (п. Тунгор)							
Подземная прокладка , теплопроводы спроектированы в период с 2004 года							
ТК 17-ТК21	2023	100	343	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК 2-ТК11	2016	150	289	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК11-ТК12	2013	150	63	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК2-ТК7	2015	150	343	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
ТК12-ТК15	2018	150	368	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК7-ТК15	2016	150	190	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК15-точка 2	2018	100	90	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК8-ж/д Нефтяников 2а	2020	100	54	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК28-ТК29-точка 1	2016	100	157	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
Рабочая 17-Рабочая 19	2010	80	46	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК3-школа-детский сад	2019	80	82	вода	мин.вата	канальная	0,80
м/у ж/д Нефтяников 2а-2б	2018	80	81	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК30-точка 3	2007	70	25	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
ТК31 к ж/д Комсомольская 10	2016	70	53	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК6-ж/д Нефтяников 13	2015	70	5	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
ТК7-к ж/д Нефтяников 15	2020	70	40	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
ТК19-Администрация	2010	70	18	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
ТК21- ж/д Ленина 19	2020	70	16	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК16-ж/д Ленина 13	2016	70	57	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК15-ж/д Ленина 22	2009	70	43	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
ТК14-ж/д Ленина 20	2018	70	9	вода	ППУ	канальная	0,80
точка 1-магазин Спектр	2016	50	15	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
ТК 29-слесарная мастерская	2013	50	3	вода	мин.вата	бесканальная	0,80

Наименование участка	Год ввода в эксплуатацию	Внутренний диаметр трубопроводов на участке D вн	Длина теплотрасс в двухтрубной прокладке , L	Тепло носитель (вода/пар)	Т/изоляционный материал	Тип прокладки	Глубина заложения (подзем)
TK29-магазин Губенко	2016	50	15	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
TK18-ж/д Нефтяников 12	2018	50	7	вода	ППУ	канальная	0,80
TK13-магазин Губенко	2006	50	22	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
точка 4-офис	2015	50	13	вода	мин.вата	бесканальная	0,80

Надземная прокладка , теплопроводы спроектированы в период с 2004 г.

котельная-ТК 2	2010	150	43	вода	ППУ	на открытом воздухе	
точка 2-Рабочая 17	2010	80	92	вода	ППУ	на открытом воздухе	
точка 3-точка 4	2007	70	30	вода	мин.вата	на открытом воздухе	

Котельная КЕДР-5 (п. Москальво)

Подземная прокладка , теплопроводы спроектированы в период с 2004 года

котельная-ТК 9	2015	150	90	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 9-ТК 1	2014	150	140	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 1-ТК 2	2018	150	105	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 2-ТК 3	2015	150	47	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 3-до т врезки	2013	100	80	вода	ППУ	канальная	0,80
от т.врезки до ТК 4	2013	100	60	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 2 - Советская 50	2015	100	100	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 1- ТК 5	2014	100	107	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 1-Школа	2012	100	217	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 5-до точки 1	2018	80	30	вода	ППУ	канальная	0,80
от точки 1 до ТК 6	2017	80	3	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 6 до поворота	2013	80	20	вода	ППУ	канальная	0,80
к ж/д Советская 12	2015	80	78	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК3-Советская 55,59	2018	50	90	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 3-Советская 58	2014	50	25	вода	ППУ	канальная	0,80
к ж/д Советская 54	2014	50	5	вода	ППУ	канальная	0,80
к ж/д Советская 48а	2014	50	15	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 4- ж/д Советская 46	2014	50	5	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 4-ж/д Советская 47	2014	50	15	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 2-ж/д Советская 57	2015	50	20	вода	ППУ	канальная	0,80
к ж/д Советская 56	2020	50	21	вода	ППУ	канальная	0,80
к ж/д Советская 53	2015	50	5	вода	ППУ	канальная	0,80
к ж/д Советская 52	2015	50	30	вода	ППУ	канальная	0,80

Наименование участка	Год ввода в эксплуатацию	Внутренний диаметр трубопроводов на участке D вн	Длина теплотрасс в двухтрубной прокладке , L	Тепло носитель (вода/пар)	Т/изоляционный материал	Тип прокладки	Глубина заложения (подзем)
ТК 10 -Советская 50	2015	50	5	вода	ППУ	канальная	0,80
к ж/д Советская 45	2015	50	50	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 5- магазин	2013	50	10	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 6 -ж/д Советская 10	2013	50	25	вода	ППУ	канальная	0,80
к ж/д Советская 61	2014	50	5	вода	ППУ	канальная	0,80
к ж/д Советская 62	2014	50	10	вода	ППУ	канальная	0,80
от ТК 9 к КНС	2012	50	30	вода	ППУ	канальная	0,80
от точки к слесарной	2016	50	15	вода	ППУ	канальная	0,80
от ТК 8 к магазину	2015	25	10	вода	ППУ	канальная	0,80
БМК-32 (с. Некрасовка)							
Подземная прокладка , теплопроводы спроектированы в период с 1998 по 2003 г. включительно							
ТК 14-котельная 22	2000	150	7	вода	без изоляции	бесканальная	0,80
ТК 10-Октябрьская 99	2000	50	10	вода	мин.вата	бесканальная	0,80
Подземная прокладка , теплопроводы спроектированы в период с 2004 года							
ТК14-точка 1	2012	150	47	вода	ППУ	бесканальная	0,80
точка 2--точка 3	2012	150	115	вода	ППУ	бесканальная	0,80
точка 3-ТК15	2012	150	90	вода	ППУ	бесканальная	0,80
точка 3-до Парковая 11	2014	100	222	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК6-Зеленая 7	2014	100	200	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК4-Лесная 4	2014	100	165	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК2-ТК13	2014	100	96	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК1-ТК10	2014	100	30	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК11-точка5	2016	100	20	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК10-ТК11	2015	100	45	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК15-ТК7	2015	80	134,5	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК3-ТК5	2015	80	72	вода	ППУ	бесканальная	0,80
точка5-Октябрьская 24	2016	80	95	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК8-Парковая 11	2014	70	80	вода	ППУ	бесканальная	0,80
Зеленая 7-Зеленая 9	2014	70	80	вода	ППУ	бесканальная	0,80
Лесная 4- Лесная 6	2014	70	89	вода	ППУ	бесканальная	0,80
ТК13-Октябрьская 16	2017	70	60	вода	мин.вата	канальная	0,80
ТК12-Октябрьская 17,20	2016	50	28	вода	мин.вата	канальная	0,80
ТК 7-Парковая 13А	2015	50	17	вода	ППУ	канальная	0,80
ТК 5-Октябрьская 11,13	2016	50	70	вода	мин.вата	канальная	0,80
ТК 13-Октябрьская 14	2015	50	25	вода	без изоляции	канальная	0,80
к Ж/д Октябрьская 18	2010	50	25	вода	без изоляции	канальная	0,80

Наименование участка	Год ввода в эксплуатацию	Внутренний диаметр трубопроводов на участке D вн	Длина теплотрасс в двухтрубной прокладке , L	Тепло носитель (вода/пар)	Т/изоляционный материал	Тип прокладки	Глубина заложения (подзем)
к Ж/д Октябрьская 19	2013	50	25	вода	без изоляции	канальная	0,80
TK13-Октябрьская 15	2017	50	15	вода	мин.вата	канальная	0,80
к ж/д по ул.Парковая	2014	30	230	вода	ППУ	канальная	0,80
к ж/д по ул. Зеленая	2014	30	152	вода	ППУ	канальная	0,80
к ж/д по ул.Лесная	2014	30	70	вода	ППУ	канальная	0,80
TK5-киоск "Алина"	2016	30	47	вода	мин.вата	канальная	0,80
TK5-киоск Виктория	2014	30	33	вода	ППУ	бесканальная	0,80
к ж/д Пионерская 1	2005	30	15	вода	мин.вата	канальная	0,80
TK 5-киоск Улыбка	2012	30	47	вода	без изоляции	канальная	0,80
Надземная прокладка , теплопроводы спроектированы в период с 1998 по 2003 г. включительно							
точка 4-школа	2000	150	75	вода	мин.вата	надземная	
Надземная прокладка , теплопроводы спроектированы в период с 2004 г.							
котельная БМК-TK14	2010	250	84	вода	ППУ	надземная	
точка 1-TK1	2012	150	23	вода	ППУ	надземная	
TK1-TK6	2012	150	218	вода	ППУ	надземная	
TK6-точка2	2012	150	123	вода	ППУ	надземная	
точка5-TK12	2016	100	40	вода	ППУ	надземная	

Тепловые сети выполнены как надземным, так и подземным способом. В качестве тепловой изоляции используются минеральная вата. Компенсация температурных удлинений осуществляется П-образными компенсаторами и углами поворотов теплотрассы.

Общее состояние трубопроводов сетей удовлетворительное. По мере износа участки сети теплоснабжения ремонтируются.

3.4 Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Секционирующие и регулирующие задвижки не установлены. Имеется в наличии только запорная арматура – вентили, задвижки.

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

Для обслуживания отключающей арматуры при подземной прокладке на сетях установлены тепловые камеры. В тепловых камерах установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания.

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

Тепловые камеры на тепловых сетях выполнены как в подземном, так и в надземном исполнении. Внутренние габариты соответствуют числу и диаметру проложенных труб, размерам установленного оборудования (задвижек, сальниковых компенсаторов и др.). Конструкция тепловых камер - сборные ж/б элементы.

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

Регулирование отпуска теплоты осуществляется качественно по расчетному температурному графику. Качественный, выбор температурного графика обусловлен преобладанием отопительной нагрузки и непосредственным присоединением абонентов к тепловым сетям Сведения о температурных графиках котельных приведены в таблице ниже.

Таблица 16 – Температурные графики

№ п/п	Наименование СЦТ	Температурный график
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	130/70°C
2	Модульная котельная (с. Восточное)	95/70°C
3	Котельная КЕДР-4 (п. Тунгор)	95/70°C
4	Котельная КЕДР-5 (п. Москальво)	95/70°C
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	95/70°C

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

Фактический температурный режим отпуска тепла в тепловые сети соответствует утвержденным графикам отпуска тепловой энергии.

В соответствии с пунктом 6.2.59 Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утвержденными Приказом Минэнерго РФ от 24.03. 2003 № 115 «Об утверждении Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок», отклонения от заданного теплового режима за головными задвижками котельной, при условии работы в расчетных гидравлических и тепловых режимах, должны быть не более:

- 1) температура воды, поступающей в тепловую сеть - $\pm 3\%$;
- 2) по давлению в подающих трубопроводах - $\pm 5\%$;
- 3) по давлению в обратных трубопроводах - $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$;
- 4) среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не может превышать заданную графиком более чем на 5 %.

3.8 Гидравлические режимы и пьезометрические графики тепловых сетей

Гидравлический режим тепловой сети - режим, определяющий давления в теплопроводах при движении теплоносителя (гидродинамического) и при неподвижной воде (гидростатического).

На котельной предусмотрен качественный метод регулирования отпуска тепловой энергии, который заключается в изменении температуры сетевой воды в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха, при этом гидравлический режим работы системы теплоснабжения остается неизменным, т.е. он не претерпевает изменений в течение всего отопительного периода. Правилами технической эксплуатации тепловых электрических станций и тепловых сетей, предусматривается ежегодная разработка гидравлических режимов тепловых сетей для отопительного и летнего периодов, а также разработка гидравлических режимов системы теплоснабжения на ближайшие 3-5 лет.

Транспортировка тепла от источников до потребителей осуществляется по распределительным тепловым сетям. Для обеспечения транспортировки и создания необходимых гидравлических режимов на территориях с равнинным рельефом местности обеспечивается насосным оборудованием источников.

3.9 Статистика отказов тепловых сетей (аварийных ситуаций) за последние 5 лет

В период 2021-2024 годы на тепловых сетях города Оха было зафиксировано 91 аварийных ситуаций (порывов тепловой сети), в том числе в 2021 г. – 13 аварийных ситуаций, 2022 г. – 22 аварийной ситуации, 2023 г. – 14 аварийных ситуаций, 2024 г. – 42 аварийных ситуаций.

Сведения об аварийных ситуация на тепловых сетях за 2024 год в с. Восточное, с. Тунгор, с. Москальво и с. Некрасовка в количестве 5.

3.10 Статистика восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет

Накопления статистических данных по авариям и отказам элементов схемы теплоснабжения не предоставлены. Нормативное время восстановления тепловых сетей в зависимости от диаметра приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Нормативное время восстановления тепловых сетей в зависимости от диаметра (СП 124.13330.2012 «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», таблица 2)

№ п/п	Диаметр трубопровода	Время восстановления, ч
1	До 300 мм	15
2	400 мм	18
3	500 мм	22

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

В целях организации мониторинга за состоянием оборудования тепловых сетей применяются следующие виды диагностики: эксплуатационные испытания и регламентные работы.

К эксплуатационным испытаниям относятся:

1) гидравлические испытания на плотность и механическую прочность проводятся ежегодно после отопительного сезона и после проведения ремонтов. По результатам испытаний выявляются дефектные участки, не выдержавшие испытания пробным давлением, формируется график ремонтных работ по устранению дефектов. Перед выполнением ремонта производится дефектация поврежденного участка с вырезкой образцов для анализа состояния трубопроводов и характера повреждения, по результатам дефектации определяется объем ремонта;

2) испытания водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя проводятся с периодичностью, установленной главным инженером тепловых сетей (1 раз в 5 лет) с целью выявления дефектов трубопроводов, компенсаторов, опор, а также проверки компенсирующей способности тепловых сетей в условиях температурных деформаций, возникающих при повышении температуры теплоносителя до максимального значения. Испытания проводятся в соответствии с РД 153-34.1-20.329-2001 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на максимальную температуру теплоносителя», утвержденными РАО «ЕЭС России» 21.03.2001. Результаты испытаний обрабатываются и оформляются актом, в котором указываются необходимые мероприятия по устранению выявленных нарушений в работе оборудования. Нарушения, которые возможно устранить в

процессе эксплуатации устраняются в оперативном порядке. Остальные нарушения в работе оборудования тепловых сетей включаются в план ремонта на текущий год;

3) испытания водяных тепловых сетей на гидравлические потери проводятся с периодичностью 1 раз в 5 лет с целью определения эксплуатационных гидравлических характеристик трубопроводов, состояния их внутренней поверхности и фактической пропускной способности. Испытания проводятся в соответствии с РД 153-34.1-20.526-00 «Методические указания по испытанию водяных тепловых сетей на гидравлические потери без нарушения режимов эксплуатации», утвержденными РАО «ЕЭС России», 04.05.2000. Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные гидравлические характеристики. На основании результатов испытаний производится корректировка гидравлических режимов работы тепловых сетей и систем теплопотребления;

4) испытания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях проводятся 1 раз в 5 лет с целью определения фактических эксплуатационных тепловых потерь через тепловую изоляцию. Испытания проводятся в соответствии с РД 34.09.255-97 «Методические указания по определению тепловых потерь в водяных тепловых сетях», утвержденными РАО «ЕЭС России», 25.04.1997. Результаты испытаний обрабатываются и оформляются техническим отчетом, в котором отражаются фактические эксплуатационные среднегодовые тепловые потери через тепловую изоляцию. На основании результатов испытаний формируется перечень мероприятий, график их выполнения по приведению тепловых потерь к нормативному значению. Связанные с восстановлением и реконструкцией тепловой изоляции на участках с повышенными тепловыми потерями, заменой трубопроводов с изоляцией заводского изготовления, имеющей наименьший коэффициент теплопроводности, монтажу систем попутного дренажа на участках подверженных затоплению и т.д.

К регламентным работам относятся:

1) контрольные шурфовки проводятся ежегодно по графику в межотопительный период с целью оценки состояния трубопроводов тепловых сетей, тепловой изоляции и строительных конструкций. В контрольных шурфах производится внешний осмотр оборудования тепловых сетей, оценивается наружное состояние трубопроводов на наличие признаков наружной коррозии. Производится вырезка образцов для оценки состояния внутренней поверхности трубопроводов, оценивается состояние тепловой изоляции и строительных конструкций. По результатам осмотра в шурфе составляются акты, в которых отражается фактическое состояние трубопроводов, тепловой изоляции и строительных конструкций. На основании актов разрабатываются мероприятия для включения в план ремонтных работ;

2) оценка интенсивности процесса внутренней коррозии проводится с целью определения скорости коррозии внутренних поверхностей трубопроводов тепловых сетей с помощью индикаторов коррозии. Оценка интенсивности процесса внутренней коррозии производится в соответствии с РД 153-34.1-17.465-00 «Руководящий документ. Методические указания по оценке интенсивности процессов внутренней коррозии в тепловых сетях», утвержденный РАО «ЕЭС России», 29.09.2000. На основании обработки результатов лабораторных анализов определяется скорость внутренней коррозии мм/год и делается заключение об агрессивности сетевой воды. На участках тепловых сетей, где выявлена сильная или аварийная коррозия проводится обследование с целью определения мест, вызывающих рост концентрации растворенных в воде газов (подсосы) с последующим устранением. Проводится анализ качества подготовки подпиточной воды;

3) техническое освидетельствование, которое проводится в части наружного осмотра, гидравлических испытаний и технического диагностирования:

3.1) наружный осмотр - ежегодно;

3.2) гидравлические испытания – ежегодно, а также перед пуском в эксплуатацию после монтажа или ремонта связанного со сваркой;

3.3) техническое диагностирование - по истечении назначенного срока службы (визуальный и измерительный контроль, ультразвуковой контроль, ультразвуковая толщинометрия, механические испытания).

Техническое освидетельствование проводится в соответствии с РД 153-34.0-20.522-99 «Типовая инструкция по периодическому техническому освидетельствованию трубопроводов тепловых сетей в процессе эксплуатации», утвержденной РАО «ЕЭС России», 09.12.1999. Результаты технического освидетельствования заносятся в паспорт тепловой сети. На основании результатов технического освидетельствования разрабатывается план мероприятий по приведению оборудования тепловых сетей в нормативное состояние.

Планирование капитальных (текущих) ремонтов осуществляется на основании:

- 1) результатов испытаний, осмотров и обследования оборудования тепловых сетей проводится анализ его технического состояния и формирование перспективного графика ремонта оборудования тепловых сетей на 5 лет (с ежегодной корректировкой);
- 2) перспективного графика ремонтов разрабатывается перспективный план подготовки к ремонту на 5 лет.

Формирование годового графика ремонтов и годового плана подготовки к ремонту производится в соответствии с перспективным графиком ремонта и перспективным планом подготовки к ремонту с учетом корректировки по результатам испытаний, осмотров и обследований.

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

Ремонт оборудования тепловых сетей производится в соответствии с требованиями СО 34.04.181-2003 «Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей», утвержденными РАО «ЕЭС России» 25.12.2003.

Работы по текущему ремонту проводятся ежегодно по окончанию отопительного сезона, график проведения работ уточняется на основании результатов проведения гидравлических испытаний на плотность и прочность.

Капитальный ремонт проводится в соответствии с утвержденным годовым графиком ремонта. Мероприятия по капитальному ремонту планируются исходя из фактического состояния сетей, на основании анализа технического состояния оборудования по актам осмотра трубопроводов в шурфе (контрольные шурфы), аварийных актов и т.п. Учитывая техническое состояние оборудования тепловых сетей, работы по капитальному ремонту планируются ежегодно.

3.13 Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) при передаче тепловой энергии (мощности) и теплоносителя, включаемых в расчет отпущеных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях производится в соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 30.12.2008 №325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Цель нормирования потерь тепловой энергии, снижение или поддержание потерь на обоснованном уровне. Расчет нормирования потерь тепловой энергии, являясь составной

частью стратегической задачи по рациональному использованию природных ресурсов, строго регламентировано и носит обязательный характер.

К нормативам технологических потерь при передаче тепловой энергии относятся потери и затраты энергетических ресурсов, обусловленные техническим состоянием теплопроводов и оборудования и техническими решениями по надежному обеспечению потребителей тепловой энергией и созданию безопасных условий эксплуатации тепловых сетей, а именно:

1) потери и затраты теплоносителя (пар, конденсат, вода) в пределах установленных норм;

2) потери тепловой энергии теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителя;

3) затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии (эл.привод оборудования, расположенного на тепловых сетях и обеспечивающего передачу тепловой энергии).

В нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии не включаются потери и затраты на источниках теплоснабжения и в энергопринимающих установках потребителей тепловой энергии, включая принадлежащие последним трубопроводы тепловых сетей и тепловые пункты.

К нормируемым технологическим затратам теплоносителя (теплоноситель – вода) относятся:

1) затраты теплоносителя на заполнение трубопроводов тепловых сетей перед пуском после плановых ремонтов и при подключении новых участков тепловых сетей;

2) технически неизбежные в процессе передачи и распределения тепловой энергии потери теплоносителя с его утечкой через неплотности в арматуре и трубопроводах тепловых сетей;

3) технологические сливы теплоносителя средствами автоматического регулирования теплового и гидравлического режима, а также защиты оборудования;

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

Нормативные технологические потери и затраты тепловой энергии при ее передаче включают:

1) потери и затраты тепловой энергии, обусловленные потерями и затратами теплоносителя;

2) потери тепловой энергии теплопередачей через изоляционные конструкции теплопроводов и оборудование тепловых сетей.

Нормирование эксплуатационных часовых тепловых потерь через изоляционные конструкции на расчетный период проводится, исходя из значений часовых тепловых потерь при среднегодовых условиях функционирования тепловых сетей.

Таблица 18 – Сведения о нормативах технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям

№ п/п	Наименование норматива	Единица измерения	Размер норматива
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)		
1.1	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям, в том числе	Гкал в год	38210,1
	Магистральная тепловая сеть	Гкал в год	9546,1
	Распределительная сеть	Гкал в год	28664
2	Модульная котельная (с. Восточное)		
2.1	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	Гкал в год	614,675
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)		
3.1	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	Гкал в год	1616,734

№ п/п	Наименование норматива	Единица измерения	Размер норматива
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)		
4.1	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	Гкал в год	690,900
5	БМК-32 (с. Некрасовка)		
5.1	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	Гкал в год	1527,640

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

Сведения о фактических потерях тепловой энергии и теплоносителя при передаче тепловой энергии и теплоносителя представлены в таблице ниже.

Таблица 19 – Сведения о потерях в тепловых сетях

№ п/п	Наименование источника	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Потери теплоносителя, куб.м/час	Потери в тепловой сети, Гкал/ч	Относительная величина потерь к тепловой нагрузке, %
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	92,248	9,8	5,3	5,8
2	Модульная котельная (с. Восточное)	0,828	0,044	1,179	142
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгур)	1,956	0,071	0,567	29
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	1,621	0,012	0,397	24
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	1,924	0,221	0,604	31

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

По предоставленным данным предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети отсутствуют.

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

В настоящее время системы отопления большинства потребителей подключены к тепловым сетям через элеваторные узлы, которые существенно ограничивает регулирование подачи тепловой энергии в зоне срезки температурного графика с помощью увеличения расхода теплоносителя. Очень часто это заставляет потребителей использовать элеваторные сопла с диаметром, превышающим расчетное значение. В результате этого повышенный расход сетевой воды сохраняется и при более высоких температурах наружного воздуха, что приводит к повышению температуры сетевой воды в обратных трубопроводах, перетопам зданий и увеличению затрат электроэнергии на перекачку теплоносителя.

Небольшие объекты подключены к тепловой сети через дросселирующую шайбу. Данный способ, при отсутствии смесительных устройств, не позволяет производить подмес обратной сетевой воды к прямой сетевой воде для снижения параметров теплоносителя в подающем трубопроводе системы отопления. Таким образом, температурный режим в таких зданиях будет зависеть от температуры сетевой воды и параметров напора после дроссельной шайбы.

Наиболее распространённые схемы присоединения абонентов приведены на рисунках ниже.

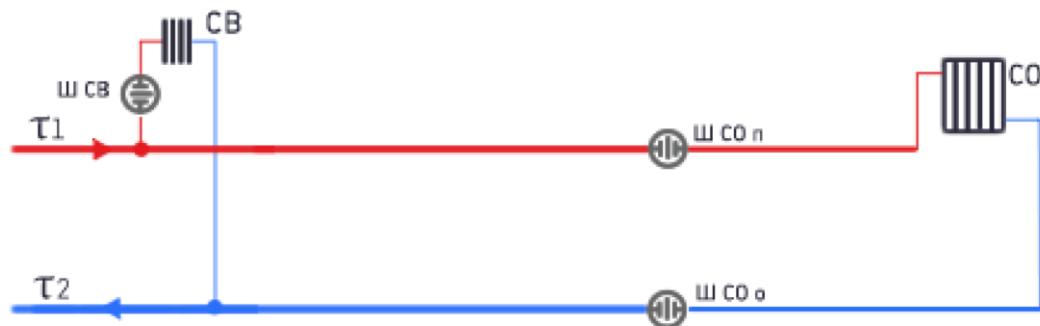


Рисунок 3 - Схема подключения потребителей к двухтрубной тепловой сети (при наличии внутридомовой системы отопление), зависимое присоединение, без смешения

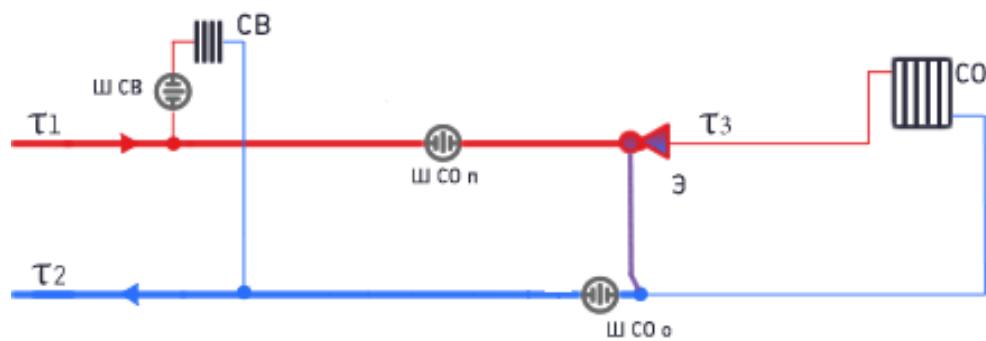


Рисунок 4 – Схема подключения потребителей к двухтрубной тепловой сети (при наличии внутридомовой системы отопление), в качестве регулятора температуры используется элеватор (СО – система отопления, Э – элеватор, СВ – система вентиляции)

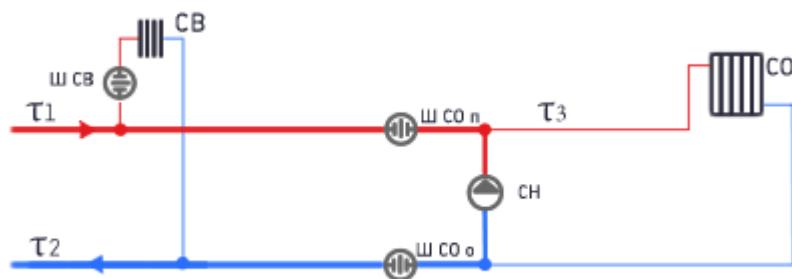


Рисунок 5 – Схема подключения потребителей к двухтрубной тепловой сети (при наличии внутридомовой системы отопление), СО – система отопления, СН – насос системы отопления, СВ – система вентиляции

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

Руководствуясь пунктом 5 статьи 13 Федерального закона от 23.12.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», собственники жилых домов, собственники помещений в многоквартирных домах, введенных в эксплуатацию на день вступления закона № 261-ФЗ в силу, обязаны в срок до 1 января 2012 года обеспечить оснащение таких домов приборами учета потребляемой воды, природного газа, тепловой

энергии, электрической энергии, а также ввод установленных приборов учета в эксплуатацию. При этом многоквартирные дома в указанный срок должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) приборами учета используемых коммунальных ресурсов, а также индивидуальными и общими (для коммунальной квартиры) приборами учета.

В соответствии с п.5 статьи 13 Федерального закона РФ от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» все МКД, должны быть оснащены коллективными (общедомовыми) УУТЭ.

Общие сведения об оснащенности зданий, строений, сооружений приборами учета и их применении при расчетах за отпущенную тепловую энергию, приведено в таблице ниже.

Таблица 20 -Сведения об оснащенности зданий, строений, сооружений приборами учета и их применении при расчетах за отпущенную тепловую энергию

Наименование источника теплоснабжения	Общее число потребителей	Число потребителей, оборудованных приборами учета тепла	Доля оприборивания, %
Охинская ТЭЦ (г. Оха)	578	143	25
Модульная котельная (с. Восточное)	11	0	0
Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	17	2	12
Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	21	5	24
БМК-32 (с. Некрасовка)	45	6	13

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

На источниках теплоснабжения организованно круглосуточное оперативное управление оборудованием, задачами которого являются: ведение требуемого режима работы; производство переключений; пусков и остановок; локализация аварий и восстановление режима работы; подготовка к производству ремонтных работ.

На тепловых сетях случаи аварий фиксируются потребителями. Средства автоматизации, телемеханизации и связи на сетях отсутствуют.

3.19 Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций

В системе теплоснабжения Охинской ТЭЦ для обеспечения требуемого напора теплоносителя в распределительной сети теплоснабжения г. Охи предусмотрена повышительная насосная станция (ПНС).

3.20 Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

В соответствии со СП 124.13330.2012 «. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», в каждом элементе единой системы теплоснабжения (на источнике тепла, в тепловых сетях, в системах теплопотребления) должны быть предусмотрены средства защиты от недопустимых изменений давлений сетевой воды. Эти средства в первую очередь должны обеспечивать поддержание допустимого давления в аварийных режимах, вызванных отказом оборудования данного элемента, а также защиту собственного оборудования при аварийных внешних воздействиях. Средства защиты тепловых сетей от превышения давления представляют собой предохранительные клапаны, установленные в котельных.

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

Согласно статьи 15 пункта 6 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» в случае выявления бесхозяйных тепловых сетей (тепловых сетей, не

имеющих эксплуатирующую организацию), орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозяйные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозяйными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозяйные тепловые сети и которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозяйных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозяйных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

Бесхозяйные объекты не выявлены.

3.22 Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии)

К энергетическим характеристикам тепловых сетей относятся следующие показатели:

- 1) материальная характеристика тепловой сети;
- 2) тепловые потери (тепловая энергетическая характеристика);
- 3) температура теплоносителя в подающем трубопроводе принятая для проектирования тепловых сетей;
- 4) потери (затраты) сетевой воды.

Данные энергетических характеристик тепловых сетей в таблице ниже

Таблица 21 - Эксплуатационные показатели тепловых сетей и сооружений на них отдельно по каждой СЦТ

№ п/п	Наименование СЦТ	Протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, км	Материальная характеристика, кв. м	Потери тепловой энергии, Гкал	то же в % от отпуска тепловой энергии с коллекторов источника тепловой энергии	Нормативная величина подпитка тепловых сетей по СП 124.13330, м ³ /ч	Температура теплоносителя в подающем трубопроводе принятая для проектирования тепловых сетей, °С	Разность температур теплоносителя в подающей и обратной тепломагистрали при расчетной температуре наружного воздуха, °С
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха), в том числе	35018,0	17166,865	61872,0	22,4	17,577	130/70	60
2	Модульная котельная (с. Восточное)	1,160	214,5	1716,0	38,3	0,040	95/70	25
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	2,574	604,8	1789,0	20,98	0,160	95/70	25
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	1,558	294,3	864,0	14,8	0,060	95/70	25
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	3,19	602,9	1107,0	14,84	0,120	95/70	25

3.23 Изменения, произошедшие в тепловых сетях, сооружениях на них за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения

С момента предыдущей актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования «Городской округ «Охинский»» Сахалинской области (утверждена в 2023 г.) изменений в структуре теплоснабжения не произошло.

Глава переработана с учетом требований Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», а также Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

Часть 4 Зоны действия источников тепловой энергии

4.1 Описание существующих зон действия источников тепловой энергии во всех системах теплоснабжения на территории округа, включая перечень котельных, находящихся в зоне радиуса эффективного теплоснабжения источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

В Постановлении Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» даны следующие определения:

«*зона действия системы теплоснабжения*» - территория поселения, муниципального округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;

«*зона действия источника тепловой энергии*» - территория поселения, муниципального округа или ее часть, границы которой устанавливаются закрытыми секционирующими задвижками тепловой сети системы теплоснабжения;

Зоны действия источников тепловой энергии в Охинском муниципальном округе представлены на рисунках ниже.

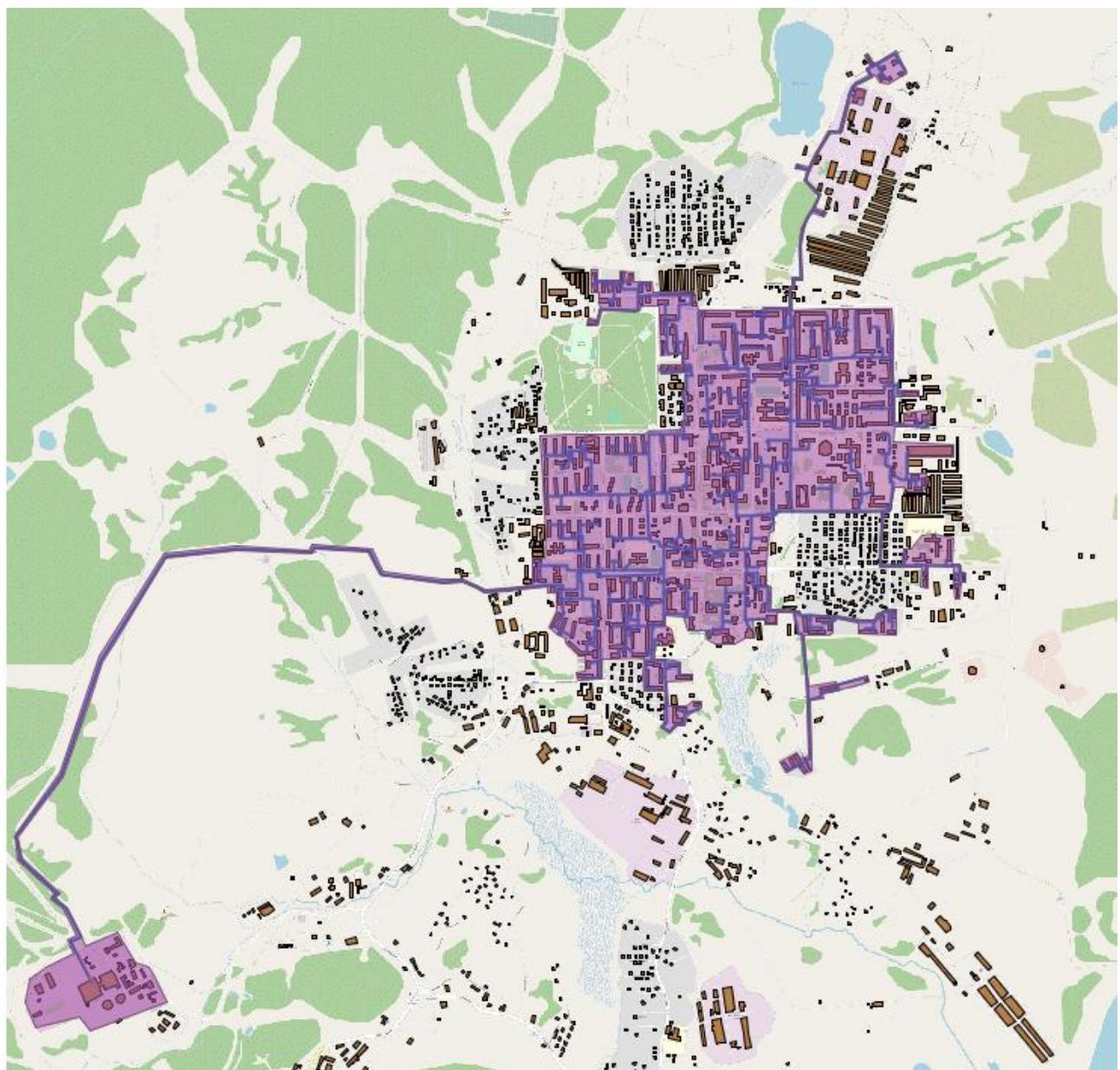


Рисунок 6 – Зоны действия источников тепла г. Оха

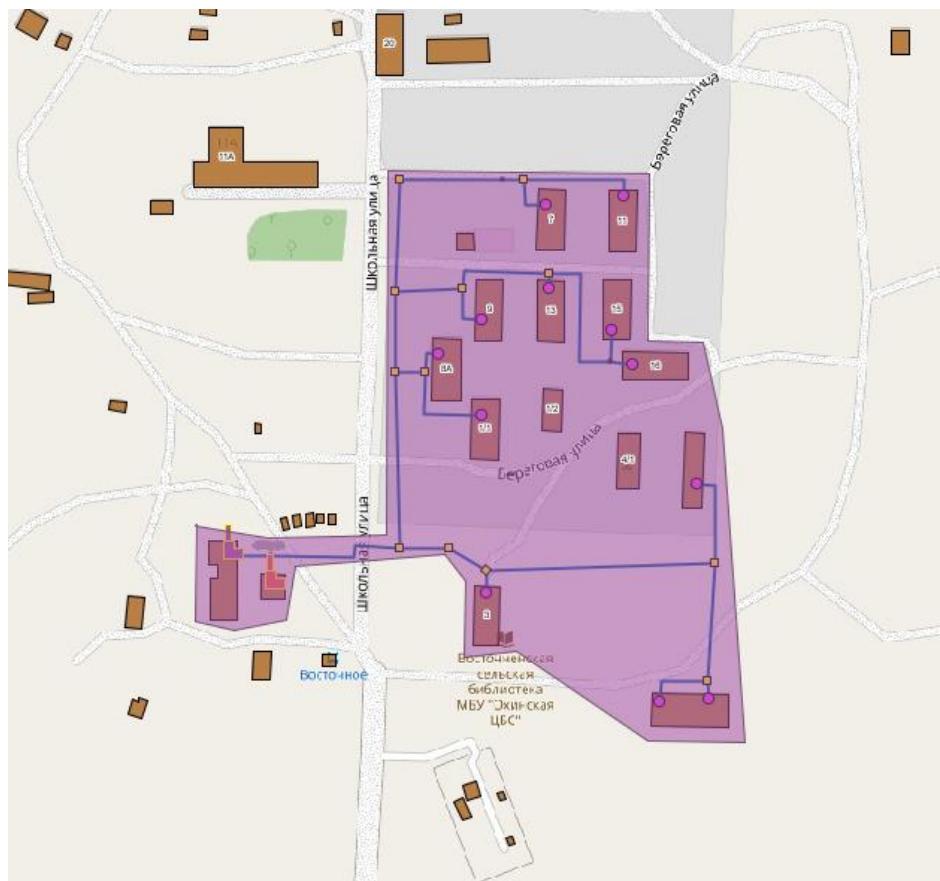


Рисунок 7 – Зона действия источника тепла с. Восточное

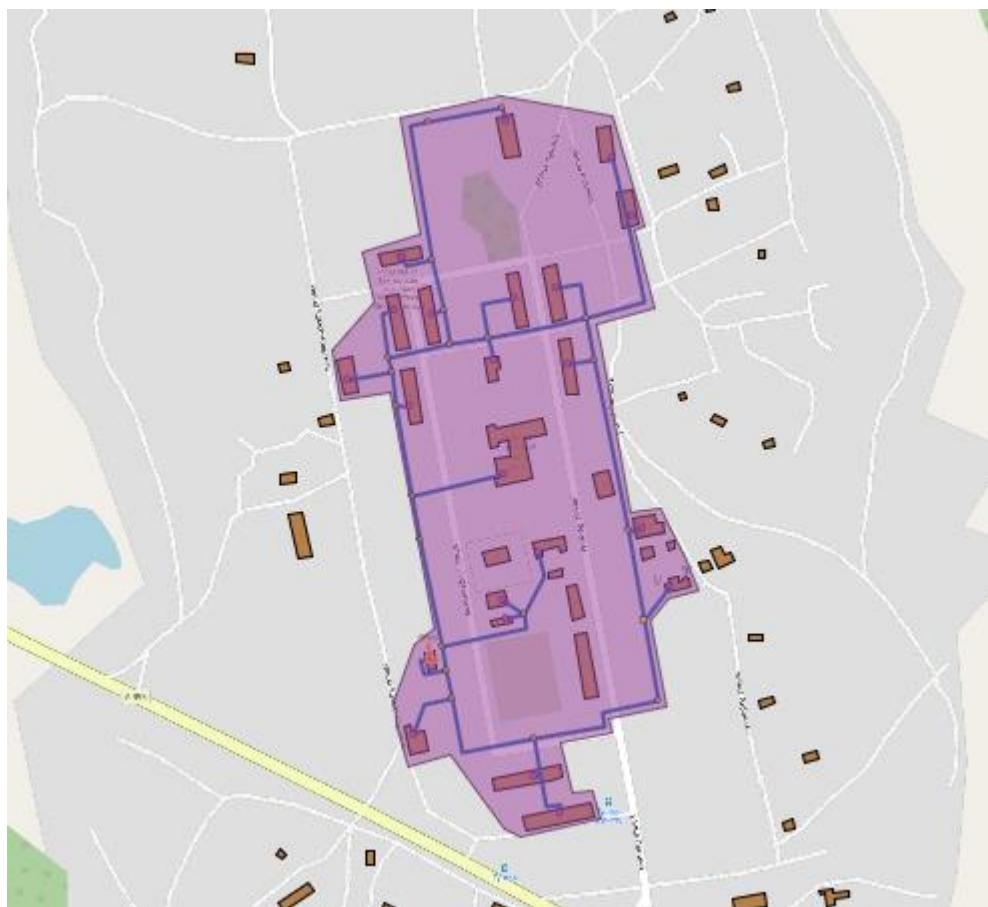


Рисунок 8 – Зона действия источника тепла п. Тунгор



Рисунок 9 – Зона действия источника тепла п. Москальво



Рисунок 10 – Зона действия источника тепла с. Некрасовка

4.2 Изменения, произошедшие в системе теплоснабжения округа

С момента предыдущей актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования «Городской округ «Охинский»» Сахалинской области (утверждена в 2023 г.) изменений в структуре теплоснабжения не произошло.

Глава переработана с учетом требований Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», а также Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

Часть 5 Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии

5.1 Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления

Основными потребителями тепловой энергии являются население (жилищный фонд), объекты производственного и социально-культурного назначения. Сведения о тепловых нагрузках потребителей тепловой энергии в зонах действия источников тепловой энергии приведены в таблице ниже.

Таблица 22 - Тепловые нагрузки потребителей

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Нагрузки (без учета потерь), Гкал/ч	Полезный отпуск тепла, Гкал
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	92,248	209399
2	Модульная котельная (с. Восточное)	0,828	2765,0
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	1,956	6740,0
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	1,621	4974,0
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	1,924	6353,0

Сведения о тепловой нагрузке потребителей и полезном отпуске тепла локальных котельных не представлены.

5.2 Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии

Расчетные значения тепловых нагрузок источников тепловой энергии приведены в таблице 23.

Таблица 23 - Расчетные значения тепловых нагрузок источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Нагрузки, Гкал/ч		
		отоплен. и вентил.	ГВС	ВСЕГО
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	93,024	-	93,024
2	Модульная котельная (с. Восточное)	0,836	-	0,836
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	1,956	-	1,956
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	1,621	-	1,621
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	2,191	-	2,191

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

Поквартирное отопление значительно удешевляет жилищное строительство, отпадает необходимость в дорогостоящих теплосетях, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии, становится возможным вести жилищное строительство в районах, не обеспеченных развитой инфраструктурой тепловых сетей, при условии надежного газоснабжения, снимается проблема окупаемости системы отопления.

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом и горячей водой, снимается проблема перебоев в тепле и горячей воде по техническим, организационным и сезонным причинам.

В то же время автономные системы теплоснабжения имеют ряд трудно устранимых недостатков, к которым можно отнести:

- 1) серьезное снижение надежности теплоснабжения;

- 2) эксплуатация источника теплоснабжения персоналом не высокой квалификации, а иногда и жильцами (поквартирное отопление);
- 3) не высокое качество теплоснабжения (в силу второго недостатка);
- 4) повышенные уровни шума от основного и вспомогательного оборудования;
- 5) зависимость от снабжения энергоресурсами, природным газом, электрической энергией и водой;
- 6) отсутствие всякого рода резервирования энергетических ресурсов, любое отключение от систем водо-, электро- и газоснабжения приводит к аварийным ситуациям.

Серьезная проблема для поквартирного отопления - это вентиляция и дымоудаление. При установке в существующих многоквартирных домах котлов с закрытой камерой сгорания, возможно задувание продуктов сгорания в соседние квартиры. Существующие системы вентиляции не соответствуют нормативам по установке индивидуальных котлов.

Схемой теплоснабжения предусматривается отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии. Перечень квартир, оснащенных индивидуальными источниками тепла, приведен в таблице ниже.

Таблица 24 - Перечень индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, используемых для отопления жилых помещений в многоквартирных домах

№ пп	Объект теплопотребления	Адрес	Площадь, м ²
1	квартира № 1	с. Некрасовка ул. Октябрьская 11	71,0
2	квартира № 5	с. Некрасовка ул. Октябрьская 19	43,8
3	квартира № 12	с. Некрасовка ул. Октябрьская 17	71,7
4	квартира № 2	с. Москальво ул. Советская 12	54,7

Поквартирное отопление является разновидностью индивидуального теплоснабжения и характеризуется тем, что генерация тепла происходит непосредственно у потребителя в квартире. Условия организации поквартирного отопления во многом схожи с условиями создания индивидуального теплоснабжения.

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

Сведения о величине потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом приведены в таблице 25.

Таблица 25 - Потребление тепловой энергии по источникам теплоснабжения

№ п/п	Наименование потребителей	Выработка тепловой энергии, Гкал	Собственное потребление, Гкал	Потери в тепловой сети, Гкал	Полезный отпуск в отопительный период, Гкал	Полезный отпуск в отопительный период, Гкал
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	267712	3826	54487	209399	209399
2	Модульная котельная (с. Восточное)	4510,0	29,0	1716,0	2765,0	2765,0
3	Котельная КЕДР-4 (п. Тунгор)	8689,0	160,0	1789,0	6740,0	6740,0
4	Котельная КЕДР-5 (п. Москальво)	5990,0	152,0	864,0	4974,0	4974,0
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	7510,0	50,0	1107,0	6353,0	6353,0

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

Определение нормативов потребления тепла с применением метода аналогов и экспертного метода производится на основе выборочного наблюдения потребления

коммунальных услуг в многоквартирных и жилых домах имеющих аналогичные технические и строительные характеристики, степень благоустройства и заселенность. Они основываются на данных об объеме потребления с коллективных приборов учета.

Расчетный метод применяется, если результаты измерений коллективными (общедомовыми) приборами учета тепла в многоквартирных домах или жилых домах отсутствуют или их недостаточно для применения метода аналогов, а также, если отсутствуют данные измерений для применения экспертного метода.

При определении нормативов потребления учитываются технологические потери и не учитываются расходы коммунальных ресурсов, возникшие в результате нарушения требований технической эксплуатации внутридомовых инженерных коммуникаций и оборудования, правил пользования жилыми помещениями и содержания общего имущества в многоквартирном доме.

Информация о нормативах потребления коммунальных услуг по отоплению и горячему водоснабжению на территории муниципального образования приведена в таблицах ниже.

Таблица 26 - Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению потребителями в жилых и нежилых помещениях в многоквартирных домах или жилых домах г. Оха

№	Этажность здания	Норматив потребления Гкал/кв.м в месяц			
		для жилых помещений	для жилых помещений в аварийных МКД	для нежилых помещений	
с 01 июля 2022 г.					
(Приказ министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Сахалинской области от 05.04.2021 № 3.10-5-П с изменениями от 16.12.2021 по Приказу № 3.10-42-П)					
г. Оха (год строительства жилых домов до 1999г. включительно)					
1	Двухэтажные жилые дома	0,03351	0,016755	0,05357	
2	Трехэтажные жилые дома	0,03351	0,016755	0,03351	
3	Четырехэтажные жилые дома	0,03303	0,016515	0,03303	
4	Пятиэтажные жилые дома	0,02811	0,014055	0,02811	
г. Оха (год строительства жилых домов после 1999г.)					
1	Двухэтажные жилые дома	0,01953	0,009765	0,01953	
2	Трехэтажные жилые дома	0,02037	0,010185	0,02037	
3	Четырехэтажные жилые дома	0,01673	0,008365	0,01673	
4	Пятиэтажные жилые дома	0,01676	0,00838	0,01676	

Таблица 27 - Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению потребителями в жилых и нежилых помещениях в многоквартирных домах или жилых домах с. Восточный

№	Этажность здания	Норматив потребления Гкал/кв.м в месяц			
		для жилых помещений	для жилых помещений в аварийных МКД	для нежилых помещений	
с 01 июля 2022 г.					
(Приказ министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Сахалинской области от 05.04.2021 № 3.10-5-П с изменениями от 16.12.2021 по Приказу № 3.10-42-П)					
г. Оха (год строительства жилых домов до 1999г. включительно)					
1	Двухэтажные жилые дома	0,03524	0,01762	0,05635	
2	Трехэтажные жилые дома	0,03524	0,01762	0,03524	

Таблица 28 - Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению потребителями в жилых и нежилых помещениях в многоквартирных домах или жилых домах с. Москальво

№	Этажность здания	Норматив потребления Гкал/кв.м в месяц			
		для жилых помещений	для жилых помещений в аварийных МКД	для нежилых помещений	
с 01 июля 2022 г.					
(Приказ министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Сахалинской области от 05.04.2021 № 3.10-5-П с изменениями от 16.12.2021 по Приказу № 3.10-42-П)					
г. Оха (год строительства жилых домов до 1999г. включительно)					
1	Двухэтажные жилые дома	0,03524	0,01762	0,05725	
2	Трехэтажные жилые дома	0,03524	0,01762	0,03524	

Таблица 29 - Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению потребителями в жилых и нежилых помещениях в многоквартирных домах или жилых домах с. Тунгор

№	Этажность здания	Норматив потребления Гкал/кв.м в месяц			
		для жилых помещений	для жилых помещений в аварийных МКД	для нежилых помещений	
с 01 июля 2022 г.					
(Приказ министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Сахалинской области от 05.04.2021 № 3.10-5-П с изменениями от 16.12.2021 по Приказу № 3.10-42-П)					
г. Оха (год строительства жилых домов до 1999г. включительно)					
1	Двухэтажные жилые дома	0,03484	0,01742	0,05715	
2	Трехэтажные жилые дома	0,03484	0,01742	0,03484	
3	Пятиэтажные жилые дома	0,03044	0,01522	0,03044	
г. Оха (год строительства жилых домов после 1999г.)					
2	Трехэтажные жилые дома	0,01938	0,00969	0,01938	

Таблица 30 - Нормативы потребления коммунальных услуг по отоплению потребителями в жилых и нежилых помещениях в многоквартирных домах или жилых домах с. Некрасовка

№	Этажность здания	Норматив потребления Гкал/кв.м в месяц			
		для жилых помещений	для жилых помещений в аварийных МКД	для нежилых помещений	
с 01 июля 2022 г.					
(Приказ министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Сахалинской области от 05.04.2021 № 3.10-5-П с изменениями от 16.12.2021 по Приказу № 3.10-42-П)					
г. Оха (год строительства жилых домов до 1999г. включительно)					
1	Двухэтажные жилые дома	0,03460	0,0173	0,05615	
2	Трехэтажные жилые дома	0,03460	0,0173	0,05728	
3	Пятиэтажные жилые дома	0,03460	0,0173	0,03460	

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

Тепловые нагрузки, указанные в договорах теплоснабжения соответствуют расчетным значениям тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии.

5.7 Изменения, произошедшие в тепловых нагрузках потребителей тепловой энергии, в том числе подключенных к тепловым сетям каждой системы теплоснабжения за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения

Глава переработана с учетом требований Постановление Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», а также Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

Часть 6 Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки

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

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

Установленная мощность источника тепловой энергии (УТМ) — сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

Располагаемая мощность источника тепловой энергии (РТМ) — величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе;

Мощность источника тепловой энергии нетто — величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды.

Балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в зоне действия источника тепловой энергии в ретроспективный период приведены в таблице 31.

Таблица 31 - Балансы установленной мощности источника теплоснабжения

№ п/ п	Наименование котельной	Тепловая мощность		Расход тепла на собственные нужды источника		Тепловая мощность котельной нетто	Потери в тепловой сети		Тепловая нагрузка (без учета потерь), Гкал/час	Резерв/ дефицит,	
		Установленная, Гкал/ч	Располагаемая, Гкал/ч	Гкал	Гкал/ч		Гкал	Гкал/ч		Гкал/ч	%
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	216	216	3826	0,563	215,437	54487	8,022	92,248	115,166	53,5
2	Модульная котельная (с. Восточное)	3,87	3,096	0,020	3,076	1,179	0,828	1,069	34,53	3,87	3,096
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	3,44	2,752	0,050	2,702	0,567	1,956	0,179	6,50	3,44	2,752
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	3,44	2,752	0,069	2,683	0,397	1,621	0,665	24,16	3,44	2,752
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	5,16	4,128	0,029	4,099	0,604	1,924	1,571	38,06	5,16	4,128

6.2 Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения

По данным, приведенным в таблице 31, видно, что в зонах действия источников теплоснабжения округа имеется запас тепловой мощности. Для обеспечения эффективной работы системы теплоснабжения рекомендуется рассмотреть варианты по снижению потерь тепла в тепловой сети.

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

При расчёте гидравлического режима тепловой сети решаются следующие задачи:

- 1) определение диаметров трубопроводов;
- 2) определение падения давления-напора;
- 3) определение действующих напоров в различных точках сети;
- 4) определение допустимых давлений в трубопроводах при различных режимах работы и состояниях теплосети.

При проведении гидравлических расчетов используются схемы и геодезический профиль теплотрассы, с указанием размещения источника теплоснабжения, потребителей теплоты и расчетных нагрузок.

При проектировании и в эксплуатационной практике для учета взаимного влияния геодезического профиля района, высоты абонентских систем, действующих напоров в тепловой сети пользуются пьезометрическими графиками. По ним нетрудно определить напор (давление) и располагаемое давление в любой точке сети и в абонентской системе для динамического и статического состояния системы:

- 1) давление (напор) в любой точке обратной магистрали не должно быть выше допускаемого рабочего давления в местных системах;
- 2) давление в обратном трубопроводе должно обеспечить залив водой верхних линий и приборов местных систем отопления;
- 3) давление в обратной магистрали во избежание образования вакуума не должно быть ниже 0,05-0,1 МПа (5-10 м вод.ст.);
- 4) давление на всасывающей стороне сетевого насоса не должно быть ниже 0,05 МПа (5 м вод.ст.);
- 5) давление в любой точке подающего трубопровода должно быть выше давления вскипания при максимальной температуре теплоносителя;
- 6) располагаемый напор в конечной точке сети должен быть равен или больше расчетной потери напора на абонентском вводе при расчетном пропуске теплоносителя.

При существующих теплогидравлических режимах, располагаемых перепадов даже у самых удаленных потребителей достаточно для обеспечения качественной услуги теплоснабжения.

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

Дефицит тепловой мощности в зоне действия источников теплоснабжения отсутствует.

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

Сведения о резервах тепловой мощности источников теплоснабжения приведены в таблице 31.

На котельных округа имеется запас тепловой мощности. Для обеспечения эффективной работы системы теплоснабжения рекомендуется рассмотреть варианты по снижению потерь тепла в тепловой сети.

6.6 Изменения, произошедшие в балансах тепловой мощности и тепловой нагрузки каждой системы теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения

При разработке схемы были уточнены сведения по балансам тепловой мощности и тепловой нагрузки в зонах действия источников теплоснабжения по состоянию на начало 2025 г.

Часть 7 Балансы теплоносителя

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

В соответствии с требованиями нормативной документации система водоподготовки на теплоисточнике должна обеспечивать подачу в тепловую сеть в рабочем режиме воду соответствующего качества и аварийную подпитку водой из систем хозяйствственно-питьевого или производственного водопроводов.

Расход подпиточной воды в рабочем режиме должен компенсировать расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения. Расчетные (нормируемые) потери сетевой воды в системе теплоснабжения включают расчетные технологические потери (затраты) сетевой воды и потери сетевой воды с нормативной утечкой из тепловой сети и систем теплопотребления. Среднегодовая утечка теплоносителя (м³/ч) из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения. Технологические потери теплоносителя включают количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию, проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования тепловых сетей. Для компенсации этих расчетных технологических потерь (затрат) сетевой воды, необходима дополнительная производительность водоподготовительной установки и соответствующего оборудования (свыше 0,25 % от объема теплосети), которая зависит от интенсивности заполнения трубопроводов.

Балансы потребления теплоносителя теплопотребляющими установками приведены в таблицах 32-33.

Таблица 32 - Балансы холодной воды и теплоносителя в зоне действия АО «Охинская ТЭЦ»

Параметр	Ед. изм.	2023
Техническая вода на производство тепловой энергии, в т.ч.	тыс.м.куб	218,443
подпитка тепловой сети ТЭЦ- ПНС, в т. ч.	тыс.м.куб	58,515
Продажа теплоносителя МУП «ОКХ»	тыс.м.куб	159,928

Таблица 33 – Балансы потребления теплоносителя в зоне действия котельных

№ п/п	Источник тепловой энергии	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/час	Объем тепловых сетей, м ³	Нормативная величина подпитки тепловых сетей по СП 124.13330, м ³ /ч	Расчетная величина подпитки тепловой сети, тыс.м ³ /год, в т.ч.:		
					Всего	нормативные утечки теплоносителя	- отпуск теплоносител я из тепловых сетей на гвс (для открытых систем тепло снабжения)
1	Модульная котельная (с. Восточное)	0,828	59,23	0,148	0,335	0,335	-
2	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	1,956	163,68	0,409	1,130	1,130	-
3	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	1,621	104,2	0,261	0,436	0,436	-

№ п/п	Источник тепловой энергии	Присоединен- ная тепловая нагрузка, Гкал/час	Объем тепловых сетей, м ³	Нормативная величина подпитки тепловых сетей по СП 124.13330, м ³ /ч	Расчетная величина подпитки тепловой сети, тыс.м ³ /год, в т.ч.:		
					Всего	нормативные утечки теплоносителя	- отпуск теплоносите- ля из тепловых сетей на гвс (для открытых систем теп- лоснабже- ния)
4	БМК-32 (с. Некрасовка)	1,924	146,87	0,367	0,852	0,852	-

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

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

Согласно требованию СП 124.13330.2012 «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», 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 присоединенных 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.

Баланс производительности теплоносителя для тепловых сетей и максимальное потребление теплоносителя в аварийных режимах системы теплоснабжения приведен в таблице 34.

Таблица 34 - Производительности ВПУ в аварийном режиме

№ п/п	Источник тепловой энергии	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/час	Нормативная величина подпитки тепловых сетей по СП 124.13330, м ³ /ч	Аварийная подпитка тепловых сетей СП 124.13330.2012, м ³ /ч
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	93,024	17,577	140,618
2	Модульная котельная (с. Восточное)	0,836	0,158	1,264
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгур)	1,956	0,370	2,957
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	1,621	0,306	2,450
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	2,191	0,414	3,312

7.3 Изменения, произошедшие в балансах водоподготовительных установок источников тепловой энергии округа за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения

При разработке схемы были уточнены сведения по балансам теплоносителя в зонах действия источников теплоснабжения по состоянию на 2024 г.

Часть 8 Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом

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

В настоящее время на территории округа действует пять источников теплоснабжения. В качестве основного вида топлива на источниках тепла используется природный газ. Сведения о потреблении котельно-печного топлива приведены в таблице 35.

Таблица 35 - Описание видов и количества топлива

№ п/п	Источник тепла	Вид топлива (основной/резервный)	Расход натурального топлива (природный газ – тыс. куб.м, дизельное топливо – тн)	Расход условного топлива, т у.т.
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	Природный газ/дизельное топливо	35372,427	43428
2	Модульная котельная (с. Восточное)	Природный газ/дизельное топливо	471,84	582,6
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	Природный газ/дизельное топливо	1129,11	1395,887
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	Природный газ/дизельное топливо	779,2	962,309
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	Природный газ/дизельное топливо	948,99	1171,912

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

Характеристика основного и резервного топлива котельной приведена в таблице 36.

Таблица 36 – Описание видов используемого топлива

№ п/п	Наименование источника	Вид топлива	
		основное	Резервное/аварийное
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	Природный газ	дизельное топливо
2	Модульная котельная (с. Восточное)	Природный газ	дизельное топливо
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	Природный газ	дизельное топливо
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	Природный газ	дизельное топливо
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	Природный газ	дизельное топливо

8.3 Описание особенностей характеристик видов топлива в зависимости от мест поставки

В настоящее время на территории поселения действует пять источников теплоснабжения. В качестве основного вида топлива на источниках тепла используется природный газ Сахалинского месторождения. Поставщиком топлива является ООО «ННК – Сахалинморнефтегаз».

Сложности с обеспечением теплоисточников топливом в периоды расчетных температур наружного воздуха отсутствуют.

8.4 Описание использования местных видов топлива

Местные виды топлива - это топливные ресурсы, использование которых потенциально возможно в районах (территориях) их образования, производства, добычи (торф и продукты его

переработки, попутный газ, отходы деревообработки, отходы сельскохозяйственной деятельности, отходы производства и потребления, в том числе твердые коммунальные отходы, и иные виды топливных ресурсов), экономическая эффективность потребления которых ограничена районами (территориями) их происхождения (согласно Постановления Правительства № 154 от 22.02.2012 г.).

Основными видами полезных ископаемых региона являются: нефть и газ, бурый и каменный уголь, торф, золото, ювелирные поделочные камни, ртуть, мышьяк, строительные камни, песок и песчано-гравийная смесь, тальк, известняки, глины.

В настоящее время на территории поселения действует пять источников теплоснабжения. В качестве основного вида топлива на источниках тепла используется природный газ Сахалинского месторождения.

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

В настоящее время на территории округа действует пять источников теплоснабжения. В качестве основного вида топлива на источниках тепла используется природный газ.

Характеристика используемого котельно-печного топлива приведена в таблице ниже.

Таблица 37 - Особенности характеристик топлива, поставляемого на источники тепла

№ п/п	Вид топлива	Показатель	Значение
1	Природный газ (основное топливо)	Онр	8400-8600 ккал/нм ³
		плотн.	0,843 кг/м ³
2	Дизельное топливо (резервное топливо)	Онр	10180 ккал/кг

При отсутствии централизованного теплоснабжения отопление жилых и общественных зданий осуществляется с помощью индивидуальных источников тепловой энергии (газовые и твердотопливные котлы, печи на твердом топливе, электроотопление).

8.6 Описание преобладающего в поселении вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в муниципальном образовании

На территории округа действует пять источников теплоснабжения, отапливающий социально-значимые, общественные здания и жилой фонд. В качестве основного вида топлива на источниках тепла используется природный газ.

8.7 Описание приоритетного направления развития топливного баланса округа

В настоящее время на территории округа действует пять источников теплоснабжения. В качестве основного вида топлива на источниках тепла используется природный газ. Перевод источников тепла на другие виды топлива не планируется.

8.8 Изменения, произошедшие в топливных балансах источников тепловой энергии системе обеспечения топливом округа за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения

При разработке схемы были уточнены сведения по топливным балансам в зонах действия источников теплоснабжения по состоянию на конец 2023 г.

Часть 9 Надежность теплоснабжения

В соответствии с указаниями, приведенными в СП 124.13330.2012 «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

1) первая категория – потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже значений предусмотренных ГОСТ 30494-2011 «Межгосударственный стандарт. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях». Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

2) вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 часа: жилые и общественные здания до 12°C, промышленных зданий до 8°C.

3) третья категория – остальные потребители».

Способность проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) следует определять по трем показателям (критериям): вероятности безотказной работы [Р]; коэффициенту готовности [Кг] и живучести [Ж].

Минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать:

- 1) для источника теплоты - 0,97;
- 2) для тепловых сетей - 0,9;
- 3) для потребителя теплоты - 0,99.

Минимально допустимый показатель вероятности безотказной работы системы централизованного теплоснабжения в целом следует принимать равным 0,86.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности. Минимально допустимый показатель готовности системы централизованного теплоснабжения к исправной работе принимается равным 0,97.

Методика расчета показателей надежности в соответствии Методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)

Расчет вероятности безотказной работы (ВБР) тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением приведенного ниже алгоритма:

- 1) определить путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети;
- 2) на первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь;
- 3) для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию; диаметр и протяженность;
- 4) на основе обработки данных по отказам и восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости.

Ниже приведены основные расчетные зависимости, используемые при расчете показателей надежности систем теплоснабжения:

1. Интенсивность отказов теплопровода λ с учетом времени его эксплуатации:

$$\lambda = \lambda^{\text{нач}} \cdot (0,1 \cdot \tau^{\text{экспл}})^{\alpha-1}, 1/(\text{км} \cdot \text{ч}) \quad (1)$$

где $\lambda^{\text{нач}}$ – начальная интенсивность отказов теплопровода, соответствующая периоду нормальной эксплуатации, 1/(км·ч);

$\tau^{\text{экспл}}$ - продолжительность эксплуатации участка, лет;

а- коэффициент, учитывающий продолжительность эксплуатации участка

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \text{ при } 0 < \tau^{\text{экспл}} \leq 3 \\ 1 \text{ при } 3 < \tau^{\text{экспл}} \leq 17 \\ 0,5 \cdot e^{\left(\frac{\tau^{\text{экспл}}}{20}\right)} \text{ при } \tau^{\text{экспл}} > 17 \end{cases} \quad (2)$$

2. Параметр потока отказов участков ТС:

$$\omega = \lambda \cdot L, \text{ 1/ч,} \quad (3)$$

где L- длина участка ТС, км;

3. Среднее время до восстановления участков ТС

$$z^B = a \cdot [1 + (b + c \cdot L_{c3}) \cdot d^{1,2}], \text{ ч} \quad (4)$$

где: L_{c3} - расстояние между секционирующими задвижками, км;

d – диаметр теплопровода, м.

Значения коэффициентов a , b , c для формулы (4), приведенные в таблице 38, получены на основе численных значений времени восстановления теплопроводов в зависимости от их диаметров, рекомендуемых СНиП 41-02-2003.

Расстояния L_{c3} между СЗ должны соответствовать требованиям СНиП 41-02-2003 и приниматься в соответствии с таблицей 39.

Таблица 38. Значения коэффициентов а, б и с в формуле (4).

№ п/п	Коэффициент	а	б	с
1	Значение	2.91256074780734	20.8877641154199	-1.87928919400643

Таблица 39. Расстояния между СЗ в метрах и место их расположения

№ п/п	Диаметр теплопровода, м	Диаметр не изменяется		Диаметр изменяется	
		ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
1	до 0,4	1000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
2	от 0,4 до 0,6	1500	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 1500 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ не более 1000 м
3	от 0,6 до 0,9	3000	непосредственно за ответвлением, расстояние до ближайшей СЗ не более 3000 м	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)	непосредственно за ответвлением, на теплопроводе меньшего диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м)

№ п/п	Диаметр теплопровода, м	Диаметр не изменяется		Диаметр изменяется	
		ответвлений нет	ответвления есть	ответвлений нет	ответвления есть
4	более 0,9	5000	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)	непосредственно за местом изменения диаметра, расстояние до ближайшей СЗ в соответствии с меньшим диаметром (не более 1000 м, 1500 м, 3000 м)

Если в результате анализа выявляется несоответствие принятым условиям, то в расчете среднего времени восстановления количество секционирующих задвижек и расстояние между ними условно принимается равным такому, при котором обеспечивается выполнение этих условий. Установка дополнительных задвижек включается в рекомендации.

4. Интенсивность восстановления элементов ТС, 1/ч:

$$\mu = \frac{1}{z^B} \quad (5)$$

5. Стационарная вероятность рабочего состояния сети:

$$p_0 = \left(1 + \sum_{i=1}^N \frac{\omega_i}{\mu_i} \right)^{-1} \quad (6)$$

где N – число элементов ТС.

6. Вероятность состояния сети, соответствующая отказу f -го элемента:

$$p_f = \frac{\omega_f}{\mu_f} \cdot p_0 \quad (7)$$

7. Температура воздуха в здании j -го потребителя в конце периода восстановления f -го элемента:

$$t_{j,f}^B = t^{hp} + \frac{t_j^{bp} - t^{hp} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{bp} - t^{hp})}{e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} + \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{bp} - t^{hp}), {}^0C \quad (8)$$

где t_j^{bp} – расчетная температура воздуха в здании j -го потребителя, 0C ;

t^{hp} – расчетная для отопления температура наружного воздуха, 0C ;

$q_{j,f}$ – часовой расход тепла у j -го потребителя при отказе f -го элемента при t^{hp} , Гкал/ч;

q_j^p – расчетная часовая нагрузка j -го потребителя при t^{hp} , Гкал/ч;

$\bar{q}_{j,f} = \frac{q_{j,f}}{q_j^p}$ – относительный часовой расход тепла у j -го потребителя при отказе f -го

элемента при t^{hp} :

z_f^B – время восстановления f -го элемента ТС, ч;

β_j – коэффициент тепловой аккумуляции здания j -го потребителя, ч.

8. Коэффициент готовности к обеспечению расчетного теплоснабжения j -го потребителя (определяется для каждого потребителя расчетной схемы ТС):

$$K_j = p_0 + \sum_{f \in F_j} p_f, \quad (9)$$

где: F_j - множество элементов ТС, выход которых в аварию не нарушает расчетный уровень теплоснабжения j -го потребителя.

9. Вероятность безотказного теплоснабжения j -го потребителя – вероятность обеспечения в течение отопительного периода температуры воздуха в здании j -го потребителя не ниже минимально допустимого значения (определяется для каждого потребителя расчетной схемы ТС):

$$P_j = e^{-[p_0 \cdot \sum_f (\omega_f \cdot \tau_{j,f}^{\text{пав}})]}, \quad (10)$$

где $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ – продолжительность (число часов) стояния в течение отопительного периода температуры наружного воздуха t^h ниже $t_{j,f}^{\text{пав}}$ – температура наружного воздуха, при которой время восстановления f -го элемента z_f^B равно временному резерву j -го потребителя, т.е. времени снижения температуры воздуха в здании j -го потребителя до минимально допустимого значения $t_{j,\min}^B$.

9.1 Температура наружного воздуха $t_{j,f}^{\text{пав}}$, при которой время восстановления f -го элемента равно временному резерву j -го потребителя

При $\bar{q}_{j,f} = 0$ (j -ый потребитель при аварии на f -ом участке не получает тепло):

$$t_{j,f}^{\text{пав}} = \frac{t_j^{\text{bp}} - t_{j,\min}^B \cdot e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} \quad (11)$$

При $\bar{q}_{j,f} > 0$:

$$t_{j,f}^{\text{пав}} = \frac{t_j^{\text{bp}} - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{\text{bp}} - t^{\text{hp}}) - (t_{j,\min}^B - \bar{q}_{j,f} \cdot (t_j^{\text{bp}} - t^{\text{hp}})) \cdot e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}}{1 - e^{\left(\frac{z_f^B}{\beta_j}\right)}} \quad (12)$$

Здесь $t_{j,\min}^B$ – минимально допустимая температура воздуха в здании j -го потребителя, $^{\circ}\text{C}$.

Продолжительности стояния температур наружного воздуха принимаются по СП 131.13330.2020 «Свод правил. Строительная климатология. СНиП 23-01-99*».

9.2 Правила определения $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ – числа часов стояния температуры наружного воздуха ниже $t_{j,f}^{\text{пав}}$.

Если $t_{j,f}^{\text{пав}}$ оказывается равной или выше плюс 8 $^{\circ}\text{C}$ (начало отопительного сезона), это означает, что отказ f -го элемента нарушает пониженный уровень теплоснабжения j -го потребителя при любой температуре наружного воздуха и в формуле (10) величина $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ берется равной продолжительности отопительного периода.

Если $t_{j,f}^{\text{пав}}$ оказывается равной t^{hp} , отказ f -го элемента влияет на теплоснабжение j -го потребителя только при температурах ниже расчетных и $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ в формуле (10) берется равной $\tau^{\text{мин}}$ – числу часов стояния температуре наружного воздуха ниже t^{hp} .

Если $t_{j,f}^{\text{пав}} < t^{\text{мин}}$ (минимальная температура наружного воздуха), отказ f -го элемента не влияет на теплоснабжение j -го потребителя и в формуле (10) $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ берется равной нулю.

Если $t^{\text{мин}} < t_{j,f}^{\text{пав}} < t^{\text{hp}}$, то $\tau_{j,f}^{\text{пав}} = \frac{t^{\text{hp}} - t_{j,f}^{\text{пав}}}{t^{\text{hp}} - t^{\text{мин}}} \times \tau^{\text{мин}}$.

Если $t^{\text{hp}} < t_{j,f}^{\text{пав}} < +8^{\circ}\text{C}$, то $0 < \tau_{j,f}^{\text{пав}} < \tau^{\text{от}}$ и значение $\tau_{j,f}^{\text{пав}}$ определяется по графику продолжительностей стояния температур (график Россандера):

$$\tau_{j,f}^{\text{пав}} = \tau^{\text{хол}} + (\tau^{\text{от}} - \tau^{\text{хол}}) \cdot \left(\frac{t_{j,f}^{\text{пав}} - t^{\text{hp}}}{8 - t^{\text{hp}}} \right)^{\frac{t^{\text{h cp}} - t^{\text{hp}}}{8 - t^{\text{h cp}}}}, \quad (13)$$

где:
 $\tau^{\text{хол}}$

- продолжительность стояния температуры наружного воздуха ниже расчетной для отопления, ч;

$\tau^{\text{от}}$ - продолжительность отопительного периода, ч;

$t^{\text{h cp}}$ - средняя за отопительный период температура наружного воздуха, $^{\circ}\text{C}$.

Расчет выполняется для каждого участка, входящего в путь от источника до абонента:

1) вычисляется время ликвидации повреждения на i -м участке;

2) по каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта;

3) вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;

4) вычисляются относительные доли и поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры плюс 12°C :

Итоговые значения показателей надежности систем теплоснабжения приведены в таблице 40.

Таблица 40 – Надежность систем теплоснабжения централизованных котельных

№ п/п	Наименование источника	Нормативные значения показателей надежности теплоснабжения	Расчетные значения показателей надежности теплоснабжения	Заключение
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха), распределительная тепловая сеть	Вероятность безотказной работы системы теплоснабжения Р=0,9; Коэффициент готовности Кг=0,97	P=0,85327; Кг=0,998247	Вероятность безотказной работы системы не соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
2	Модульная котельная (с. Восточное)		P=0,99778; Кг=0,999945	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)		P=0,99398; Кг=0,999880	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)		P=0,99812; Кг=0,999944	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
5	БМК-32 (с. Некрасовка)		P=0,99525; Кг=0,999884	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям

Вероятность безотказной работы систем теплоснабжения г. Оха не соответствует нормативным требованиям, вероятность безопасной работы систем теплоснабжения с. Восточное, п. Тунгор, п. Москальво и с. Некрасовка соответствует нормативным требованиям. Коэффициенты готовности систем теплоснабжения округа соответствуют нормативным требованиям. Для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей рекомендуется своевременно проводить текущие и плановые ремонты объектов системы теплоснабжения.

9.1 Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

Ограничений в подаче тепла не отмечено.

Для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей рекомендуется провести работы по реконструкции тепловых сетей с заменой изношенных участков. Ежегодная замена изношенных участков тепловых сетей позволит повысить надежность теплоснабжения, снизить вероятность возникновения аварийной ситуации, а также сократить потери тепловой энергии и теплоносителя в тепловых сетях.

9.2 Частота отключений потребителей

Ограничений в подаче тепла не отмечено.

На текущий момент эксплуатационная надежность тепловых сетей обеспечивалась за счет текущей ликвидации возникающих повреждений в тепловых сетях и недопущению их развития в серьезные аварии с тяжелыми последствиями.

9.3 Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений

Нормативное время восстановления тепловых сетей в зависимости от диаметра приведено в таблице 41.

Таблица 41 – Нормативное время восстановления тепловых сетей в зависимости от диаметра

№ п/п	Диаметр трубопровода	Время восстановления, ч
1	До 300 мм	15
2	400 мм	18
3	500 мм	22

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

Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности систем теплоснабжения соответствует нормативным требованиям. Зоны действия котельной приведена в Части 4 настоящих обосновывающих материалов.

9.5 Результаты анализа аварийных ситуаций при теплоснабжении, расследование причин которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 17.10.2015 № 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»

Аварийных ситуаций расследование причин, которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 17.10.2015 № 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике», зафиксировано не было.

9.6 Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в подпункте 9.5 настоящей Части

Аварийных ситуаций расследование причин, которых осуществляется федеральным органом исполнительной власти и уполномоченным на осуществление федерального государственного энергетического надзора, в соответствии с Правилами расследования причин аварийных ситуаций при теплоснабжении, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 17.10.2015 № 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике», зафиксировано не было.

9.7 Изменения, произошедшие в надежности теплоснабжения, в том числе с учетом реализации планов строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, ввод в эксплуатацию которых осуществлен в период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения

Раздел переработан с учетом требований методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

Часть 10 Технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций

10.1 Описание показателей хозяйственной деятельности теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, устанавливаемыми Правительством Российской Федерации в стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования

Технико-экономические показатели работы источников теплоснабжения представлены в таблице ниже.

Таблица 42- Базовые целевые показатели эффективности производства и отпуска тепловой энергии

№ п/п	Параметры	Установленная мощность котельной, Гкал/ч	Располагаемая мощность основного оборудования, Гкал/ч	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Вид топлива	Производство тепловой энергии, Гкал	Собственные нужды, Гкал	Потери в тепловой сети, Гкал	Полезный отпуск (без учета потерь), Гкал	Расход натурального топлива (природный газ – тыс. куб.м, дизельное топливо – тн)	Удельный расход у.т. на выработку тепловой энергии, кг.у.т./Гкал
1	Охинская ТЭЦ (г. Oxa)	216	216	92,248	Природный газ/дизельное топливо	267712	3826	54487	209399	35372,427	162,22
2	Модульная котельная (с. Восточное)	3,87	3,096	0,828	Природный газ/дизельное топливо	4510,0	29,0	1716,0	2765,0	471,84	130,016
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	3,44	2,752	1,956	Природный газ/дизельное топливо	8689,0	160,0	1789,0	6740,0	1129,11	163,664
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	3,44	2,752	1,621	Природный газ/дизельное топливо	5990,0	152,0	864,0	4974,0	779,2	164,835
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	5,16	4,128	1,924	Природный газ/дизельное топливо	7510,0	50,0	1107,0	6353,0	948,99	157,093

Раскрытие информации организациями, осуществляющими регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения, производится согласно требованиям Постановления Правительства РФ от 05.07.2013 №570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования». Формы отчетности, заполненные в рамках стандартов раскрытия информации, должны находиться на сайтах теплоснабжающих организаций.

Раскрытию подлежит следующая информация:

- 1) регулируемой организации (общая информация);
- 2) о ценах (тарифах) на регулируемые товары (услуги);
- 3) об основных показателях финансово-хозяйственной деятельности регулируемой организации, включая структуру основных производственных затрат (в части регулируемых видов деятельности);
- 4) об основных потребительских характеристиках регулируемых товаров и услуг регулируемой организации;
- 5) об инвестиционных программах регулируемой организации и отчетах об их реализации;
- 6) о наличии (отсутствии) технической возможности подключения (технологического присоединения) к системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), а также о регистрации и ходе реализации заявок на подключение (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения (горячего водоснабжения);
- 7) об условиях, на которых осуществляется поставка регулируемых товаров (оказание регулируемых услуг), и (или) об условиях договоров о подключении (технологическое присоединение) к системе теплоснабжения (горячего водоснабжения);
- 8) о порядке выполнения технологических, технических и других мероприятий, связанных с подключением (технологическим присоединением) к системе теплоснабжения (горячего водоснабжения);
- 9) о способах приобретения, стоимости и объемах товаров, необходимых для производства регулируемых товаров и (или) оказания регулируемых услуг регулируемой организацией;
- 10) о предложении регулируемой организации об установлении цен (тарифов) в сфере теплоснабжения (горячего водоснабжения).

10.2 Изменения, произошедшие в технико-экономических показателях теплоснабжающих и теплосетевых организаций системы теплоснабжения округа, в период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения

Раздел переработан с учетом требований методических указаний по разработке схем теплоснабжения.

Часть 11 Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения

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

Сведения о тарифах на услуги теплоснабжения приведены в таблицах ниже.

Таблица 43 - Тарифы на тепловую энергию и теплоноситель для потребителей АО "Охинская ТЭЦ"

Наименование	Приказ РЭК Сахалинской области от 06.12.2021 № 56-Э		Приказ РЭК Сахалинской области от 15.11.2022г. № 100-Э	Приказ РЭК Сахалинской области от 13.12.2023 N 1-3.25-844/23		Приказ РЭК №1-3.25-948/23, №1-3.25-844/23, №1-3.25-934/24	
	с 01.01.2022 по 30.06.2022	с 01.07.2022 по 30.11.2022	с 01.12.2022 по 31.12.2023	с 01.01.2024 по 30.06.2024	с 01.07.2024 по 31.12.2024	с 01.01.2025 по 30.06.2025	с 01.07.2025 по 31.12.2025
Тариф на тепловую энергию, отпускаемую с коллекторов ТЭЦ (без НДС), руб./ Гкал	1 221,48	1 221,48	880,19	880,19	1355,94	1265,17	1265,17
Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям (без НДС), руб./ Гкал	2 366,60	2 366,60	1 609,52	1539,27	2222,17	2018,34	2018,34
Тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую теплоснабжающим, теплосетевым организациям, приобретающим тепловую энергию с целью компенсации потерь тепловой энергии (без НДС), руб./ Гкал	1 221,48	1 221,48	880,19	880,19	1355,94	1265,17	1265,17

Теплоноситель (подпиточная вода) (без НДС), руб./ м3	65,97	65,97	70,73	70,73	113,63	77,11	77,11
НАСЕЛЕНИЕ							
Тарифы на тепловую энергию, поставляемую потребителям, имеющим право на льготы (с НДС), руб./ Гкал	1 187,91	1 234,23	1 302,11	1 302,11	1 368,51	1 368,51	1 491,67

Таблица 44 - Тарифы на услугу по передаче тепловой энергии МКП "ЖКХ"

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Период	Вода	Реквизиты НПА
Для потребителей, в случае отсутствия дифференциации тарифов по схеме подключения					
1	МКП "ЖКХ"	Одноставочный, руб./Гкал	с 01.01.2019 по 30.06.2019	2744,2	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 12.12.2018 № 67-э
			с 01.07.2019 по 31.12.2019	3143,71	
			с 01.01.2020 по 30.06.2020	3076,17	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 22.11.2019 №38-э
			с 01.07.2020 по 31.12.2020	3076,17	
			с 01.01.2021 по 30.06.2021	3076,17	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 21.09.2020 № 29-э
			с 01.07.2021 по 31.12.2021	3172,59	
			с момента опубликования по 30.06.2022	2873,27	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 31.03.2022 № 15-э
			с 01.07.2022 по 31.12.2022	2873,27	
			с момента опубликования по 31.12.2023	3047,73	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 31.01.2023 №1-3.25-14/23
			с 01.01.2024 по 30.06.2024	3047,73	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 19.09.2023 № 1-3.25- 565/23
			с 01.07.2024 по 31.12.2024	7910,39	

Таблица 45 - Тарифы на услугу по передаче тепловой энергии МКП "ЖКХ"

№ п/п	Наименование регулируемой организации	Вид тарифа	Период	Вода	Реквизиты НПА		
1	МКП "ЖКХ"	Одноставочный руб./Гкал	Население с. Москальво, с. Тунгур, с. Восточное (тарифы указаны с учетом НДС)				
			с 01.01.2019 по 30.06.2019	1552,40	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 12.12.2018 № 67-э		
			с 01.07.2019 по 31.12.2019	1589,65			
			с 01.01.2020 по 30.06.2020	1589,65	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 22.11.2019 №38-э		
			с 01.07.2020 по 31.12.2020	1651,64			
			с 01.01.2021 по 30.06.2021	1651,64	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 21.09.2020 № 29-э		
			с 01.07.2021 по 31.12.2021	1714,40			
			с момента опубликования по 30.06.2022	1714,40	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 31.03.2022 № 15-э		
			с 01.07.2022 по 31.12.2022	1781,26			
			с момента опубликования по 31.12.2023	1879,22	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 31.01.2023 №1-3.25-14/23		
			с 01.01.2024 по 30.06.2024	1879,22	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 19.09.2023 № 1-3.25-565/23		
			с 01.07.2024 по 31.12.2024	1975,06			
2		Одноставочный руб./Гкал	Население с. Некрасовка (тарифы указаны с учетом НДС)				
			с 01.01.2019 по 30.06.2019	1393,36	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 12.12.2018 № 67-э		
			с 01.07.2019 по 31.12.2019	1426,80			
			с 01.01.2020 по 30.06.2020	1426,80	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 22.11.2019 №38-э		
			с 01.07.2020 по 31.12.2020	1482,44			
			с 01.01.2021 по 30.06.2021	1482,44	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 21.09.2020 № 29-э		
			с 01.07.2021 по 31.12.2021	1538,77			
			с момента опубликования по 30.06.2022	1538,77	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 31.03.2022 № 15-э		

		с 01.07.2022 по 31.12.2022	1598,78	
		с момента опубликования по 31.12.2023	1686,71	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 31.01.2023 №1-3.25-14/23
		с 01.01.2024 по 30.06.2024	1686,71	Приказ региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 19.09.2023 № 1-3.25-565/23
		с 01.07.2024 по 31.12.2024	1772,73	

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

Структура цен (тарифов), установленных на момент разработки схемы теплоснабжения приведена в таблицах ниже.

Таблица 46 - Структура цен (тарифов) на услуги теплоснабжения в зоне действия Охинской ТЭЦ в 2024 год (данные портала по раскрытию информации, подлежащих свободному доступу (<http://ri.eias.ru>))

№ п/п	Наименование параметра	АО «Охинская ТЭЦ»	
		тыс. руб.	%
1	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе	397 792,55	100,00
1.1	расходы на топливо	83 320,21	20,95
1.2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность),	0	0
1.3	Расходы на приобретение холодной воды	5 065,32	1,27
1.4	ФОТ	136 993,69	34,44
1.5	Расходы на амортизацию основных производственных средств	48 068,60	12,08
1.6	Общепроизводственные расходы:	19 652,94	4,94
1.7	Общехозяйственные расходы:	0	0
1.8	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	0	0
1.9	прочие расходы	104 691,79	26,32

Таблица 47 - Структура цен (тарифов) на услуги теплоснабжения в зоне действия котельных с. Восточное, с. Тунгор, с. Москальво и с. Некрасовка в 2024 год (по данным ресурсоснабжающей организации)

№ п/п	Наименование параметра	МКП «ЖКХ»	
		тыс. руб.	%
1	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе	121539,1	100,00
1.1	расходы на топливо	13703,8	11,28
1.2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность),	5238,1	4,31
1.3	Расходы на приобретение холодной воды	0	0
1.4	ФОТ	52790	43,43
1.5	Расходы на амортизацию основных производственных средств	7545,5	6,21
1.6	Общепроизводственные расходы:	7414,4	6,10
1.7	Общехозяйственные расходы:	26476,8	21,78
1.8	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	277,1	0,23
1.9	прочие расходы	8093,4	6,66

Регулирование тарифов (цен) основывается на принципе обязательности раздельного учета организациями, осуществляющими регулируемую деятельность, объемов продукции (услуг), доходов и расходов по производству, передаче и сбыту энергии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг) по регулируемым видам деятельности, включают следующие группы расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;

- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырье и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы.

11.3 Описание платы за подключение к системе теплоснабжения

Порядок установления платы за подключение был установлен Федеральным законом от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении».

Законом определены некоторые понятия:

1) плата за подключение к системе теплоснабжения – плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемые к системе теплоснабжения, а также плата, которую вносят лица, осуществляющие реконструкцию здания, строения, сооружения в случае, если данная реконструкция влечет за собой увеличение тепловой нагрузки реконструируемых зданий, строения, сооружения;

2) резервная тепловая мощность – тепловая мощность источников тепловой энергии и тепловых сетей, необходимая для обеспечения тепловой нагрузки теплопотребляющих установок, входящих в систему теплоснабжения, но не потребляющих тепловой энергии, теплоносителя.

Полномочия по регулированию платы за подключение к системе теплоснабжения переданы органам исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов).

Законом также определено, что плата за подключение к системе теплоснабжения устанавливается органом регулирования в расчете на единицу мощности подключаемой тепловой нагрузки и может быть дифференцирована в зависимости от параметров данного подключения, определенных основами ценообразования в сфере теплоснабжения и правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

Плата за подключение к системе теплоснабжения в случае отсутствия технической возможности подключения для каждого потребителя, в том числе застройщика, устанавливается в индивидуальном порядке.

Сведения о плате за подключение (технологическое присоединение) к системам теплоснабжения на территории сахалинской области в расчете на единицу мощности присоединяемой тепловой нагрузки приведены в таблице ниже.

Таблица 48 - Плата за подключение (технологическое присоединение) к системам теплоснабжения на территории сахалинской области в расчете на единицу мощности присоединяемой тепловой нагрузки на 2025 год, утв. Приказом региональной энергетической комиссии Сахалинской области от 19.12.2023 N 1-3.25-873/23

N п/п	Наименование	Единица измерения	Размер платы, тыс. руб./Гкал/ч (без НДС)
1.	Расходы на проведение мероприятий по подключению объектов заявителей (П1)	тыс. руб./Гкал/ч	65,06
2.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых сетей (за исключением создания (реконструкции) тепловых пунктов) от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.1), в том	тыс. руб./Гкал/ч	-

	числе:		
2.1.	Надземная (наземная) прокладка	тыс. руб./Гкал/ч	-
2.1.1.	до 250 мм	тыс. руб./Гкал/ч	12862,86
2.1.2.	551 - 700 мм	тыс. руб./Гкал/ч	318,06
2.2.	Подземная прокладка, в том числе:	тыс. руб./Гкал/ч	-
2.2.1.	канальная прокладка	тыс. руб./Гкал/ч	-
2.2.1.1.	без дифференциации	тыс. руб./Гкал/ч	13657,58
2.2.2.	бесканальная прокладка	тыс. руб./Гкал/ч	-
2.2.2.1.	до 250 мм	тыс. руб./Гкал/ч	5521,55
3.	Расходы на создание (реконструкцию) тепловых пунктов тепловой мощностью до 5,00 Гкал/ч включительно от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точек подключения объектов заявителей (П2.2)	тыс. руб./Гкал/ч	5053,00
4.	Налог на прибыль	тыс. руб./Гкал/ч	-

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

Согласно Постановления Правительства от 22.10.2012 №1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения», плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается органами регулирования для категорий (групп) социально значимых потребителей, если указанные потребители не потребляют тепловую энергию, но не осуществили отсоединение принадлежащих им теплопотребляющих установок от тепловой сети в целях сохранения возможности возобновить потребление тепловой энергии при возникновении такой необходимости.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности устанавливается органами регулирования за услуги, оказываемые:

1) регулируемыми организациями, мощность тепловых источников и (или) тепловых сетей которых используется для поддержания резервной мощности в соответствии со схемой теплоснабжения - для оказания указанных услуг единой теплоснабжающей организацией;

2) единой теплоснабжающей организацией в зоне ее деятельности категориям (группам) социально значимых потребителей, находящимся в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации.

Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности единой теплоснабжающей организаций устанавливается равной ставке за мощность единого тарифа на тепловую энергию (мощность) в зоне ее деятельности или, если в зоне ее деятельности установлен одноставочный единый тариф на тепловую энергию (мощность), равной ставке за мощность двухставочного единого тарифа на тепловую энергию (мощность).

К социально значимым потребителям, для которых устанавливается плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, относятся следующие категории (группы) потребителей:

- 1) физические лица, приобретающие тепловую энергию в целях потребления в населенных пунктах и жилых зонах при воинских частях;
 - 2) исполнители коммунальных услуг, приобретающие тепловую энергию в целях обеспечения предоставления собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах или жилых домах коммунальной услуги теплоснабжения и (или) горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в объемах их фактического потребления и объемах тепловой энергии, израсходованной на места общего пользования;
 - 3) теплоснабжающие организации, приобретающие тепловую энергию в целях дальнейшей продажи физическим лицам и (или) исполнителям коммунальной услуги теплоснабжения, в объемах фактического потребления физических лиц и объемах тепловой энергии, израсходованной на места общего пользования;
 - 4) религиозные организации;
 - 5) бюджетные и казенные учреждения, осуществляющие, в том числе, деятельность в сфере науки, образования, здравоохранения, культуры, социальной защиты, занятости населения, физической культуры и спорта;
 - 6) воинские части Министерства обороны Российской Федерации, Министерства внутренних дел Российской Федерации, Федеральной службы безопасности Российской Федерации, Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий и Федеральной службы охраны Российской Федерации;
 - 7) исправительно-трудовые учреждения, следственные изоляторы, тюрьмы.
- Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности на территории округа регулирующими органами не устанавливалась.

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

В соответствии с п.1 ст. 23.3 Федерального закона от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении» к ценовым зонам теплоснабжения могут быть отнесены поселение, городской округ, соответствующие следующим критериям:

- 1) наличие утвержденной схемы теплоснабжения поселения, городского округа;
- 2) пятьдесят и более процентов суммарной установленной мощности источников тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, составляют источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- 3) наличие совместного обращения в Правительство Российской Федерации об отнесении поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения от исполнительно-распорядительного органа муниципального образования и единой теплоснабжающей организации (нескольких единых теплоснабжающих организаций), в зоне деятельности которой находятся источники тепловой энергии, суммарная установленная мощность которых составляет пятьдесят и более процентов суммарной установленной мощности источников тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения поселения, городского округа. Совместное обращение об отнесении поселения, городского округа к ценовой зоне теплоснабжения включает в себя, в том числе, обязательства единой теплоснабжающей организации и исполнительно-распорядительного органа муниципального образования по исполнению соответствующих обязательств, установленных для них частями 14 - 18 статьи 23.13 настоящего Федерального закона;
- 4) наличие согласия высшего исполнительного органа государственной власти субъекта Российской Федерации на отнесение поселения, городского округа, находящихся на территории субъекта Российской Федерации, к ценовой зоне теплоснабжения.

Территория округа не относится к ценовой зоне теплоснабжения.

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

Изменение величины средневзвешенного тарифа на тепловую энергию приведено в таблице 49.

Таблица 49 - Динамика средневзвешенного тарифа на отпущенную тепловую энергию за период с 2020 по 2024 гг.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2020 год	2021 год	2022 год	2023 год	2024 год
1	Тариф на тепло (без НДС)	руб/Гкал	1 765,20	3 639,55	2 411,92	1 738,17	2 731,00
2	Изменение	%	-	106,18	-33,73	-27,93	57,12

11.7 Изменения в утвержденных ценах (тарифах) в сфере теплоснабжения, устанавливаемых органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации, зафиксированных за период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения

Раздел переработан с учетом требований методических указаний по разработке схем теплоснабжения. Динамика изменения средневзвешенного тарифа на отпущенную тепловую энергию в 2020-2024 годах приведена в таблице 49.

Часть 12 Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения округа

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

Функционирование систем централизованного теплоснабжения поселения оценивается как удовлетворительное. В ходе общего анализа систем выявлен ряд факторов, негативно влияющих на качественную, эффективную работу систем теплоснабжения:

- 1) постепенный износ оборудования источников теплоснабжения, сетей теплоснабжения и арматуры;
- 2) внутридомовые системы отопления требуют комплексной регулировки и наладки.
- 3) Не у всех потребителей установлены приборы коммерческого учета тепловой энергии, что не стимулирует теплоснабжающую организацию к приведению системы теплоснабжения в соответствие с нормативными требованиями.
- 4) Отсутствие системы централизованного горячего водоснабжения у потребителей, что приводит к несанкционированному сливу горячей воды из систем отопления. Это приводит к необходимости увеличивать подпитку теплосети, увеличивает накладные расходы энергоснабжающей организации.

12.2 Описание существующих проблем организации надежного теплоснабжения поселения (перечень причин, приводящих к снижению надежности теплоснабжения, включая проблемы в работе теплопотребляющих установок потребителей)

Из комплекса существующих проблем организации качественного теплоснабжения на территории поселения, можно выделить следующие составляющие:

- 1) системы теплоснабжения выполняют свои функции, как системы жизнеобеспечения;
- 2) необходимы прямые инвестиции для проведения реконструкции (восстановления) основных фондов систем теплоснабжения. Основная причина, определяющая надежность и безопасность теплоснабжения – это техническое состояние теплогенерирующего оборудования и тепловых сетей. Высокая степень износа основного оборудования и недостаточное финансирование теплогенерирующих предприятий не позволяет своевременно модернизировать устаревающее оборудование и трубопроводы.

12.3 Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

Основной проблемой в развитии системы теплоснабжения является недостаточное финансирование мероприятий по модернизации источников теплоснабжения и тепловых сетей.

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

Сложности с обеспечением теплоисточников топливом в периоды расчетных температур наружного воздуха на территории поселения отсутствуют.

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

Предписания надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность систем теплоснабжения, не предоставлены.

12.6 Изменения технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, произошедших в период, предшествующий разработке (актуализации) схемы теплоснабжения

Раздел разработан с учетом требований Постановления Правительства РФ от 22.02.2012

№ 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», а также Методических указаний по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.1 Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения

За базовый уровень потребления тепла принят уровень потребления тепловой энергии в 2023 году. Базовый уровень потребления тепловой энергии с разделением по источникам теплоснабжения представлен в таблице 50.

Таблица 50 – Базовый уровень потребления тепла на цели теплоснабжения

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Нагрузки (без учета потерь), Гкал/ч	Полезный отпуск тепла, Гкал
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	92,248	209399
2	Модульная котельная (с. Восточное)	0,828	2765,0
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	1,956	6740,0
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	1,621	4974,0
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	1,924	6353,0

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

Планом развития округа предусматривается новое жилищное строительство, размещаемое на территориях существующей застройки путем реконструкции и создания новой современной застройки, обеспечивающей комфортные условия проживания. В соответствии с планами развития на территории округа планируется строительство жилых и общественных зданий, а также индивидуальных жилых домов.

Развитие города Оха планируется, прежде всего, за счет строительства многоквартирных жилых домов на местах снесенных аварийных многоквартирных жилых домов.

Развитие села Тунгор и Некрасовка предполагается за счет строительства многоквартирных жилых домов малоэтажной застройки. Развитие сел Москальво и Восточное, в части нового жилищного строительства, не предполагается.

Сведения о перспективных объектах, планируемых к подключению к тепловым сетям, не представлены.

Отопление вновь строящихся зданий, за исключением индивидуального жилищного строительства, предусматривается от существующих источника теплоснабжения. Строительство новых источников теплоснабжения на территории округа не планируется.

Для отопления и горячего водоснабжения индивидуальных домов рекомендуется применение индивидуальных двухконтурных котлов, работающих на твердом топливе. Выбор индивидуальных источников тепла объясняется тем, что объекты имеют незначительную тепловую нагрузку и находятся на значительном расстоянии друг от друга, что влечет за собой большие потери в тепловых сетях и значительные капиталовложения по их прокладке.

Для теплоснабжения вновь строящихся зданий (группы зданий) с небольшим теплопотреблением и промышленных объектов рекомендуется использовать автономные источники тепла: отдельно стоящие и пристроенные блочно-модульные котельные малой мощности.

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

Прогноз перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию выполнен с учетом требований к энергетической эффективности объектов теплопотребления, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Показателем расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию жилого или общественного здания, является удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания численно равная расходу тепловой энергии на 1 м³ отапливаемого объема здания в единицу времени при перепаде температуры в один градус. Расчетное значение удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания определяется с учетом климатических условий района строительства, выбранных объемно-планировочных решений, ориентации здания, теплозащитных свойств ограждающих конструкций, принятой системы вентиляции здания, а также применения энергосберегающих технологий. Расчетное значение удельной характеристики расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию здания должно быть меньше или равно нормируемому значению.

Прогнозные перспективные удельные расходы тепловой энергии на отопление, вентиляцию приняты в соответствии со СП 50.13330.2012. «Свод правил. Тепловая защита зданий. Актуализированная редакция СНиП 23-02-2003» и приведены в таблицах 51 и 52.

Таблица 51 - Нормируемый удельный расход тепловой энергии на отопление жилых зданий, Вт/(м³·°С·сут)

№ п/п	Площадь здания, м ²	С числом этажей			
		1	2	3	4
1	50	0,579	-	-	-
2	100	0,517	0,558	-	-
3	150	0,455	0,496	0,538	-
4	250	0,414	0,434	0,455	0,476
5	400	0,372	0,372	0,393	0,414
6	600	0,359	0,359	0,359	0,372
7	1000 и более	0,336	0,336	0,336	0,336

Таблица 52 - Нормируемая (базовая) удельная характеристика расхода тепловой энергии на отопление и вентиляцию общественных зданий, Вт/(м³·°С·сут)

№ п/п	Тип здания	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1	Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	0,455	0,414	0,372	0,359	0,336	0,319	0,301	0,290
2	Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	0,487	0,440	0,417	0,371	0,359	0,342	0,324	0,311
3	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	0,394	0,382	0,371	0,359	0,348	0,336	0,324	0,311
4	Дошкольные учреждения, хосписы	0,521	0,521	0,521	-	-	-	-	-
5	Сервисного обслуживания, культурно - досуговой деятельности, технопарки, склады	0,266	0,255	0,243	0,232	0,232	-	-	
6	Административного назначения (офисы)	0,417	0,394	0,382	0,313	0,278	0,255	0,232	0,232

Удельные укрупненные показатели расхода теплоты ГВС в соответствии со СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» на основании климатических особенностей рассматриваемого региона приведены в таблице 53.

Таблица 53 - Нормы расхода горячей воды потребителями и удельная часовая величина теплоты на ее нагрев

№ п/п	Потребители	Измеритель	Норма расхода горячей воды, л/сут	Норма общей/полезной площади на 1 измеритель, м ² /чел	Удельная величина тепловой энергии, Вт/м ²
1	Жилые дома независимо от этажности, оборудованные умывальниками, мойками и ваннами, с квартирными регуляторами давления	1 житель	105	25	12,2
	То же, с заселенностью 20 м ² /чел	1 житель	105	20	15,3
2	То же, с умывальниками, мойками и душевыми	1 житель	85	18	13,8
3	Гостиницы и пансионаты с душами во всех отдельных номерах	1 проживающий	70	12	17
4	Больницы с санитарными узлами, приближенными к палатам	1 больной	90	15	17,5
5	Поликлиники и амбулатории	1 больной в смену	5,2	13	1,5
6	Детские ясли и сады с дневным пребыванием детей и столовыми на полуфабрикатах	1 ребенок	11,5	10	3,1
7	Административные здания	1 работающий	5	10	1,3
8	Общеобразовательные школы с душевыми при гимнастических залах и столовыми на полуфабрикатах	1 учащийся	3	10	0,8
9	Физкультурно-оздоровительные комплексы	1 человек	30	5	17,5
10	Предприятия общественного питания для приготовления пищи реализуемой в обеденном зале	1 посетитель	12	10	3,2
11	Магазины продовольственные	1 работающий	12	30	1,1
12	Магазины промтоварные	То же	8	30	0,7

Примечания:

1) нормы расхода воды установлены для основных потребителей и включают все дополнительные расходы (обслуживающим персоналом, душевыми для обслуживания персонала, посетителями, на уборку помещений и т.п.);

2) для водопотребителей гражданских зданий, сооружений и гражданских зданий, сооружений и помещений, не указанных в настоящей таблице, нормы расхода воды следует принимать согласно настоящему приложению для потребителей, аналогичных по характеру водопотребления.

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

Планом развития предусматривается новое жилищное строительство, размещаемое на территориях существующей застройки путем реконструкции и создания новой современной застройки, обеспечивающей комфортные условия проживания.

Существующая и перспективная тепловая нагрузка источников теплоснабжения приведена в таблице 54. Перспективная тепловая нагрузка источников теплоснабжения была рассчитана с учетом планов по реконструкции системы теплоснабжения, рассмотренных в Главах 5, 7 и 8 настоящих Обосновывающих материалов.

Таблица 54 - Прогноз суммарного потребления тепловой энергии и прирост спроса на тепловую мощность, Гкал/час

№ п/п	Котельная	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 годы	2035-2040 годы
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	92,248	92,248	92,248	92,248	92,248	92,248	92,248
2	Модульная котельная (с. Восточное)	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	1,956	2,013	2,013	2,013	2,013	2,013	2,013
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	1,621	1,779	1,779	1,779	1,779	1,779	1,779
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924

Прогноз приростов объемов потребления теплоносителя рассмотрен в Главе 6 Обосновывающих материалов.

2.5 Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплопотребления в расчетных элементах территориального деления и в зонах действия индивидуального теплоснабжения на каждом этапе

Для отопления и горячего водоснабжения индивидуальных домов рекомендуется применение индивидуальных двухконтурных котлов, работающих на твердом топливе. Выбор индивидуальных источников тепла объясняется тем, что объекты имеют незначительную тепловую нагрузку и находятся на значительном расстоянии друг от друга, что влечет за собой большие потери в тепловых сетях и значительные капитальные вложения по их прокладке.

Для теплоснабжения зданий (группы зданий) с небольшим теплопотреблением и промышленных объектов рекомендуется использовать автономные источники тепла, отдельностоящие и пристроенные блочно-модульные котельные малой мощности.

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

Перспективное развитие промышленности намечается, в основном, за счет развития и реконструкции существующих предприятий.

2.7 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 3 ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОКРУГА

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» разработка электронной модели схемы теплоснабжения для поселений, городских округов с численностью населения менее 100 тысяч человек не является обязательной.

Разработка электронной модели системы теплоснабжения выполнена с целью создания инструмента для:

- хранения и актуализации данных о тепловых сетях и сооружениях на них, включая технические паспорта объектов системы теплоснабжения и графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе округа с полным топологическим описанием связности объектов;
- гидравлического расчета тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлического расчета при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть;
- моделирования всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии;
- расчета энергетических характеристик тепловых сетей по показателю «потери тепловой энергии» и «потери сетевой воды»;
- группового изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения;
- расчета и сравнения пьезометрических графиков для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей;
- автоматизированного формирования пути движения теплоносителя до произвольно выбранного потребителя с целью расчета вероятности безотказной работы (надежности) системы теплоснабжения относительно этого потребителя;
- автоматизированного расчета отключенных от теплоснабжения потребителей при повреждении произвольного (любого) участка тепловой сети;
- определения существования пути/путей движения теплоносителя до выбранного потребителя при повреждении произвольного участка тепловой сети;

Электронная модель системы теплоснабжения выполнена в ГИС Zulu 2021 (разработчик ООО «Политерм», СПб).

Все гидравлические расчеты, приведенные в данной работе, сделаны в электронной модели.

Для дальнейшего использования электронной модели, теплоснабжающие организации должны быть обеспечены данной программой!

Пакет ZuluThermo позволяет создать расчетную математическую модель сети, выполнить паспортизацию сети, и на основе созданной модели решать информационные задачи, задачи топологического анализа, и выполнять различные теплогидравлические расчеты.

Расчету подлежат тупиковые и кольцевые тепловые сети, в том числе с повышительными насосными станциями и дросселирующими устройствами, работающие от одного или нескольких источников.

Программа предусматривает теплогидравлический расчет с присоединением к сети индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) и центральных тепловых пунктов (ЦТП) по нескольким десяткам схемных решений, применяемых на территории России.

Расчет систем теплоснабжения может производиться с учетом утечек из тепловой сети и систем теплопотребления, а также тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети.

Расчет тепловых потерь ведется либо по нормативным потерям, либо по фактическому состоянию изоляции.

Расчеты ZuluThermo могут работать как в тесной интеграции с геоинформационной системой (в виде модуля расширения ГИС), так и в виде отдельной библиотеки компонентов, которые позволяют выполнять расчеты из приложений пользователей.

Состав задач:

- Построение расчетной модели тепловой сети;
- Паспортизация объектов сети;
- Наладочный расчет тепловой сети;
- Проверочный расчет тепловой сети;
- Конструкторский расчет тепловой сети⁴
- Расчет требуемой температуры на источнике;
- Коммутационные задачи;
- Построение пьезометрического графика;
- Расчет нормативных потерь тепла через изоляцию.

3.1 Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе округа и с полным топологическим описанием связности объектов

Электронная модель схемы теплоснабжения разработана с использованием ГИС «Zulu» и программно-расчетного комплекса «Zulu-thermo». Модель выполнена с учетом привязки к топографической основе и схемы расположения инженерных коммуникаций, согласно предоставленных данных.

Программный комплекс содержит всю функциональность, необходимую для графического представления и описания тепловых потерь на плане местности, включая базу данных паспортизации тепловых сетей и инструментариев для ввода и корректировки данных. В состав программного комплекса включены все необходимые виды тематических раскрасок, графических выделений, справочных и отчетных документов, формируемых на основании информации, содержащейся в базе данных паспортизации.

В качестве исходных данных для ее разработки использовались:

- проектная и исполнительная документация по источникам тепла, тепловым сетям, ЦТП и ИТП, данные по вводам к потребителям;
- эксплуатационная документация (фактические температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам и их видам и т.п.);
- данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей;
- материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии.

Тепловую сеть можно изображать на карте, с привязкой к местности (по координатам, с привязкой к окружающим объектам), что позволит в дальнейшем не только проводить теплогидравлические расчеты, но и решать другие инженерные задачи, зная точное местонахождение тепловых сетей.

Zulu может работать как в локальной системе координат (план-схема), так и в одной из географических проекций.

Система поддерживает более 180 датумов, в том числе ПЗ-90, СК-42, СК-95 по ГОСТ Р 51794-2001, WGS 84, WGS 72, Пулково 42, NAD27, NAD83, EUREF 89. Список поддерживаемых датумов будет расширяться.

Система предлагает набор предопределенных систем координат. Кроме того, пользователь может задать свою систему координат с индивидуальными параметрами для поддерживаемых системой проекций. В частности, эта возможность позволит, при известных параметрах (ключах перехода), привязывать данные, хранящиеся в местной системе координат, к одной из глобальных систем координат.

Данные, хранящиеся в разных системах координат, можно отображать на одной карте, в одной из проекций. При этом пересчет координат (если он требуется) из одного датума в другой и из одной проекции в другую производится при отображении «на лету».

Данные можно перепроектировать из одной системы координат в другую.

3.2 Паспортизация объектов системы теплоснабжения

В программном комплексе к объектам системы теплоснабжения относятся следующие элементы, которые образуют между собой связанную структуру: источник, участок тепловой сети, ЦТП, потребитель. Каждый элемент имеет свой паспорт объекта, состоящий из описательных характеристик. Среди этих характеристик есть как необходимые для проведения гидравлического расчета и решения расчетно-аналитических задач, так и справочные.

При работе в геоинформационной системе сеть достаточно просто и быстро заносится с помощью мышки или по координатам. При этом сразу формируется расчетная модель. После графического изображения системы теплоснабжения, необходимо задать расчетные параметры объектов и выполнить соответствующие расчеты.

Тепловая сеть включает в себя следующие основные объекты: источник, участок (трубопроводы), потребитель и узлы: центральные тепловые пункты (ЦТП), насосные, запорную и регулирующую арматуру, камеры и другие элементы.

Источник

Источник – это символический объект тепловой сети, моделирующий режим работы котельной или ТЭЦ. В математической модели источник представляется сетевым насосом, создающим располагаемый напор, и подпиточным насосом, определяющим напор в обратном трубопроводе. Условное обозначение источника в зависимости от режима работы представлено на рисунке 12. При работе нескольких источников на одну сеть, один из них может выступать в качестве пиковой котельной.



Рисунок 11 - Условное изображение источника

Участок

Участок – это линейный объект, на котором не меняются:

- диаметр трубопровода;
- тип прокладки;
- вид изоляции;
- расход теплоносителя.

Двухтрубная тепловая сеть изображается в одну линию и может, в зависимости от желания пользователя, соответствовать или не соответствовать стандартному изображению сети по ГОСТ 21-605-82.

Как любой объект сети, участок имеет разные режимы работы, например, «отключен подающий» или «отключен обратный», см. рисунок «Режимы изображения участка». Эти режимы позволяют смоделировать многотрубные схемы тепловых сетей.

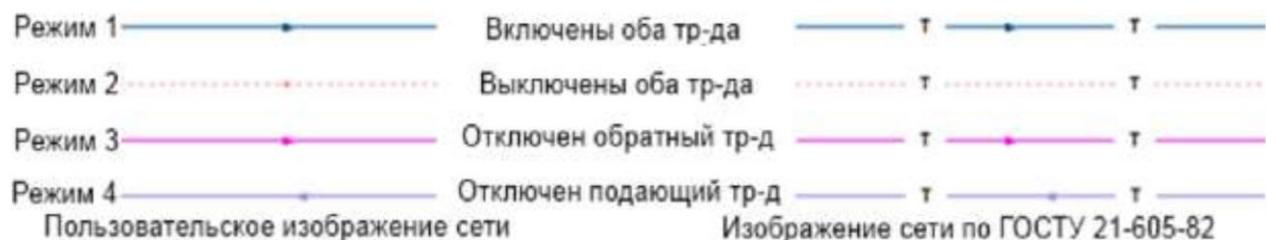


Рисунок 12 - Изображение нескольких состояний участков, задаваемых разными режимами

Узел

Узел – это символический объект тепловой сети. В тепловой сети узлами являются все объекты сети, кроме источника, потребителя и участков. В математической модели внутреннее представление объектов (кроме источника, потребителя, перемычки, ЦТП и регуляторов) моделируется двумя узлами, установленными на подающем и обратном трубопроводах.

Условное обозначение узловых объектов в зависимости от режима работы представлены на рисунке 14.

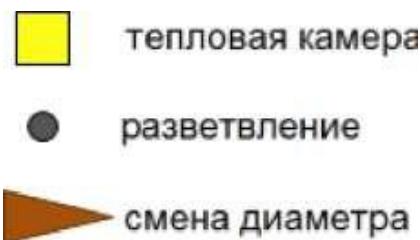


Рисунок 13 - Условное изображение узловых объектов

Простым узлом в модели считается любой узел, чьи свойства специально не оговорены. Простой узел служит только для соединения участков. Такими узлами для модели являются тепловые камеры, ответвления, смены диаметров, смена типа прокладки или типа изоляции и т.д.

Центральные тепловые пункты

Центральный тепловой пункт (ЦТП) – это узел дополнительного регулирования и распределения тепловой энергии. Наличие такого узла подразумевает, что за ним находится тупиковая сеть, с индивидуальными потребителями. В ЦТП может входить только один участок и только один участок может выходить. Причем входящий участок идет со стороны магистрали, а выходящий участок ведет к конечным потребителям. Внутренняя кодировка ЦТП зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Это может быть групповой элеватор, групповой насос смешения, независимое подключение группы потребителей, бойлеры на ГВС и т.д. На данный момент в распоряжении пользователя 28 схем присоединения ЦТП.

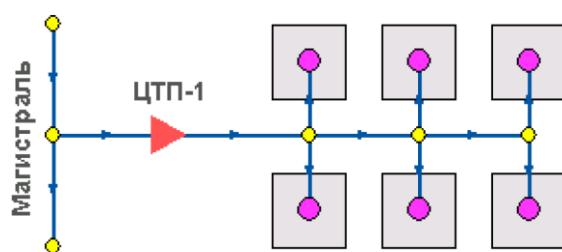


Рисунок 14 - Изображение ЦТП

Вспомогательный участок

Вспомогательный участок – указывает начало трубопроводов горячего водоснабжения при четырехтрубной тепловой сети после ЦТП. Это небольшой участок заканчивается простым узлом, к которому подключается трубопровод горячего водоснабжения, как показано на рисунке 16.

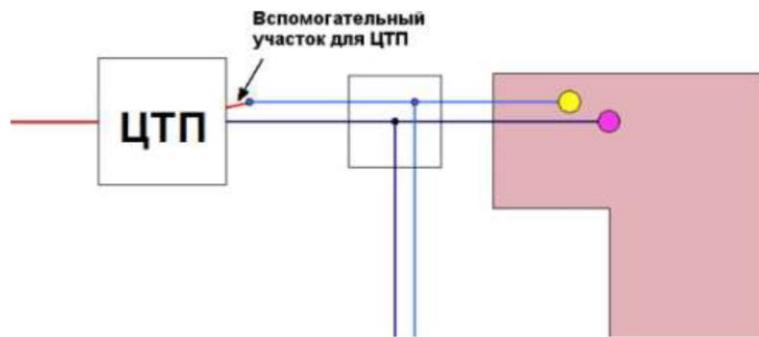


Рисунок 15 - Подключение трубопровода ГВС

Потребитель

Потребитель – это конечный объект участка, в который входит один подающий и выходит один обратный трубопровод тепловой сети. Под потребителем понимается абонентский ввод в здание.

Условное обозначение потребителя в зависимости от режима работы представлено на рисунке 17.



Рисунок 16 - Условное изображение потребителя

Потребитель тепловой энергии характеризуется расчетными нагрузками на систему отопления, систему вентиляции и систему горячего водоснабжения и расчетными температурами на входе, выходе потребителя, и расчетной температурой внутреннего воздуха.

В однолинейном представлении потребитель — это узловой элемент, который может быть связан только с одним участком.

Внутренняя кодировка потребителя существенно зависит от его схемы присоединения к тепловой сети. Схемы могут быть элеваторные, с насосным смешением, с независимым присоединением, с открытым или закрытым отбором

воды на ГВС, с регуляторами температуры, отопления, расхода и т.д. На данный момент в распоряжении пользователя 31 схема присоединения потребителей.

Если в здании несколько узлов ввода, то объектом «потребитель» можно описать каждый ввод. В тоже время как один потребитель можно описать целый квартал или завод, задав для такого потребителя обобщенные тепловые нагрузки.

Обобщенный потребитель

Обобщенный потребитель – символный объект тепловой сети, характеризующийся потребляемым расходом сетевой воды или заданным сопротивлением. Таким потребителем можно моделировать, например, общую нагрузку квартала.

Условное обозначение обобщенного потребителя в зависимости от режима работы представлено на рисунке 18.

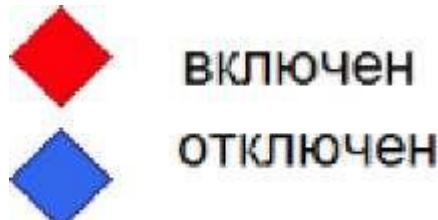


Рисунок 17 - Изображение обобщенного потребителя

Такой объект удобно использовать, когда возникает необходимость рассчитать гидравлику сети без информации о тепловых нагрузках и конкретных схемах присоединения потребителей к тепловой сети. Например, при расчете магистральных сетей информации о квартальных сетях может не быть, а для оценки потерь напора в магистралях достаточно задать обобщенные расходы в точках присоединения кварталов к магистральной сети.

В однолинейном изображении не требуется подключать обобщенный потребитель на отдельном отводящем участке, как в случае простого потребителя.

То есть в этот узел может входить и/или выходить любое количество участков. Это позволяет быстро и удобно, с минимальным количеством исходных данных.



Рисунок 18 - Варианты включение обобщенных потребителей

Задвижка

Задвижка — это символьный объект тепловой сети, являющийся отсекающим устройством. Задвижка кроме двух режимов работы (открыта, закрыта), может находиться в промежуточном состоянии, которое определяется степенью её закрытия. Промежуточное состояние задвижки должно определяться при её режиме работы.

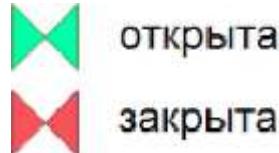


Рисунок 19 - Условное изображение задвижки

Условное обозначение запорно-регулирующего устройства в зависимости от режима работы:

Задвижка в однолинейном изображении представляется одним узлом, но во внутреннем представлении в зависимости от заданных параметров в семантической базе данных, может быть установлена на обоих трубопроводах.

Перемычка

Перемычка — это символьный объект тепловой сети, моделирующий участок между подающим и обратным трубопроводами.

Условное обозначение перемычки в зависимости от режима работы представлено на рисунке 21.

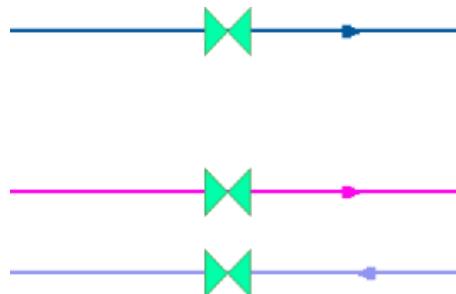


Рисунок 20 - Условное представление перемычки

Перемычка позволяет смоделировать участок, соединяющий подающий и обратный трубопроводы. В этот узел может входить и/или выходить любое количество участков.

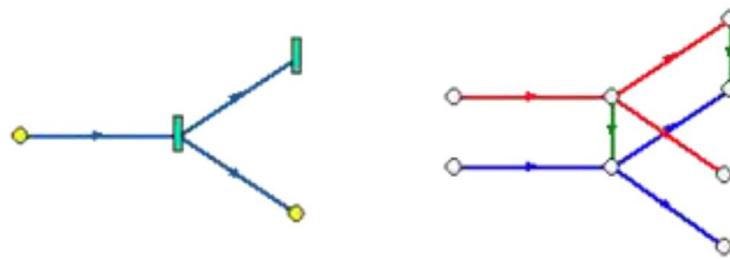


Рисунок 21 - Перемычка

Так как перемычка в однолинейном изображении представлена узлом, то для моделирования соединения между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка одного элемента «перемычка» недостаточно. Понадобятся еще два участка: один только подающий, другой - только обратный.

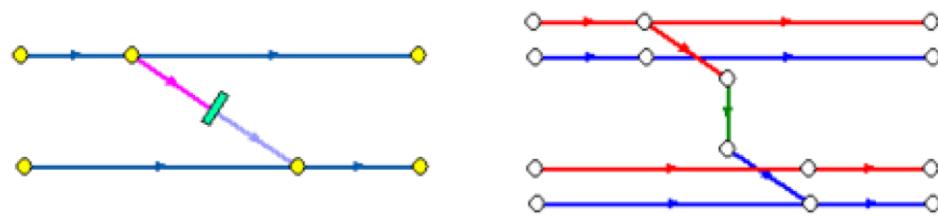


Рисунок 22 - Соединение между подающим трубопроводом одного участка и обратным трубопроводом другого участка

Насосная станция

Насосная станция – символный объект тепловой сети, характеризующийся заданным напором или напорно-расходной характеристикой установленного насоса.

Насосная станция в однолинейном изображении представляется одним узлом. В зависимости от табличных параметров этого узла насос может быть установлен на подающем или обратном трубопроводе, либо на обоих трубопроводах одновременно. Для задания направления действия насоса в этот узел только один участок обязательно должен входить и только один участок должен выходить.



Рисунок 23 - Насосная станция

Насос можно моделировать двумя способами: либо как идеальное устройство, которое изменяет давление в трубопроводе на заданную величину, либо как устройство, работающее с учетом реальной напорно-расходной характеристики конкретного насоса.

В первом случае просто задается значение напора насоса на подающем и/или обратном трубопроводе. Если значение напора на одном из трубопроводов равно нулю, то насос на этом трубопроводе отсутствует. Если значение напора отрицательно, то это означает, что насос работает навстречу входящему в него участку.

Дросселирующие устройства

Дросселирующие устройства в однолинейном представлении являются узлами, но во внутренней кодировке — это дополнительные участки с постоянным или переменным

сопротивлением. В дросселирующий узел обязательно должен входить только один участок, и только один участок из узла должен выходить.

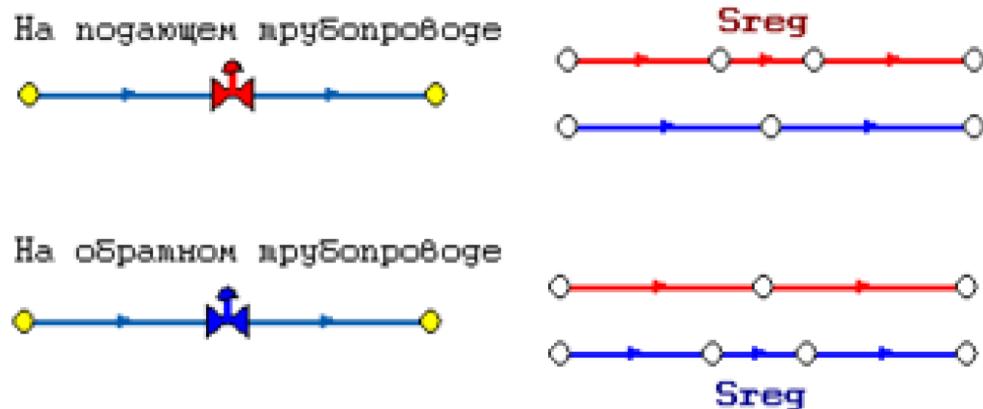


Рисунок 24 - Дросселирующие устройства

Дроссельная шайба

Дроссельная шайба — это символный объект тепловой сети, характеризуемый фиксированным сопротивлением, зависящим от диаметра шайбы.

Дроссельная шайба имеет два режима работы: вычисляемая и устанавливаемая.

Устанавливаемая шайба — это нерегулируемое сопротивление, то величина гасимого шайбой напора зависит от квадрата, проходящего через шайбу расхода.

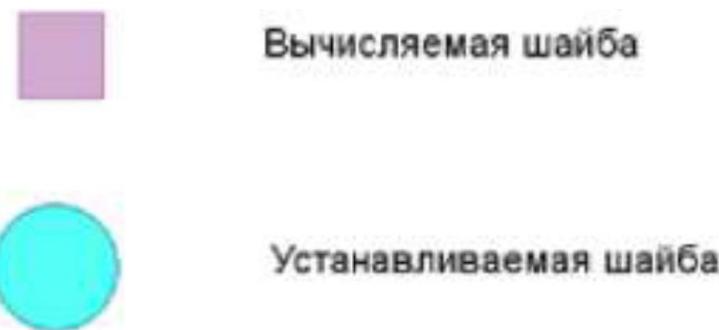


Рисунок 25 - Условное представление шайбы

Регулятор давления

Регулятор давления - устройство с переменным сопротивлением, которое позволяет поддерживать заданное давление в трубопроводе в определенном диапазоне изменения расхода. Регулятор давления может устанавливаться как на подающем, так и на обратном трубопроводе.

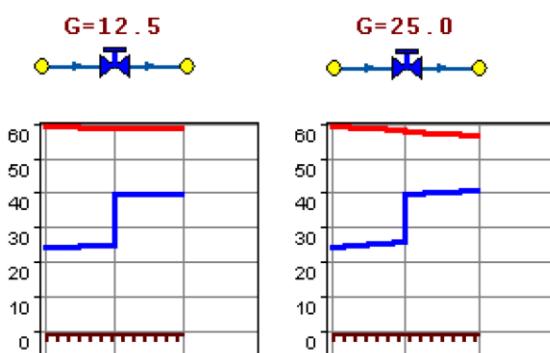


Рисунок 26 - Регулятор давления

На рисунке 27 показано, что при увеличении в два раза расхода через регулятор, установленный в обратном трубопроводе, давление в регулируемом узле остается постоянным.

Величина сопротивления регулятора может изменяться в пределах от бесконечности до сопротивления полностью открытого регулятора. Если условия работы сети заставляют регулятор полностью открыться, то он начинает работать как нерегулируемый дросселирующий узел.

Регулятор располагаемого напора

Регулятор располагаемого напора – это символный объект тепловой сети, поддерживающий заданный располагаемый напор после себя.

Работа регулятора располагаемого напора аналогична работе регулятора давления, только в этом случае регулятор старается держать постоянной заданную величину располагаемого напора.



регулятор располагаемого напора на подающем трубопроводе



регулятор располагаемого напора на обратном трубопроводе

Рисунок 27 - Условное представление регуляторов напора

Регулятор расхода

Регулятор расхода – это символный объект тепловой сети, поддерживающий заданным пользователем расход теплоносителя.

Регулятор можно устанавливать как на подающем, так и на обратном трубопроводе. К работе регулятора расхода можно отнести все сказанное про регуляторы давления.



регулятор расхода на подающем трубопроводе



регулятор расхода на обратном трубопроводе

Рисунок 28 - Условное представление регуляторов расхода

В существующих базах данных «ZULU» предусматриваются стандартные характеристики по приведенным выше типам объектов системы теплоснабжения.

Состав информации по каждому типу объектов носит как информативный характер (например: для источников - наименование предприятия, наименование источника, для потребителей - адрес узла ввода, наименование узла ввода и т.д.), так и необходимый для функционирования расчетной модели (например: для источников - геодезическая отметка, расчетная температура в подающем трубопроводе, расчетная температура холодной воды). Полнота заполнения базы данных по параметрам зависит от наличия исходных данных, предоставленных Заказчиком и опрошенными субъектами системы теплоснабжения населенного пункта.

При желании пользователя, в существующие базы данных по объектам сети можно добавить дополнительные поля.

3.3 Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное

Разбивка объектов по территориальному делению в ГИС «Zulu» происходит на основе данных утвержденного генерального плана и карты территориального планирования.

Электронная модель предусматривает паспортизацию и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное.

Электронная модель позволяет наглядно на топооснове разграничить и паспортизировать единицы территориального деления. Такими границами территориального деления могут являться:

- кадастровые кварталы;
- теплосетевые районы;
- планировочные районы;
- административные районы.

Сетка районирования, нанесенная в электронной модели, позволяет привязать базу данных, состоящую из сведений, входящих в паспорт единицы территориального деления, к площадному объекту, определяющему границы этой единицы.

3.4 Гидравлический расчет тепловых сетей любой степени закольцованности, в том числе гидравлический расчет при совместной работе нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Гидравлический расчет предусматривает выполнение расчета системы централизованного теплоснабжения с потребителями, подключенными к тепловой сети по различным схемам.

Целью расчета является определение расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количестве тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Созданная математическая имитационная модель системы теплоснабжения, служащая для решения поверочной задачи, позволяет анализировать гидравлический и тепловой режим работы системы теплоснабжения. В качестве теплоносителя используется вода.

Гидравлический расчёт тепловых сетей проводится с учётом: – утечек из тепловой сети и систем теплопотребления; – фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

Гидравлический расчет позволяет рассчитать любую аварию на трубопроводах тепловой сети и источнике теплоснабжения. В результате расчета определяются расходы и потери напора в трубопроводах, напоры в узлах сети, в том числе располагаемые напоры у потребителей, расходы и температуры воды на входе и выходе в каждую систему теплопотребления. Рассчитывается баланс по воде и отпущененной тепловой энергией между источником и потребителями.

Результаты гидравлического расчета приведены в таблице ниже.

Таблица 55 - Результаты тепло-гидравлического расчета тепловых сетей котельных поселения

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Протяженность тепловой сети в двухтрубном исчислении, м	Расход теплоносителя, т/ч	Потери напора в подающем трубопроводе от источника до самого удаленного потребителя, м	Потери напора в обратном трубопроводе от источника до самого удаленного потребителя, м	Тепловые потери в подающем трубопроводе, ккал/ч	Тепловые потери в обратном трубопроводе, ккал/ч
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха), в том числе						
1.1	Магистральная тепловая сеть (АО «Охинская ТЭЦ»)	4690	1941	13,285	13,074	461 783	345 429
1.2	Распределительная сеть (МУП «ОКХ»)	30210	1860,48	99,554	99,043	2692200	1153800
2	Модульная котельная (с. Восточное)	1160	19,35	5,083	5,051	72502,37	30017,08
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	2574	24,56	1,863	1,848	233253,00	97115,62
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	1558	19,92	3,918	3,900	116373,44	49425,26
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	3190,5	24,41	5,031	5,003	217357,67	92663,55

Более подробные результаты теплогидравлических расчетов сетей теплоснабжения приведены в разработанной электронной модели схемы теплоснабжения поселения.

3.5 Моделирование всех видов переключений, осуществляемых в тепловых сетях, в том числе переключений тепловых нагрузок между источниками тепловой энергии.

Коммутационные задачи предназначены для анализа изменений вследствие отключения задвижек или участков сети. В результате выполнения коммутационной задачи определяются объекты, попавшие под отключение. При этом производится расчет объемов воды, которые возможно придется сливать из трубопроводов тепловой сети и систем теплопотребления. Результаты расчета отображаются на карте в виде тематической раскраски отключенных участков и потребителей и выводятся в отчет.

При анализе переключений определяется, какие объекты попадают под отключения, и включает в себя: – вывод информации по отключенным объектам; – расчет объемов внутренних систем теплопотребления и нагрузок на системы теплопотребления при данных изменениях в сети; – отображение результатов расчета на карте в виде тематической раскраски; – вывод табличных данных в отчет, с последующей возможностью их печати, экспорта в формат MS Excel или HTML.

3.6 Расчет балансов тепловой энергии по источникам тепловой энергии и по территориальному признаку

Целью расчета балансов тепловой энергии является определение фактических расходов теплоносителя на участках тепловой сети и у потребителей, а также количества тепловой энергии получаемой потребителем при заданной температуре воды в подающем трубопроводе и располагаемом напоре на источнике.

Расчеты могут проводиться при различных исходных данных, в том числе при аварийных ситуациях, например, отключении отдельных участков тепловой сети, передачи воды и тепловой энергии от одного источника к другому по одному из трубопроводов и т.д.

Расчет тепловых сетей можно проводить с учётом:

- утечек из тепловой сети и систем теплопотребления;
- тепловых потерь в трубопроводах тепловой сети;
- фактически установленного оборудования на абонентских вводах и тепловых сетях.

Расчет балансов представлен в главе 4.

3.7 Расчет потерь тепловой энергии через изоляцию и с утечками теплоносителя

Целью данного расчета является определение нормативных тепловых потерь через изоляцию трубопроводов. Тепловые потери определяются суммарно за год с разбивкой по месяцам. Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП). Расчет может быть выполнен с учетом поправочных коэффициентов на нормы тепловых потерь.

Просмотреть результаты расчета можно как суммарно по всей тепловой сети, так и по каждому отдельно взятому источнику тепловой энергии и каждому центральному тепловому пункту (ЦТП), а также по различным владельцам (балансодержателям) участков тепловой сети.

Возможно копирование исходных данных от одного источника или ЦТП сразу всем объектам, отдельно источникам, ЦТП по контуру отопления или ГВС. Также результаты выполненных расчетов можно посмотреть экспортовать в MS Excel.

3.8 Расчет показателей надежности теплоснабжения.

Целью расчета является оценка способности действующих и проектируемых тепловых сетей надежно обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения каждого потребителя, а также обоснование необходимости и проверки эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии.

Оценка надежности тепловых сетей осуществляется по результатам сравнения расчетных значений показателей надежности с нормированными значениями этих показателей в соответствии с положениями п. 6.28 СП 124.13330.2012.

Обоснование необходимости реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей тепловой энергии, осуществляется по результатам качественного анализа полученных численных значений.

Проверка эффективности реализации мероприятий, повышающих надежность теплоснабжения потребителей, осуществляется путем сравнения исходных (полученных до реализации) значений показателей надежности, с расчетными значениями, полученными после реализации (моделирования реализации) этих мероприятий.

Оценка надежности системы теплоснабжения приведена в Главе 11 Обосновывающих материалов.

3.9 Групповые изменения характеристик объектов (участков тепловых сетей, потребителей) по заданным критериям с целью моделирования различных перспективных вариантов схем теплоснабжения.

Разработанная электронная модель позволяет осуществлять групповые изменения характеристик различных теплосетевых объектов:

- для потребителей - изменять для группы потребителей расчетные температуры прямой и обратной сетевой воды, схемы их подключения, ограничения тепловых нагрузок, наладочные характеристики, количество теплообменников и т.д.

- для тепловых сетей - изменять тип и год прокладки, вид тепловой изоляции, коэффициент местных потерь и шероховатость и т.д.

Данный инструмент применим для различных целей и задач гидравлического моделирования. Основным предназначением является калибровка расчетной гидравлической модели тепловой сети. Трубопроводы реальной тепловой сети всегда имеют физические характеристики, отличающиеся от проектных, в силу происходящих во времени изменений - коррозии и выпадения отложений, отражающихся на изменении эквивалентной шероховатости и уменьшении внутреннего диаметра вследствие застарения. Эти изменения влияют на гидравлические сопротивления участков трубопроводов, и в масштабах тепловой сети МО это приводит к значительным расхождениям результатов гидравлического расчета по «проектным» значениям с реальным гидравлическим режимом, наблюдаемым в эксплуатируемой тепловой сети. С другой стороны, измерить действительные значения шероховатостей и внутренних диаметров участков действующей тепловой сети не представляется возможным, поскольку это потребовало бы массового вскрытия трубопроводов, что вряд ли реализуемо.

Поэтому эти значения можно лишь косвенным образом оценить на основании сравнения реального (наблюдаемого) гидравлического режима с результатами расчетов на гидравлической модели, и внести в расчетную модель соответствующие поправки. В этом, в первом приближении, и состоит процесс калибровки.

Инструмент групповых операций позволяет выполнить изменение характеристик для подмножества участков тепловой сети, определяемого заданным критерием отбора, в частности:

- по всей базе данных описания тепловой сети;
- по одной из связных компонент тепловой сети (тепловой зоне источника);
- по некоторой графической области, заданной произвольным многоугольником;
- вдоль выбранного пути.

При этом на любой из вышеперечисленных «пространственных» критериев может быть наложена суперпозиция критериев отбора по классифицирующим признакам:

- по подающим или обратным трубопроводам тепловой сети, либо симметрично;
- по виду тепловых сетей (магистральные, распределительные, внутриквартальные);
- по участкам тепловой сети определенного условного диаметра;
- по участкам тепловой сети с определенным типом прокладки, и т.п.

Критерии отбора могут быть произвольными при соблюдении основного требования: информация, на основании которой строится отбор, должна в явном виде присутствовать в паспортных описаниях участков тепловой сети.

Для участков тепловых сетей, отобранных по определенной совокупности критериев, можно произвести любую из следующих операций:

- изменение эквивалентной шероховатости;
- изменение степени застарения трубопроводов;
- изменение коэффициента местных потерь;
- изменение способа расчета сопротивления.

После проведения серии изменений характеристик участков трубопроводов тепловой сети автоматически производится гидравлический расчет, результаты которого сразу же доступны для визуализации на схеме и анализа.

Поскольку при изменении характеристик участков тепловой сети их паспорта не модифицируются, в любой момент можно вернуться к исходному состоянию расчетной гидравлической модели, определяемому паспортными значениями характеристик участков тепловой сети.

3.10 Сравнительные пьезометрические графики для разработки и анализа сценариев перспективного развития тепловых сетей.

Целью построения пьезометрического графика является наглядная иллюстрация результатов гидравлического расчета (наладочного, поверочного, конструкторского). Это основной аналитический инструмент специалиста по гидравлическим расчетам тепловых сетей. При этом на экран выводятся:

- линия давления в подающем трубопроводе;
- линия давления в обратном трубопроводе;
- линия поверхности земли;
- линия потерь напора на шайбе;
- высота здания;
- линия вскипания;
- линия статического напора.

Цвет и стиль линий задается пользователем.

В таблице под графиком выводятся для каждого узла сети наименование, геодезическая отметка, высота потребителя, напоры в подающем и обратном трубопроводах, величина дросселируемого напора на шайбах у потребителей, потери напора по участкам тепловой сети, скорости движения воды на участках тепловой сети и т.д. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Также график может отображать падение температуры в тепловой сети, после проведения расчетов с учетом тепловых потерь. При этом на график выводятся значения температур в узловых точках по подающему и обратному трубопроводам. Количество выводимой под графиком информации настраивается пользователем.

Пьезометрические графики существующего положения системы теплоснабжения и их пути представлены на рисунках ниже.

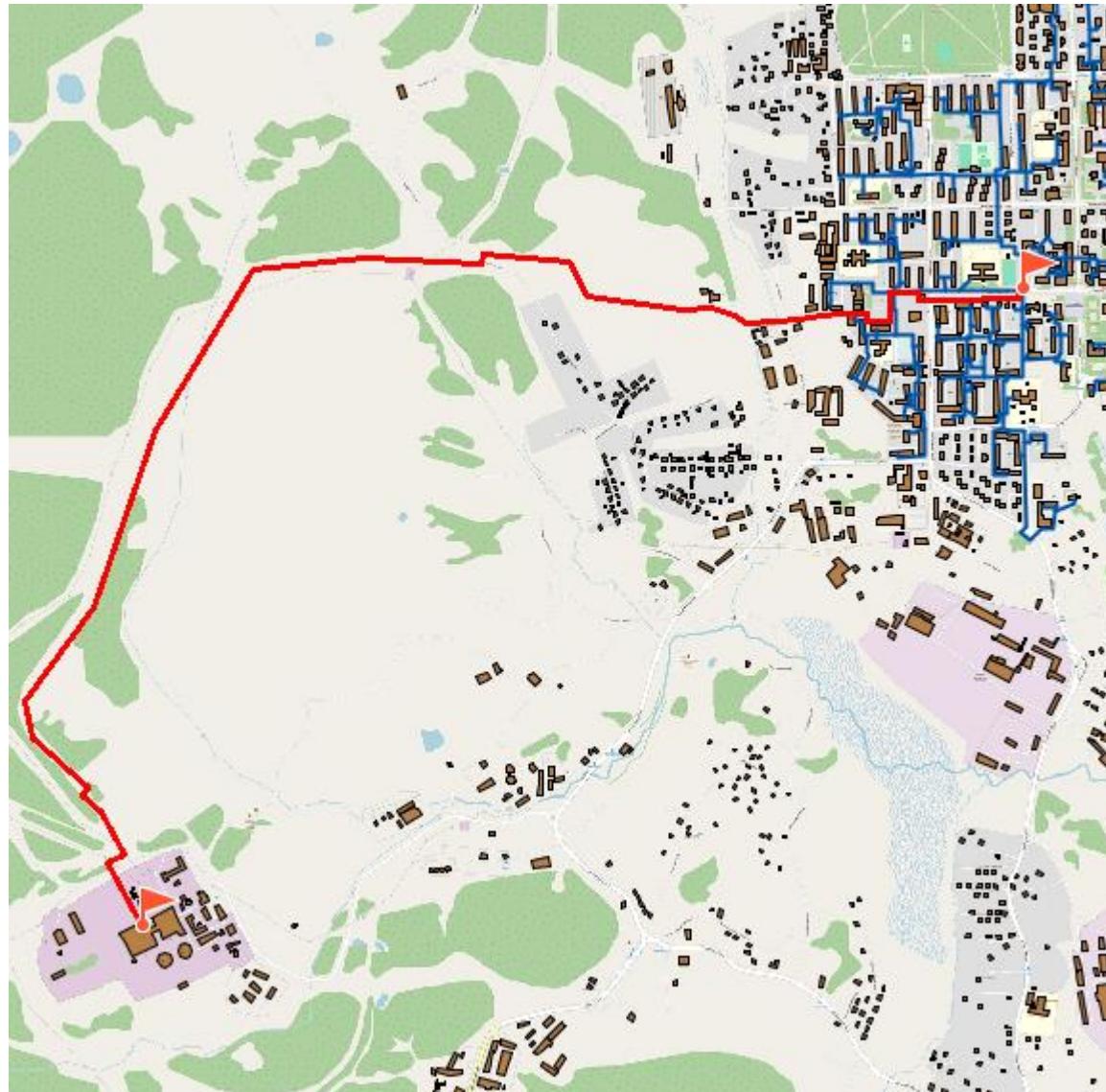


Рисунок 29 - Путь построения пьезометрического графика от Охинской ТЭЦ до ПНС

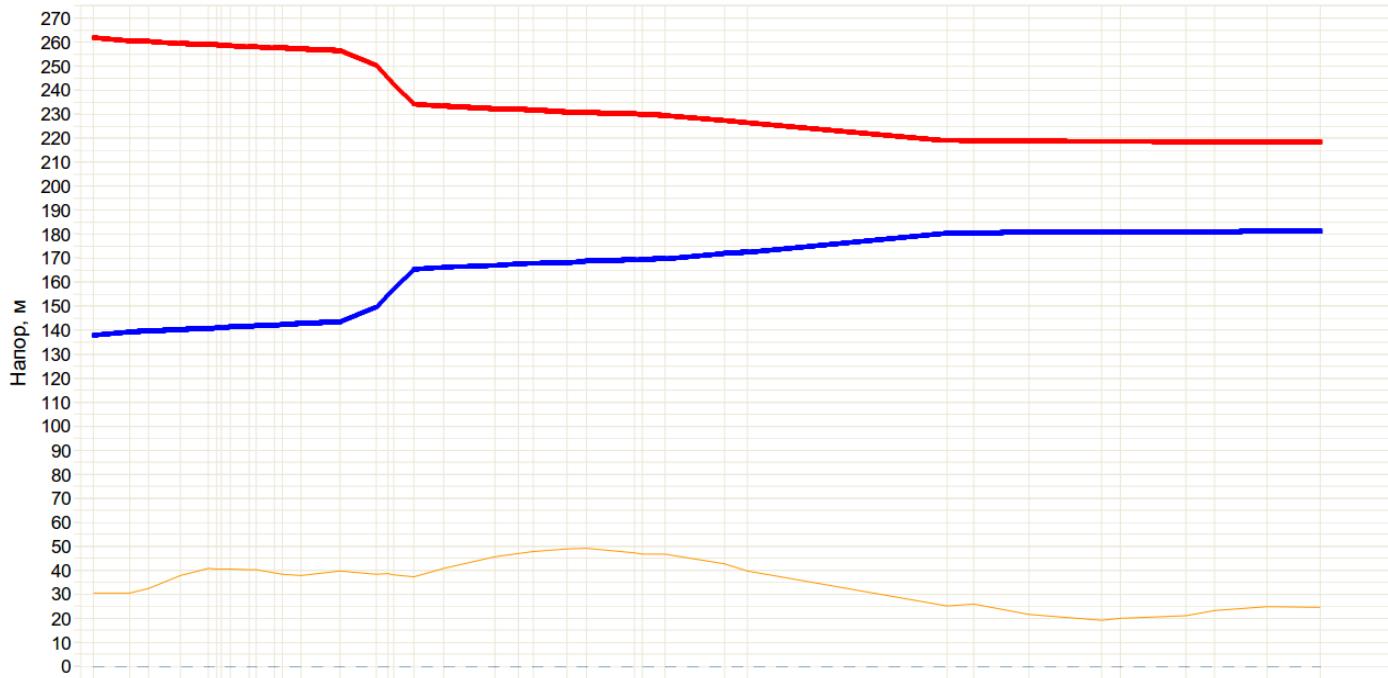


Наименование узла	ТЭЦ		ТК/3	
Напор в обратном трубопроводе, м	85	86.391	96.165	138.101
Располагаемый напор, м	140	137.194	117.477	123.586
Длина участка, м	116	3684.15	716.81	
Диаметр участка, м	0.6	0.8	0.8	
Потери напора в подающем трубопроводе, м	1.415	9.943	1.927	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	1.391	9.774	1.909	

Рисунок 30 - Пьезометрический график Охинской ТЭЦ до ПНС



Рисунок 31 - Путь построения пьезометрического графика от ПНС до определяющего потребителя – жилой дом (г. Оха, ул. Геофизиков, 1)



Наименование узла	TK1	TK	TK	TK10																								
Напор в обратном трубопроводе, м	138	135	142	143	166.0	161	167	168.7	169.84	172.739	180.5	180.673	180.93	181.1	181.1	181.209												
Располагаемый напор, м	123	120	111	114	112	68	67.42	65	63	62.01	59.855	55	54.046	38	38.42	38.109	37	37.594	37	37.17	37.08	37.034						
Длина участка, м	94.1	81.71	14.4	4.4	100	93.9	25	76	130.6	61.3	86.5	123.4	58	153.2	58	511.72	68	141.8	187.26	4	168.18	73	134.3	136.0				
Диаметр участка, м	0.5	0	0.5	0	0	0.5	0.3	0	0.4	0.4	0	0.4	0	0.2	0	0.15	0.1	0.15	0.15	0	0.15	0.1	0.15					
Потери напора в подающем трубопроводе, м	1.2	0	0.6	0.5	0	0	0.7	6.3	8	0.6	1.04	0	0.6	0	0.736	0	2.35	0	7.77	0.0	0.157	0.206	0	0.185	0.0	0.044	0.028	
Потери напора в обратном трубопроводе, м	1.2	0	0.6	0.5	0	0	0	0.7	6.2	8	0.6	1.033	0	0.6	0	0.731	0	2.334	0	7.704	0.0	0.155	0.204	0	0.183	0.0	0.044	0.027

Рисунок 32 - Пьезометрический график от ПНС до определяющего потребителя – жилой дом (г. Оха, ул. Геофизиков, 1)

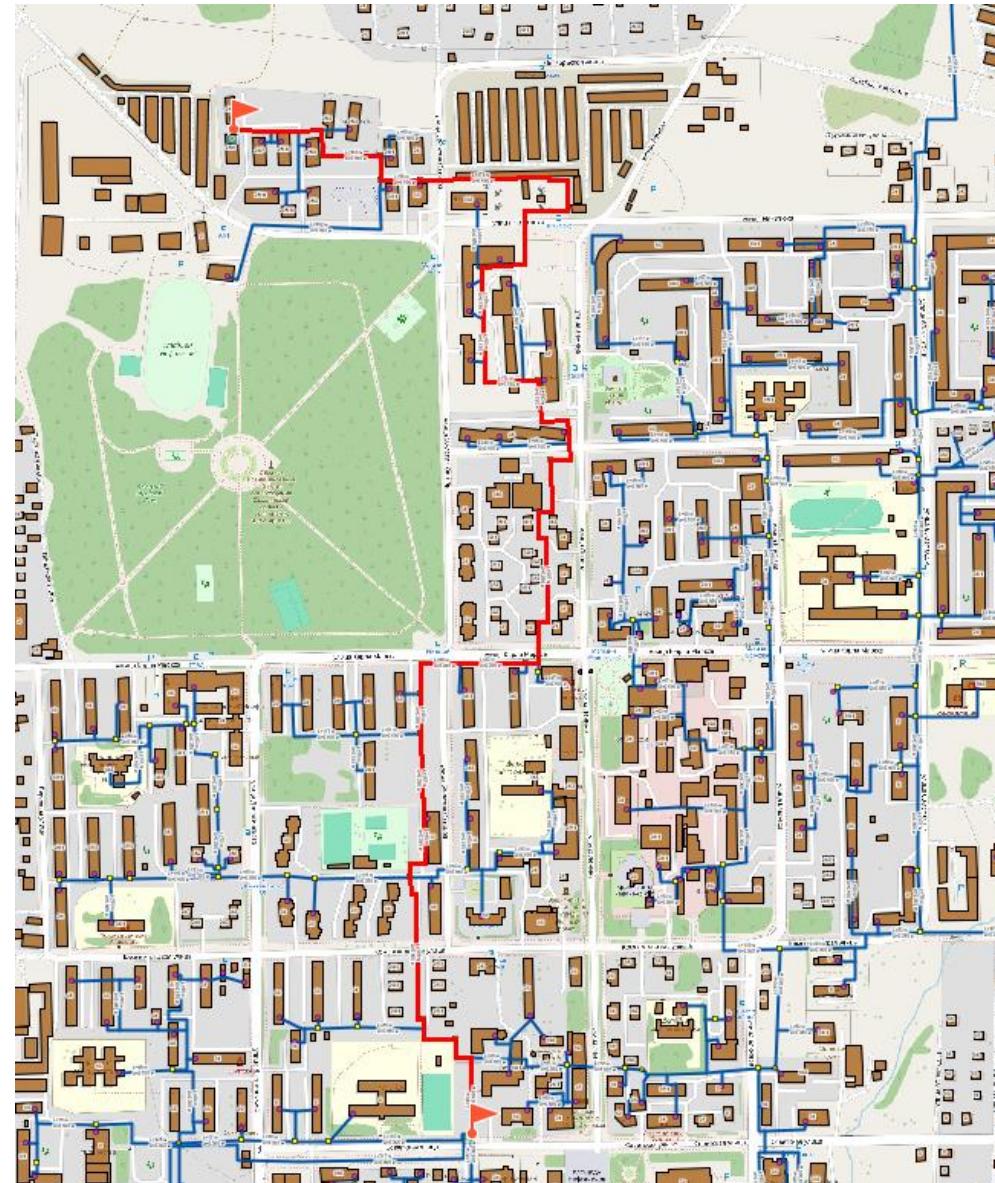


Рисунок 33 - Путь построения пьезометрического графика от ПНС до определяющего потребителя – жилой дом (г. Оха, ул. 50 лет Октября ул, 25/6)

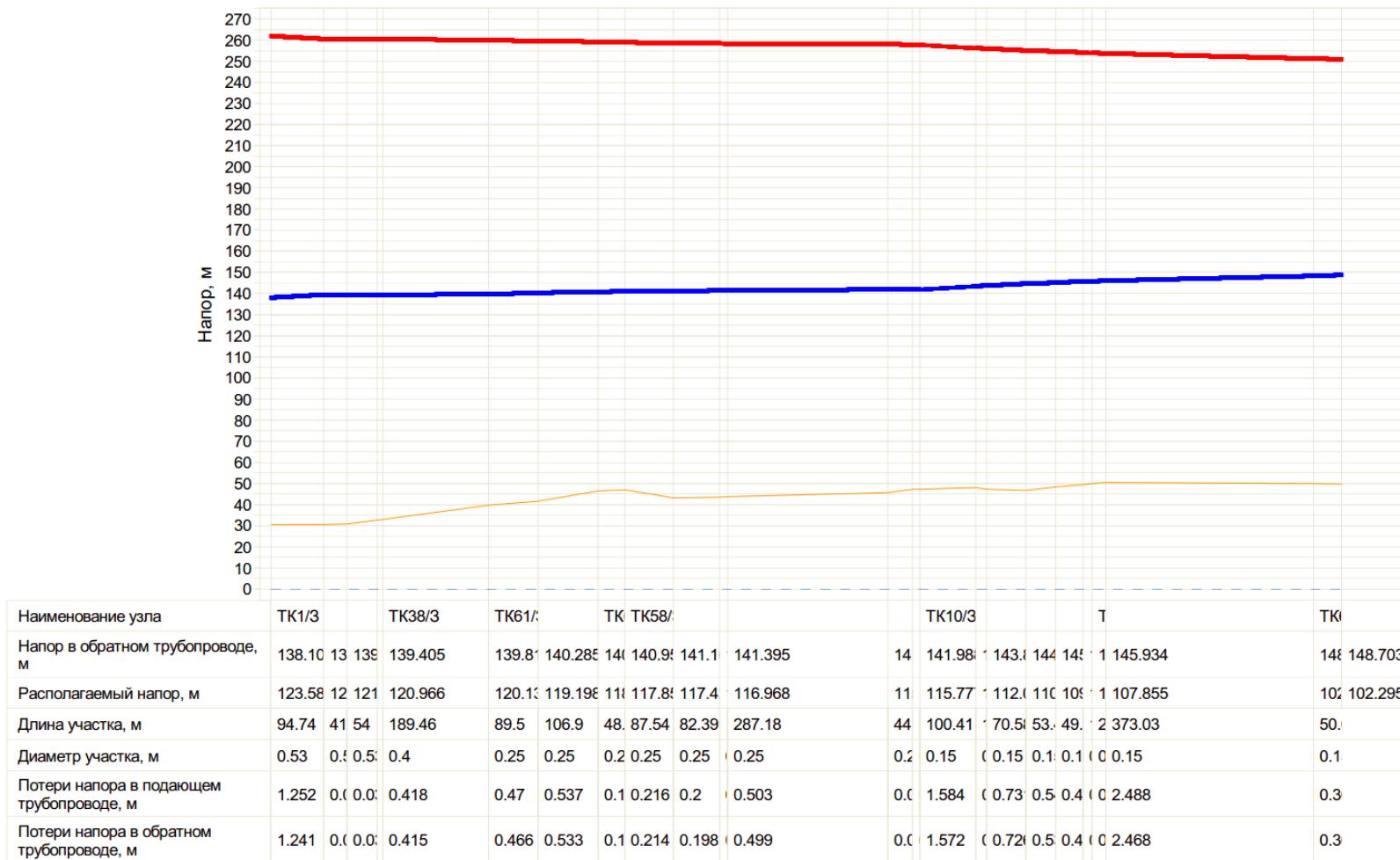


Рисунок 34 - Пьезометрический график от ПНС до определяющего потребителя – жилой дом (г. Оха, ул. 50 лет Октября ул, 25/6)



Рисунок 35 - Путь построения пьезометрического графика от ПНС до определяющего потребителя – жилой дом (г. Оха, ул. 2-й участок уч-к, 3/А)

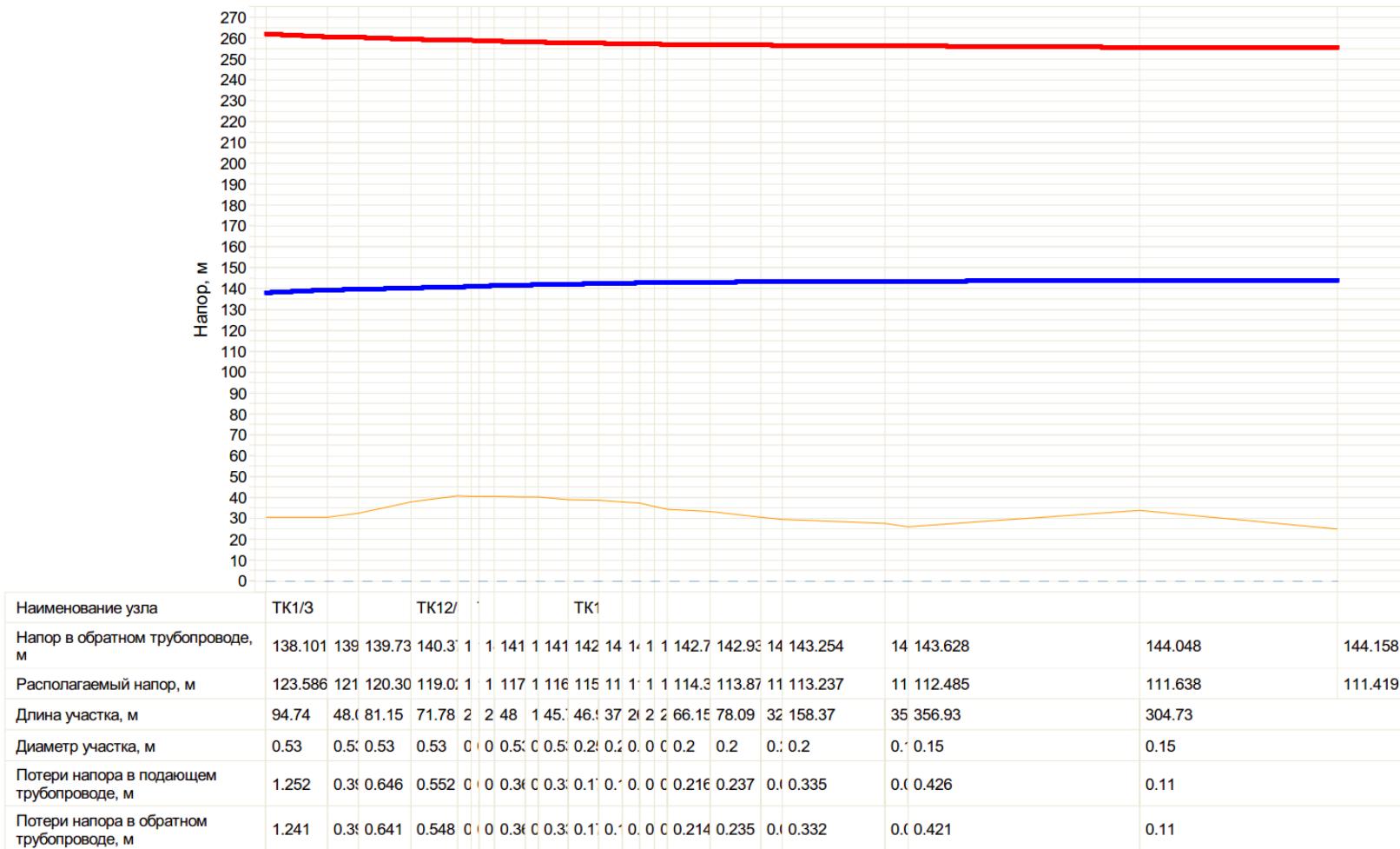


Рисунок 36 - Пьезометрический график от ПНС до определяющего потребителя – жилой дом (г. Оха, ул. 2-й участок уч-к, 3/А)

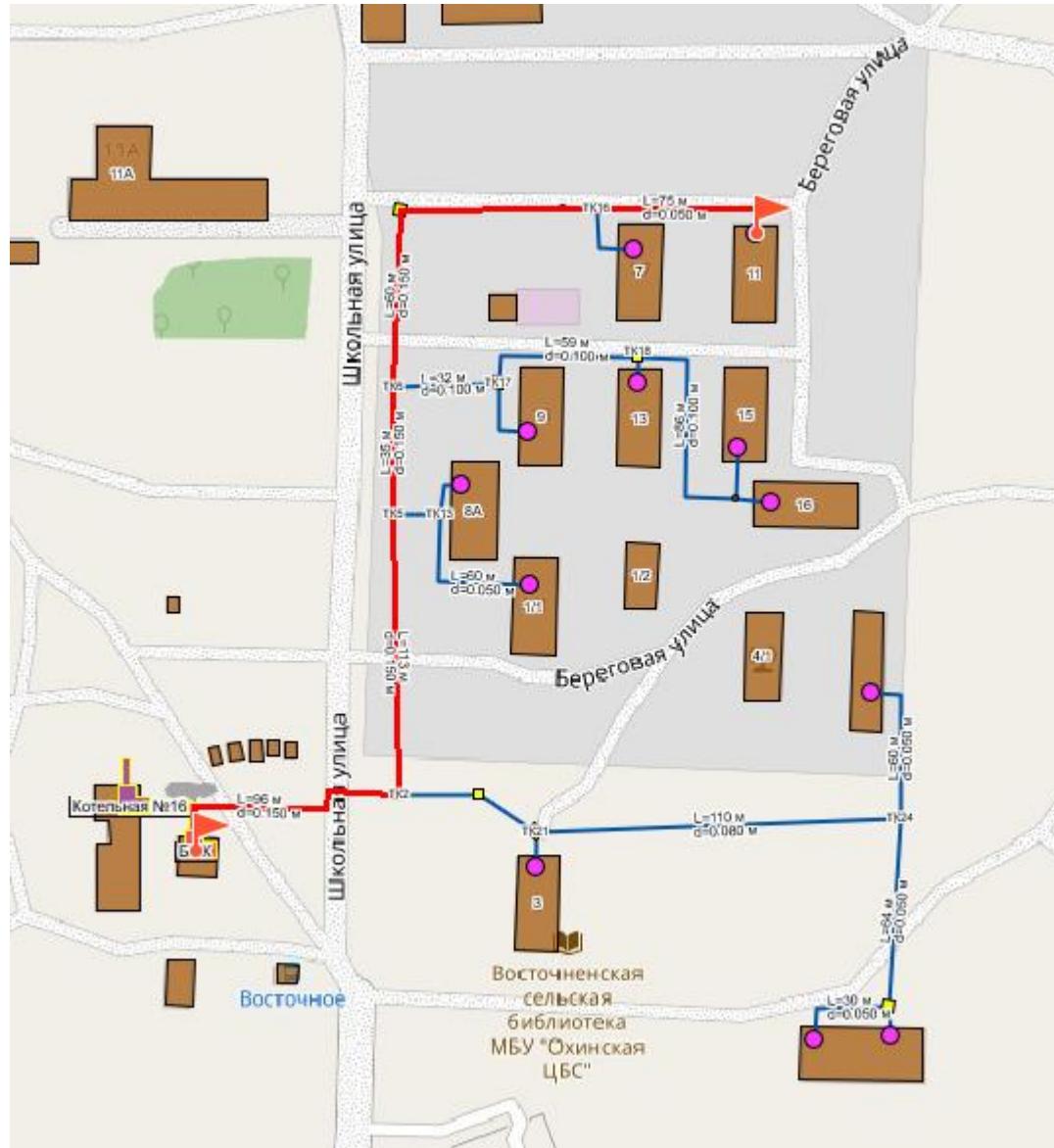


Рисунок 37 - Путь построения пьезометрического графика от Модульной котельной (с. Восточное) до определяющего потребителя – жилой дом (с. Восточное, ул. Береговая, 11)

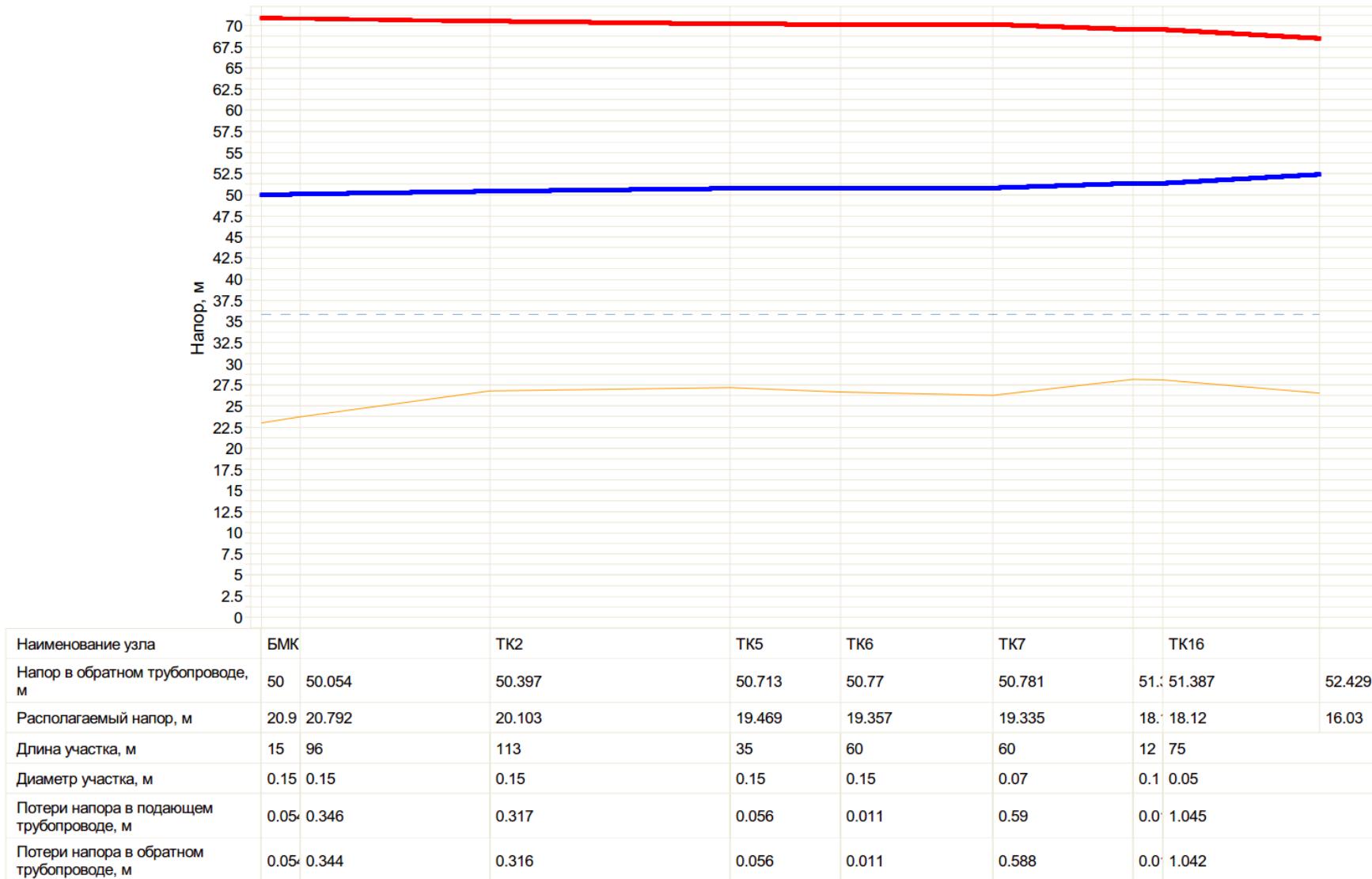


Рисунок 38 - Пьезометрический график от Модульной котельной (с. Восточное) до определяющего потребителя – жилой дом (с. Восточное, ул. Береговая, 11)

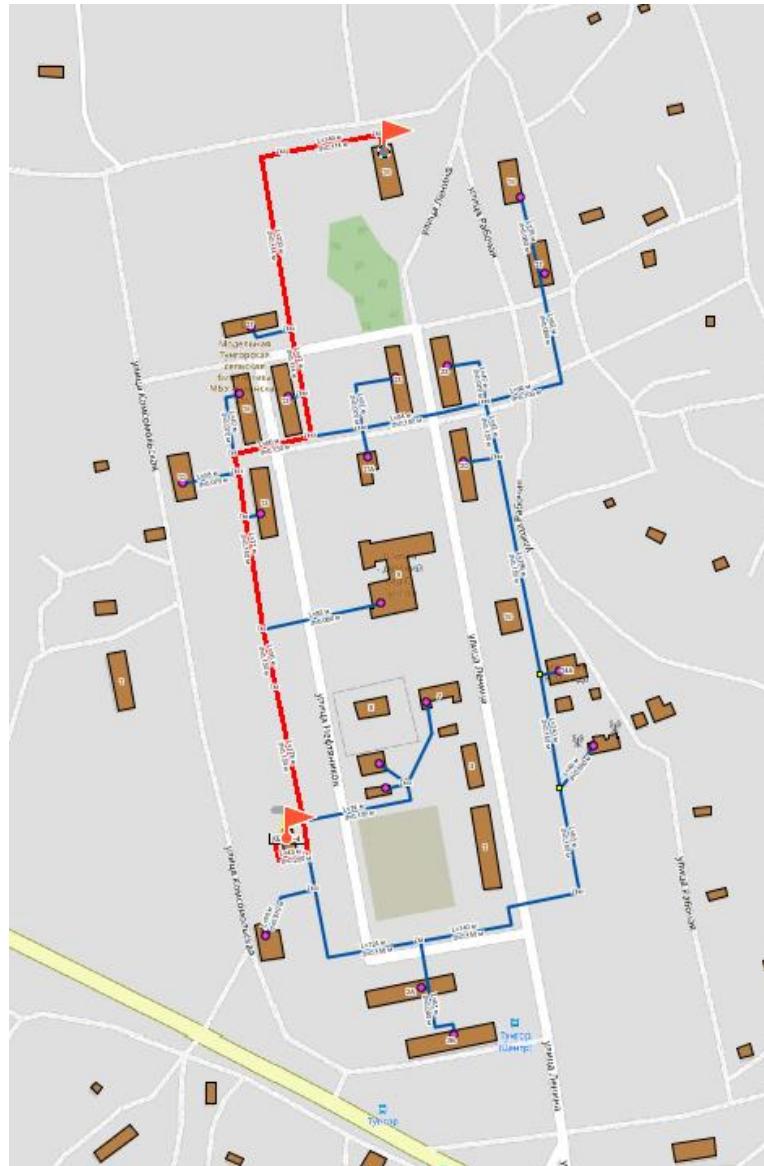
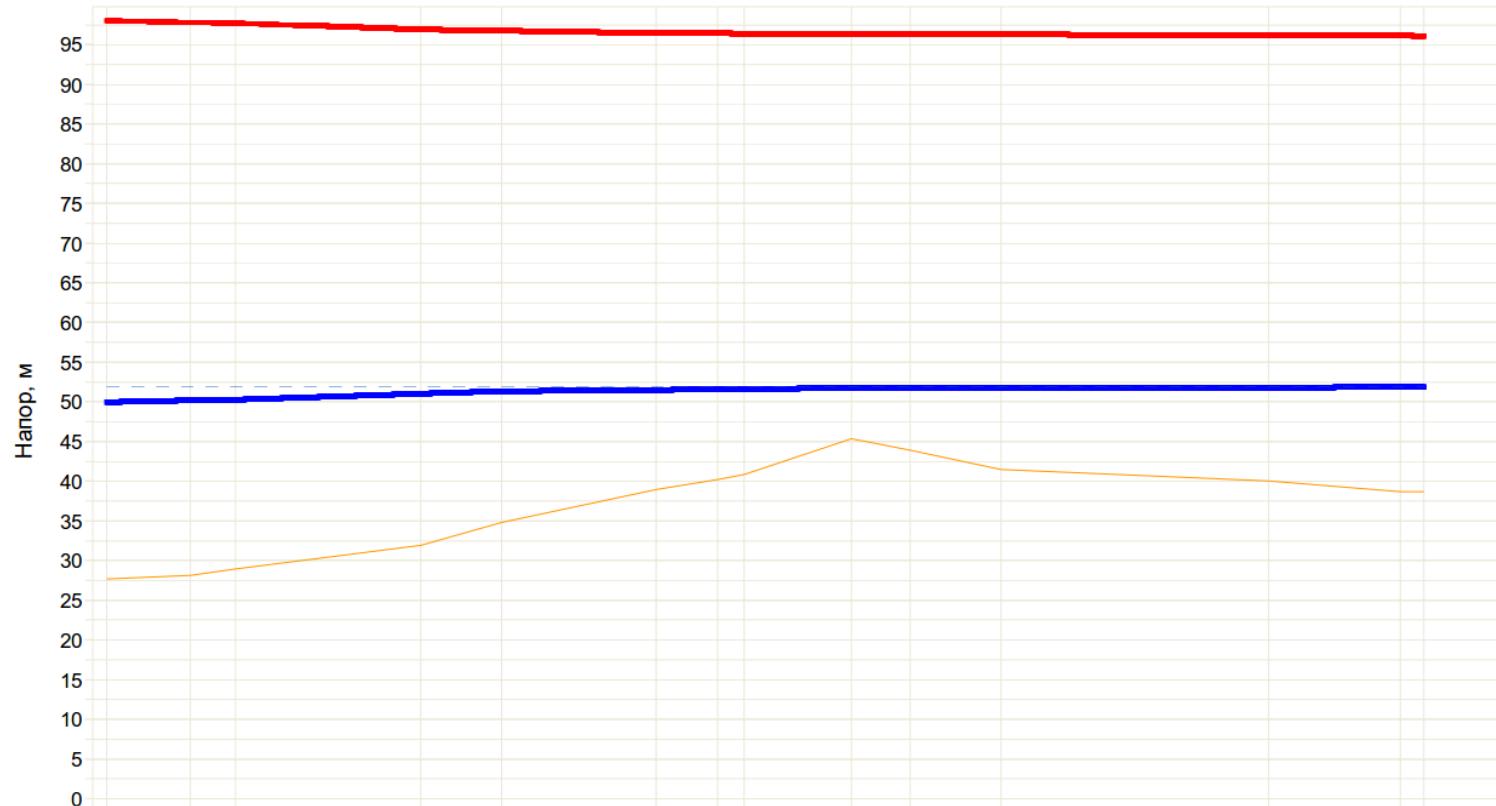


Рисунок 39 - Путь построения пьезометрического графика от Котельной КЕДР-4 (п. Тунгор) до определяющего потребителя – жилой дом (п. Тунгор, ул. Ленина, 19)



Наименование узла	КЕДР-4	ТК2	ТК28	ТК4	ТК3	ТК6	Т1	ТК7	ТК17	ТК18	ТК19	ТК20	Т1
Напор в обратном трубопроводе, м	50	50.1	50.304	51.087	51.307	51.528	51.51	51.613	51.66	51.717	51.75	51.807	51.51.889
Располагаемый напор, м	48	47.6	47.39	45.819	45.377	44.934	44.44	44.763	44.65	44.554	44.489	44.373	44.44.21
Длина участка, м	43	25	178	50	71	30	14	60	24	47	250	149	16
Диаметр участка, м	0.2	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15	0.	0.15	0.114	0.114	0.114	0.114	0.
Потери напора в подающем трубопроводе, м	0.189	0.11	0.788	0.221	0.222	0.064	0.	0.053	0.052	0.032	0.059	0.035	0.
Потери напора в обратном трубопроводе, м	0.187	0.11	0.783	0.22	0.221	0.064	0.	0.053	0.051	0.032	0.058	0.035	0.

Рисунок 40 - Пьезометрический график от Котельной КЕДР-4 (п. Тунгор) до определяющего потребителя – жилой дом (п. Тунгор, ул. Ленина, 19)

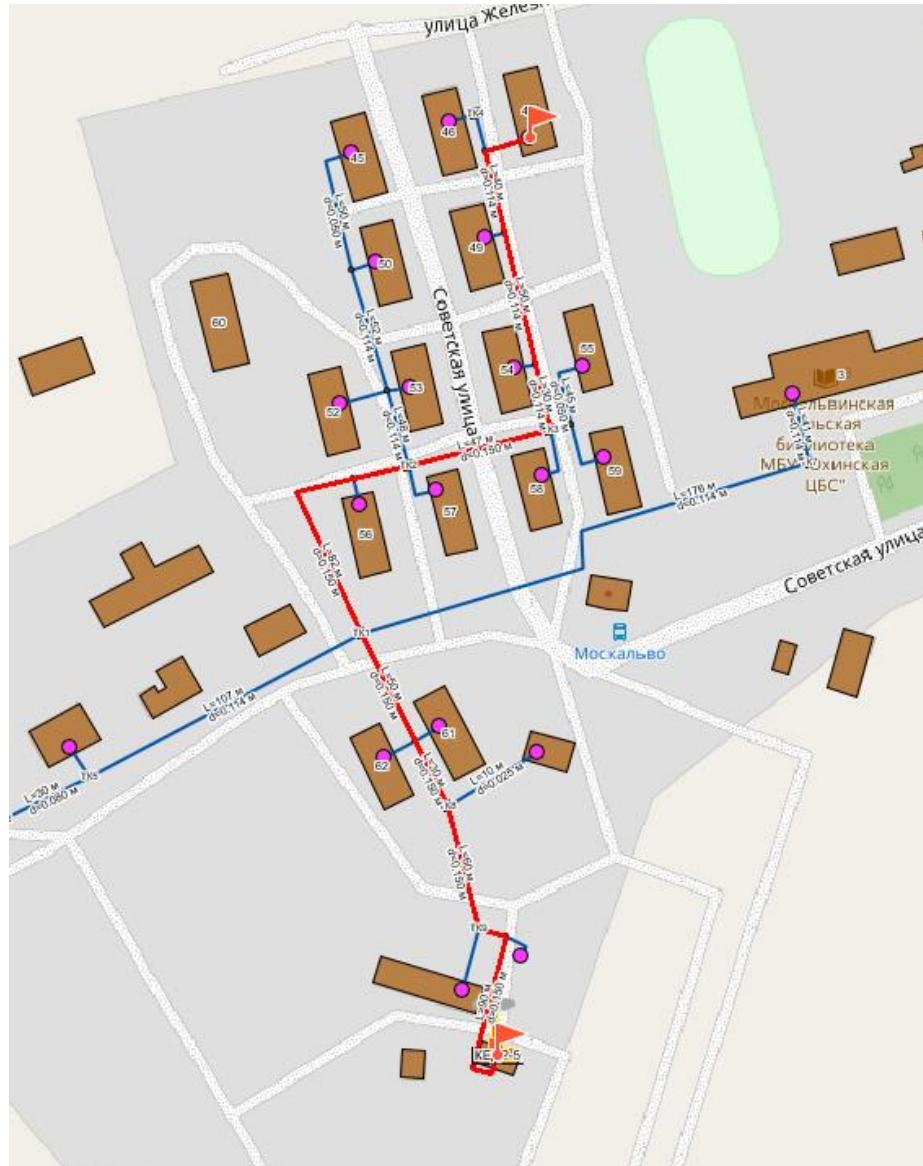
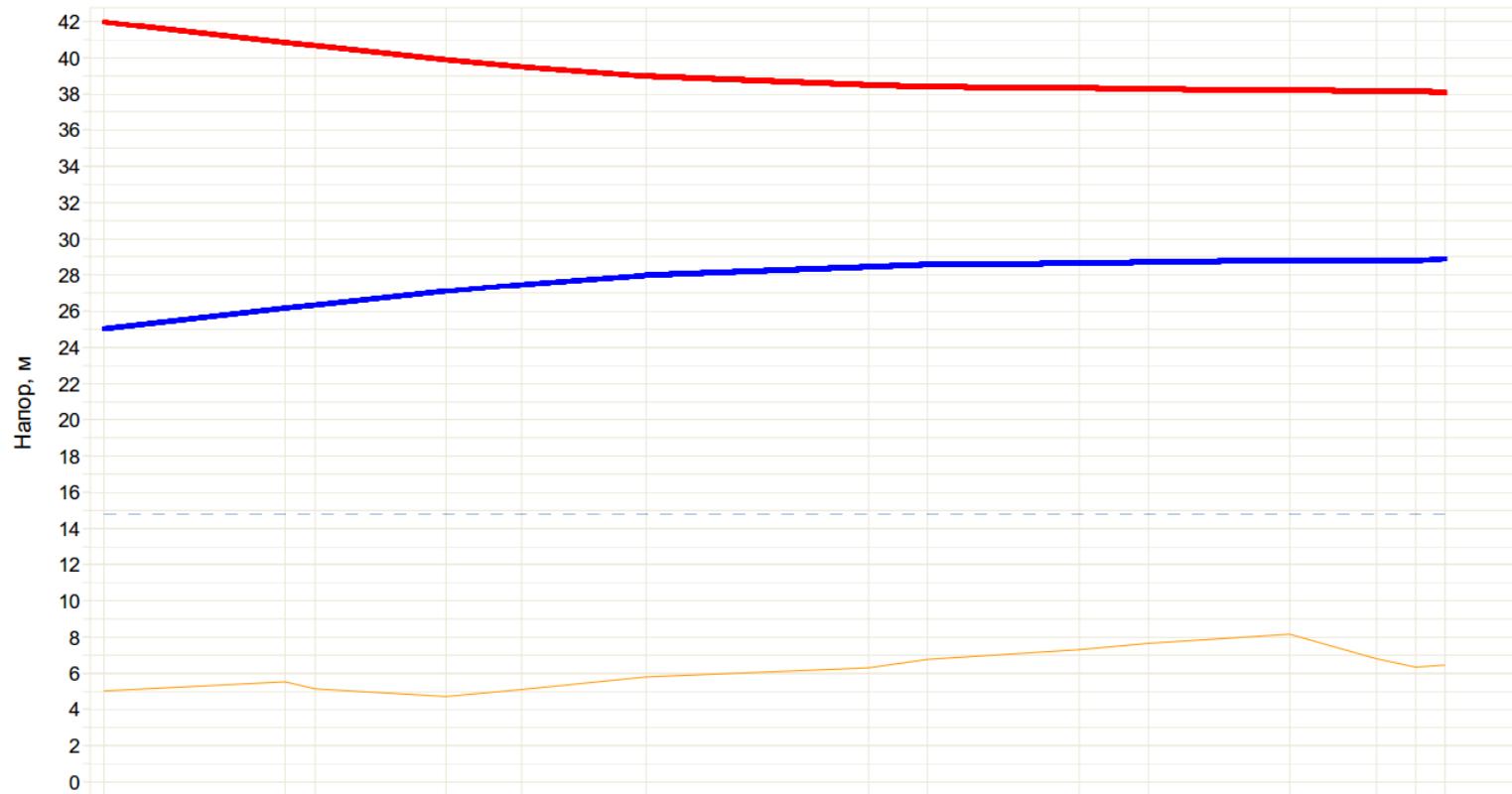


Рисунок 41 - Путь построения пьезометрического графика от Котельной КЕДР-5 п. Москальво) до определяющего потребителя – жилой дом (п. Москальво, ул. Советская 47)



Наименование узла	КЕДР-5	TK9	TK8	TK1	TK2	TK3	TK
Напор в обратном трубопроводе, м	25	26 26.338	27.108 27.49	27.999	28.47 28.583	28.655 28.722	28.79 28.8 28.903
Располагаемый напор, м	17	14 14.316	12.773 12.008	10.987	10.04 9.817	9.672 9.538	9.401 9.35 9.3 9.18
Длина участка, м	90	12 60	30 50	82	23 47	30 50	40 20 5
Диаметр участка, м	0.15	0.1 0.15	0.15 0.15	0.15	0.15 0.15	0.114 0.114	0.114 0.1 0.0
Потери напора в подающем трубопроводе, м	1.189	0.1 0.773	0.384 0.512	0.474	0.112 0.072	0.067 0.068	0.025 0.0 0.0
Потери напора в обратном трубопроводе, м	1.183	0.1 0.769	0.382 0.509	0.472	0.112 0.072	0.067 0.068	0.025 0.0 0.0

Рисунок 42 - Пьезометрический график от Котельной КЕДР-5 п. Москальво) до определяющего потребителя – жилой дом (п. Москальво, ул. Советская 47)



Рисунок 43 - Путь построения пьезометрического графика от БМК-32 (с. Некрасовка) до определяющего потребителя – жилой дом (с. Некрасовка, ул. Парковая 13)

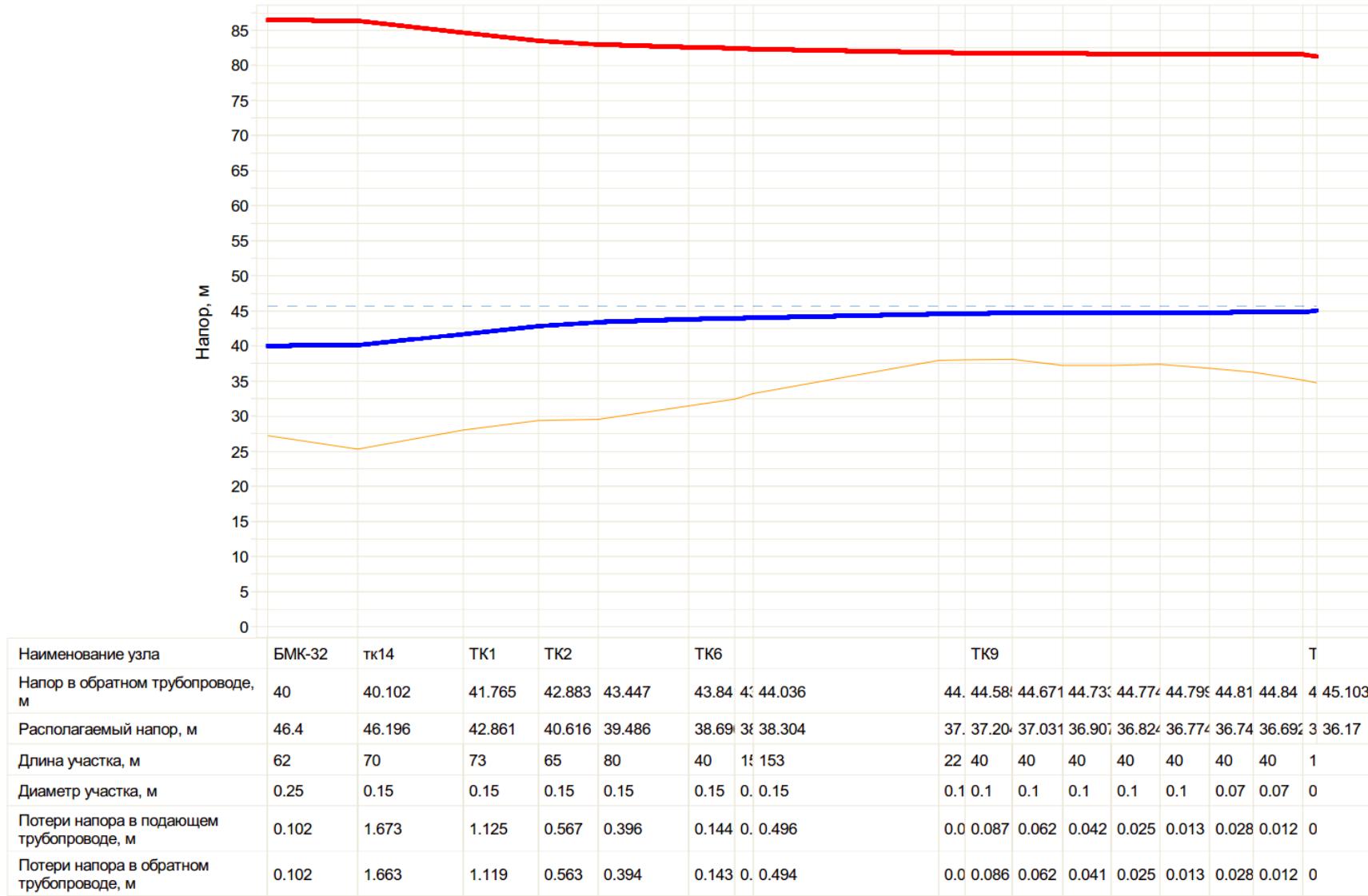


Рисунок 44 - Пьезометрический график от БМК-32 (с. Некрасовка) до определяющего потребителя – жилой дом (с. Некрасовка, ул. Парковая 13)

3.11 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

При актуализации схемы теплоснабжения были внесены корректировки в ранее разработанную электронную модель, уточнены параметры тепловых сетей, сведения о зонах деятельности источников теплоснабжения.

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 4 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Целью разработки перспективных балансов тепловой мощности источников тепловой энергии, является установление возможных дефицитов тепловой мощности источника теплоснабжения, при существующих (в базовом периоде разработки схемы теплоснабжения) установленных и располагаемых значениях тепловых мощностей источников тепловой энергии и определение зон с перспективной тепловой нагрузкой не обеспеченной источниками тепловой энергии.

4.1 Балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой из зон действия источников тепловой энергии с определением резервов (дефицитов) существующей располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии, устанавливаемых на основании величины расчетной тепловой нагрузки, а в ценовых зонах теплоснабжения - балансы существующей на базовый период схемы теплоснабжения (актуализации схемы теплоснабжения) тепловой мощности и перспективной тепловой нагрузки в каждой системе теплоснабжения с указанием сведений о значениях существующей и перспективной тепловой мощности источников тепловой энергии, находящихся в государственной или муниципальной собственности и являющихся объектами концессионных соглашений или договоров аренды

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей приведены в таблице 56.

Таблица 56 – Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей

№ п/п	Зона действия котельной	Ед. изм.	2023 год (факт)	2024 год (факт)	2025 год (ожид)	2026 год (план)	2027 год (план)	2028 год (план)	2029-2034 (план)	2035-2040 (план)
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)									
1.1	Выработка тепловой энергии	Гкал	279645	267712	265336	250822	250822	250822	250822	250822
1.2	Установленная тепловая мощность станции	Гкал/ч	216	216	216	216	216	216	216	216
1.3	Располагаемая мощность теплофикационной установки	Гкал/ч	165	165	165	165	165	165	165	165
1.4	Собственные и хозяйственные нужды источника теплоснабжения	Гкал	3779	3826	3506	3772	3772	3772	3772	3772
		Гкал/ч	0,557	0,563	0,512	0,552	0,552	0,552	0,552	0,552
1.5	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	Гкал	275866	263886	261831	247050	247050	247050	247050	247050
1.6	Потери в тепловых сетях, в том числе	Гкал	61872	54487	52407	35333	35333	35333	35333	35333
	потери в магистральной тепловой сети	Гкал	11900	9186	9186	9546	9546	9546	9546	9546
	потери в распределительной тепловой сети	Гкал	28664	25848	25848	25787	25787	25787	25787	25787
	потери в тепловых сетях потребителей (небаланс)	Гкал	21308	19453	17373	0	0	0	0	0
1.6.1	Отношение потерь тепла к отпуску тепловой энергии	%	14,7	13,3	13,4	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3

№ п/п	Зона действия котельной	Ед. изм.	2023 год (факт)	2024 год (факт)	2025 год (ожид)	2026 год (план)	2027 год (план)	2028 год (план)	2029-2034 (план)	2035-2040 (план)
1.6.2	Потери в тепловых сетях от отпущеной тепловой энергии	Гкал/ч	213994	209399	209424	211717	211717	211717	211717	211717
1.7	Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	93,024	93,024	93,024	93,024	93,024	93,024	93,024	93,024
1.8	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	53,127	53,218	53,309	53,399	53,489	53,578	53,667	53,755
1.9	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	279645	267712	265336	250822	250822	250822	250822	250822
2	Модульная котельная (с. Восточное)									
2.1	Выработка тепловой энергии	Гкал	4052,0	4510,0	3438,0	3434,0	3434,0	3434,0	3434,0	3434,0
2.2	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87	3,87
2.3	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	3,096	3,096	3,096	3,096	3,096	3,096	3,096	3,096
2.4	Собственные и хозяйствственные нужды источника теплоснабжения	Гкал	17,0	29,0	15,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0
		Гкал/ч	0,013	0,020	0,014	0,038	0,038	0,038	0,038	0,038
2.5	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	Гкал	4035,0	4481,0	3423,0	3391,0	3391,0	3391,0	3391,0	3391,0
2.6	Потери в тепловых сетях	Гкал	1152,0	1716,0	569,0	610,0	610,0	610,0	610,0	610,0
2.6.1	Отношение потерь тепла к отпуску тепловой энергии	%	28,6	38,3	16,62	17,99	17,99	17,99	17,99	17,99
2.6.2	Потери в тепловых сетях от отпущеной тепловой энергии	Гкал/ч	0,882	1,179	0,513	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550
2.7	Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	2883,0	2765,0	2854,0	2782,0	2941,0	2941,0	2941,0	2941,0
2.8	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	0,836	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828
2.9	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	1,365	1,069	1,741	1,680	1,680	1,680	1,680	1,680
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)									
3.1	Выработка тепловой энергии	Гкал	7512,0	8689,0	8020,0	8076	8076	8076	8076	8076
3.2	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440
3.3	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752
3.4	Собственные и хозяйственные нужды источника теплоснабжения	Гкал	34,0	160,0	38,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
		Гкал/ч	0,013	0,050	0,013	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
3.5	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	Гкал	7478,0	8529,0	7982,0	8017	8017	8017	8017	8017
3.6	Потери в тепловых сетях	Гкал	1003,0	1789	1328,0	1535,0	1535	1535	1535	1535
3.6.1	Отношение потерь тепла к отпуску тепловой энергии	%	13,4	20,98	16,64	19,15	19,15	19,15	19,15	19,15
3.6.2	Потери в тепловых сетях от отпущеной тепловой энергии	Гкал/ч	0,368	0,567	0,456	0,519	0,519	0,519	0,519	0,519
3.7	Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	6475,0	6740,0	6654,0	6482,0	6482,0	6482,0	6482,0	6482,0
3.8	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,956	1,956	2,013	2,013	2,013	2,013	2,013	2,013

№ п/п	Зона действия котельной	Ед. изм.	2023 год (факт)	2024 год (факт)	2025 год (ожид)	2026 год (план)	2027 год (план)	2028 год (план)	2029-2034 (план)	2035-2040 (план)
3.9	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	0,415	0,179	0,270	0,201	0,201	0,201	0,201	0,201
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)									
4.1	Выработка тепловой энергии	Гкал	6115,0	5990,0	6652,0	6665,0	6665,0	6665,0	6665,0	6665,0
4.2	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440	3,440
4.3	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752	2,752
4.4	Собственные и хозяйствственные нужды источника теплоснабжения	Гкал	29,0	152	29,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
		Гкал/ч	0,013	0,069	0,013	0,019	0,019	0,019	0,019	0,019
4.5	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	Гкал	6086,0	5838,0	6623,0	6620,0	6620,0	6620,0	6620,0	6620,0
4.6	Потери в тепловых сетях	Гкал	852,0	864,0	1102,0	667,0	667,0	667,0	667,0	667,0
4.6.1	Отношение потерь тепла к отпуску тепловой энергии	%	14,0	14,8	16,64	10,08	10,08	10,08	10,08	10,08
4.6.2	Потери в тепловых сетях от отпущеной тепловой энергии	Гкал/ч	0,384	0,397	0,456	0,273	0,273	0,273	0,273	0,273
4.7	Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	5234,0	4974,0	5521,0	5953,0	5953,0	5953,0	5953,0	5953,0
4.8	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	1,621	1,621	1,779	1,779	1,779	1,779	1,779	1,779
4.9	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	0,734	0,665	0,504	0,681	0,681	0,681	0,681	0,681
5	БМК-32 (с. Некрасовка)									
5.1	Выработка тепловой энергии	Гкал	7571,0	7510,0	8778,0	8016,0	8016,0	8016,0	8016,0	8016,0
5.2	Установленная мощность основного оборудования	Гкал/ч	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16	5,16
5.3	Располагаемая мощность основного оборудования	Гкал/ч	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128	4,128
5.4	Собственные и хозяйствственные нужды источника теплоснабжения	Гкал	33,0	50,0	39,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
		Гкал/ч	0,019	0,029	0,019	0,028	0,028	0,028	0,028	0,028
5.5	Отпуск тепловой энергии в тепловую сеть	Гкал	7538,0	7460,0	8739,0	7960,0	7960,0	7960,0	7960,0	7960,0
5.6	Потери в тепловых сетях	Гкал	1107,0	1107,0	1452,0	1583,0	1583,0	1583,0	1583,0	1583,0
5.6.1	Отношение потерь тепла к отпуску тепловой энергии	%	14,7	14,84	16,62	19,89	19,89	19,89	19,89	19,89
5.6.2	Потери в тепловых сетях от отпущеной тепловой энергии	Гкал/ч	0,604	0,604	0,683	0,820	0,820	0,820	0,820	0,820
5.7	Полезный отпуск тепловой энергии	Гкал	6431,0	6353,0	7287	6377,0	6377,0	6377,0	6377,0	6377,0
5.8	Присоединенная тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,191	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924
5.9	Резерв (+)/дефицит (-) тепловой мощности	Гкал/ч	1,314	1,571	1,502	1,356	1,356	1,356	1,356	1,356

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

При существующих теплогидравлических режимах, располагаемых перепадов даже у самых удаленных потребителей достаточно для обеспечения качественной услуги теплоснабжения.

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

Дефицит тепловой мощности в зоне действия источников теплоснабжения отсутствует.

4.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Рассмотрены перспективные балансы источников тепловой мощности и тепловой нагрузки в период с 2023 по 2040 гг. (на каждый год).

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 5 МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОКРУГА

5.1 Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения округа

При развитии системы теплоснабжения необходимо придерживаться следующих принципов:

- 1) приоритетное использование природного газа в качестве основного топлива для существующих, реконструируемых и перспективных источников тепловой энергии;
- 2) использование индивидуального (автономного) теплоснабжения для индивидуальных жилых домов, жилых домов блокированной застройки и одиночных удаленных потребителей;
- 3) размещение источников тепловой энергии как можно ближе к потребителю, в том числе, перевод индивидуальных жилых домов и одиночных потребителей на индивидуальное (автономное) теплоснабжение;
- 4) унификация оборудования, что позволяет снизить складской резерв запасных частей;
- 5) разумное повышение коэффициента использования установленной мощности основного теплотехнического оборудования;
- 6) автоматизация, роботизация и диспетчеризация котельных (создание единого диспетчерского центра для дистанционного мониторинга работы объектов коммунальной инфраструктуры);
- 7) использование наилучших доступных технологий;
- 8) внедрение оборудования с высоким классом энергоэффективности;
- 9) приоритетное внедрение мероприятий с малым сроком окупаемости.

В соответствии с методическими рекомендациями к разработке (актуализации) схем теплоснабжения п.83 мастер-план схемы теплоснабжения рекомендуется разрабатывать на основании:

- 1) решений по строительству генерирующих объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, указанных в утвержденных в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 № 823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики» (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, №43, ст.5073; 2013, №33, ст.4392; 2014, №9, ст.907; 2015, №5, ст.827; №8, ст.1175; 2018, №34, ст.5483);
- 2) решений о теплофикационных турбоагрегатах, не прошедших конкурентный отбор мощности на оптовом рынке электрической энергии и мощности в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике;
- 3) решений по строительству, реконструкции и (или) модернизации генерирующих объектов с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии, указанных в договорах поставки мощности;
- 4) принятых региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций;
- 5) предложений по передаче тепловой нагрузки от котельных на источники комбинированной выработки, при наличии резерва тепловых мощностей установленных турбоагрегатов;
- 6) предложений по строительству, реконструкции и (или) модернизации магистральных теплопроводов для обеспечения возможности регулирования загрузки существующих и перспективных источников комбинированной выработки.

Для территории округа данные решения отсутствуют. Планом развития округа предусматривается новое жилищное строительство, размещаемое на территориях существующей застройки путем реконструкции и создания новой современной застройки, обеспечивающей комфортные условия проживания. В настоящее время строительство жилья на территории округа представлено индивидуальной жилой застройкой.

Отопление вновь строящихся зданий, за исключением индивидуального жилищного строительства, предусматривается от существующих источника теплоснабжения. Строительство новых источников теплоснабжения на территории округа не планируется.

Для отопления и горячего водоснабжения, вновь строящихся индивидуальных домов рекомендуется использовать индивидуальные двухконтурные котлы. Для теплоснабжения строящихся зданий (группы зданий) с небольшим теплопотреблением и использовать автономные источники тепла, отдельностоящие и пристроенные блочно-модульные котельные малой мощности. Выбор индивидуальных источников тепла объясняется тем, что объекты имеют незначительную тепловую нагрузку и находятся на значительном расстоянии друг от друга, что влечет за собой большие потери в тепловых сетях и значительные капитальные вложения по их прокладке.

В целях повышения надежности и качества теплоснабжения потребителей, рассмотрим два сценария перспективного развития системы централизованного теплоснабжения.

Сценарий №1 развития системы централизованного теплоснабжения предусматривает:

1. Техническое перевооружение котельных с. Тунгор, с. Москальво и с. Некрасовка, предусматривающее замену газовых горелок на комбинированные и установка емкостей для хранения жидкого топлива на котельных;
2. Реконструкция котельной с. Тунгор с увеличением установленной тепловой мощности котельной, для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.
3. Модернизацию существующих источников теплоснабжения (замена изношенного оборудования, проведение текущих и плановых ремонтов и т.д.).

Для обеспечения качественного и надежного теплоснабжения потребителей, данный вариант развития предусматривает также поэтапную замену изношенных тепловых сетей.

Сценарий №2 развития системы централизованного теплоснабжения

Сохранение существующей схемы теплоснабжения. Работоспособность объектов системы теплоснабжения при данном варианте развития планируется обеспечивать путем проведения текущих и аварийных ремонтов.

Экономическая эффективность реализации мероприятий по реконструкции существующих объектов выражается в сокращении эксплуатационных издержек, уменьшению удельных расходов топлива на производство тепла, а также снижению потерь тепла при транспортировке. Для обеспечения надежного теплоснабжения необходимо регулярно проводить работы по замене изношенного и устаревшего оборудования, замене тепловых сетей.

5.2 Технико-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения округа

При реализации мероприятий по варианту 1 планируется снижение расход топлива на выработку тепловой энергии в результате увеличения КПД котлов по сравнению с существующим состоянием, а также в увеличении надежности теплоснабжения и сокращения эксплуатационных затрат.

Экономическая эффективность реализации мероприятий по сохранению существующей схемы теплоснабжения с проведением работ по модернизации существующих объектов выражается в сокращении эксплуатационных издержек, уменьшению удельных расходов топлива на производство тепла, а также снижению потерь тепла при транспортировке. Для обеспечения надежного теплоснабжения необходимо регулярно проводить работы по замене изношенного и устаревшего оборудования, замене тепловых сетей.

Сравнивая два варианта развития схемы теплоснабжения в первом варианте за счет вложенных инвестиций, мы получаем экономический эффект и увеличиваем надежность

системы теплоснабжения, во втором варианте мы не инвестируем средства соответственно организация не несет инвестиционных затрат, но надежность и эффективность система либо остается на неизменном уровне (в случае проведения своевременных ремонтов и регламентах работ) или ухудшается за счет морального и физического износа оборудования и тепловых сетей.

5.3 Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения округа на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, а в ценовых зонах теплоснабжения - на основе анализа ценовых (тарифных) последствий для потребителей, возникших при осуществлении регулируемых видов деятельности, и индикаторов развития систем теплоснабжения округа

В настоящей схеме теплоснабжения рекомендуется вариант 1, так как при реализации мероприятий по данному варианту увеличивает надежность теплоснабжения за счет обновления оборудования, снижения расхода топлива на выработку тепловой энергии в результате увеличения КПД котлов по сравнению с существующим состоянием и сокращения эксплуатационных затрат. Снижение эксплуатационных издержек увеличивает НВВ ресурсоснабжающей организации, что в свою очередь может дать средства к дальнейшему развитию системы теплоснабжения (реализация мероприятий ТСО по обновлению оборудования) и поддержанию его в работоспособном состоянии.

5.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

При актуализации схемы теплоснабжения на 2025 год дополнительные варианты развития системы теплоснабжения округа не рассматривались. Выбранный вариант развития системы теплоснабжения соответствует варианту развития, разработанному в ходе схемы теплоснабжения муниципального образования «Городской округ «Охинский» Сахалинской области (утверждена в 2023 г.)

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 6 СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ

6.1 Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по актуализации схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии

Балансы производительности водоподготовительных установок теплоносителя формируются по данным о балансах тепловой мощности источника тепловой энергии и присоединенной тепловой нагрузки в каждой зоне действия источника тепловой энергии по каждому из магистральных выводов (если таких выводов несколько) тепловой мощности источника тепловой энергии. Расходы сетевой воды, объем сетей и теплопроводов и потери в сетях определяются по нормативам потерь в зависимости от вида системы теплоснабжения.

Расчет производительности ВПУ котельной для подпитки тепловых сетей с учетом перспективных планов развития выполнен согласно СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». Среднегодовая утечка теплоносителя из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных системах теплоснабжения независимо от схемы присоединения.

Расчетная величина нормативных потерь теплоносителя приведена в таблице 57.

Таблица 57 - Балансы холодной воды и теплоносителя в зоне действия АО «Охинская ТЭЦ»

Параметр	Ед. изм.	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 годы	2035-2040 годы
Техническая вода на производство тепловой энергии, в т.ч.	тыс.м.куб	218,443	137,511	137,511	137,511	137,511	137,511	137,511
подпитка тепловой сети ТЭЦ- ПНС, в т. ч.	тыс.м.куб	58,515	65,072	65,072	65,072	65,072	65,072	65,072
Продажа теплоносителя МУП «ОКХ»	тыс.м.куб	159,928	72,439	72,439	72,439	72,439	72,439	72,439

Таблица 58 – Перспективный расход воды на компенсацию потерь и затрат теплоносителя при передаче тепловой энергии

Источник тепловой энергии	Существующее состояние				Перспективное состояние			
	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/час	Расчетная величина подпитки тепловой сети, тыс.м ³ /год, в т.ч.:			Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/час	Расчетная величина подпитки тепловой сети, тыс.м ³ /год, в т.ч.:		
		Всего	утечка теплоносителя	- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на гвс (для открытых систем теплоснабжения)		Всего	утечка теплоносителя	- отпуск теплоносителя из тепловых сетей на гвс (для открытых систем теплоснабжения)
Модульная котельная (с. Восточное)	0,828	0,335	0,335	-	0,828	0,316	0,316	-
Котельная КЕДР-4 (п. Тунгор)	1,956	1,130	1,130	-	1,956	1,056	1,056	-
Котельная КЕДР-5 (п. Москальво)	1,621	0,436	0,436	-	1,621	0,433	0,433	-
БМК-32 (с. Некрасовка)	1,924	0,852	0,852	-	1,924	0,852	0,852	-

6.2 Максимальный и среднечасовой расход теплоносителя (расход сетевой воды) на горячее водоснабжение потребителей с использованием открытой системы теплоснабжения в зоне действия каждого источника тепловой энергии, рассчитываемый с учетом прогнозных сроков перевода потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), на закрытую систему горячего водоснабжения

Централизованное горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения на территории округа не предусмотрено.

6.3 Сведения о наличии баков-аккумуляторов

Сведения о наличии баков-аккумуляторов, установленных в котельных округа представлены в таблице ниже.

Таблица 59 – Описание баков-аккумуляторов

№ п/п	Наименование источника теплоснабжения	Наименование	Характеристика
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	бак запаса подпиточной воды (БЗПВ)	250 м3
2	Модульная котельная (с. Восточное)	н/д	-
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	Расширительный бак	500 м3
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	Расширительный бак	500 м3
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	Бак запаса воды	2,2 м3

6.4 Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зонах действия источников тепловой энергии

Согласно требованию СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003», 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 присоединенных 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.

Таблица 60 – Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок для эксплуатационного и аварийного режимов работы источников тепловой энергии

№ п/п	Показатели баланса производительности СХВП	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030- 2034 годы
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)									
1.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	93,024	92,248	92,248	92,248	92,248	92,248	92,248	92,248
1.2	объем системы теплоснабжения ТЭЦ-ПНС	м. куб.	7571,721	2 343 588						
1.3	Нормативная величина утечки тепловых сетей - Центр Инженерных Технологий ОТЧЁТ испытаний по договору №2-22-13/22 от 27.07.22.	м. куб./ч	18,929	8,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6	9,6
1.4	Нормативная величина подпитки тепловых сетей - Центр Инженерных Технологий ОТЧЁТ испытаний по договору №2-22-13/22 от 27.07.22.	м. куб./ч	151,43	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8	9,8
2	Модульная котельная (с. Восточное)									
2.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	0,836	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828	0,828
2.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	59,23	59,23	59,23	59,23	59,23	59,23	59,23	59,23
2.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148	0,148
2.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18	1,18
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)									
3.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	1,956	1,956	2,013	2,013	2,013	2,013	2,013	2,013
3.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	163,68	163,68	163,68	163,68	163,68	163,68	163,68	163,68

№ п/п	Показатели баланса производительности СХВП	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030- 2034 годы
3.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,409	0,409	0,409	0,409	0,409	0,409	0,409	0,409
3.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27	3,27
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)									
4.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	1,621	1,621	1,779	1,779	1,779	1,779	1,779	1,779
4.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	104,2	104,2	104,2	104,2	104,2	104,2	104,2	104,2
4.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,261	0,261	0,261	0,261	0,261	0,261	0,261	0,261
4.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08	2,08
5	БМК-32 (с. Некрасовка)									
5.1	присоединенная нагрузка	Гкал/ч	2,191	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924	1,924
5.2	объем системы теплоснабжения (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб.	146,87	146,87	146,87	146,87	146,87	146,87	146,87	146,87
5.3	нормативные утечки (п. 6.16 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367	0,367
5.4	аварийная подпитка «сырой» водой (п. 6.22 в СП 124.13330.2012)	м. куб./ч	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94	2,94

6.5 Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения

Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития систем теплоснабжения приведен в таблице 60.

6.6 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 7 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

7.1 Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления, которое должно содержать в том числе определение целесообразности или нецелесообразности подключения (технологического присоединения) теплопотребляющей установки к существующей системе централизованного теплоснабжения исходя из недопущения увеличения совокупных расходов в такой системе централизованного теплоснабжения, расчет которых выполняется в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)

Согласно статье 14 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», подключение теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей тепловой энергии, в том числе застройщиков к системе теплоснабжения осуществляется в порядке, установленном законодательством о градостроительной деятельности для подключения объектов капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения, с учетом особенностей, предусмотренных Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении» и Правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Постановлением Правительством РФ от 05.07.2018 № 787 «О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» (далее по тексту - Правила подключения к системам теплоснабжения).

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Правила выбора теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, к которой следует обращаться заинтересованным в подключении к системе теплоснабжения лицам, и которая не вправе отказать им в услуге по такому подключению и заключению соответствующего договора, устанавливаются Правилами подключения к системам теплоснабжения.

При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения и при наличии свободной мощности в соответствующей точке подключения отказ потребителю, в том числе застройщику, в заключении договора на подключение объекта капитального строительства, находящегося в границах определенного схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, не допускается.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, но при наличии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства, отказ в заключении договора на его подключение не допускается. Нормативные сроки его подключения к системе теплоснабжения устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации в пределах нормативных сроков подключения к системе теплоснабжения, установленных Правилами подключения к системам теплоснабжения.

В случае технической невозможности подключения к системе теплоснабжения объекта капитального строительства вследствие отсутствия свободной мощности в соответствующей точке подключения на момент обращения соответствующего потребителя, в том числе застройщика, и при отсутствии в утвержденной в установленном порядке инвестиционной

программе теплоснабжающей организации или теплосетевой организации мероприятий по развитию системы теплоснабжения и снятию технических ограничений, позволяющих обеспечить техническую возможность подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация в сроки и в порядке, которые установлены Правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения этого объекта капитального строительства. Федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем теплоснабжения, принимает решение о внесении изменений в схему теплоснабжения или об отказе во внесении в нее таких изменений. В случае если теплоснабжающая или теплосетевая организация не направит в установленный срок и (или) представит с нарушением установленного порядка в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердивший схему теплоснабжения, предложения о включении в нее соответствующих мероприятий, потребитель, в том числе застройщик, вправе потребовать возмещения убытков, причиненных данным нарушением, и (или) обратиться в федеральный антимонопольный орган с требованием о выдаче в отношении указанной организации предписания о прекращении нарушения правил недискриминационного доступа к товарам.

В случае внесения изменений в схему теплоснабжения теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обращается в орган регулирования для внесения изменений в инвестиционную программу. После принятия органом регулирования решения об изменении инвестиционной программы он обязан учесть внесенное в указанную инвестиционную программу изменение при установлении тарифов в сфере теплоснабжения в сроки и в порядке, которые определяются основами ценообразования в сфере теплоснабжения и Правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 22.10.2012 № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». Нормативные сроки подключения объекта капитального строительства устанавливаются в соответствии с инвестиционной программой теплоснабжающей организации или теплосетевой организации, в которую внесены изменения, с учетом нормативных сроков подключения объектов капитального строительства, установленных Правилами подключения к системам теплоснабжения.

Таким образом, вновь вводимые потребители, обратившиеся соответствующим образом в теплоснабжающую организацию, должны быть подключены к централизованному теплоснабжению, если такое подсоединение возможно в перспективе.

С потребителями, находящимися за границей радиуса эффективного теплоснабжения, могут быть заключены договора долгосрочного теплоснабжения по свободной (обоюдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Кроме того, согласно СП 42.13330.2016 «Свод правил. Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89*», в районах многоквартирной жилой застройки малой этажности, а также одно-двухквартирной жилой застройки с приусадебными (приквартирными) земельными участками теплоснабжение допускается предусматривать от котельных на группу жилых и общественных зданий или от индивидуальных источников тепла при соблюдении технических регламентов: экологических; санитарно-гигиенических; противопожарных требований. Групповые котельные допускается

размещать на селитебной территории с целью сокращения потерь при транспорте теплоносителя и снижения тарифа на тепловую энергию.

Согласно СП 60.13330.2020 «Свод правил. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. СНиП 41-01-2003», для индивидуального теплоснабжения зданий следует применять теплогенераторы полной заводской готовности на газообразном, жидком и твердом топливе общей теплопроизводительностью до 360 кВт с параметрами теплоносителя не более 95°C и 0,6 Мпа. Теплогенераторы следует размещать в отдельном помещении на любом надземном этаже, а также в цокольном и подвальном этажах отапливаемого здания.

Условия организации поквартирного теплоснабжения определены в СП 54.13330.2016 «Свод правил. Здания жилые многоквартирные. Актуализированная редакция СНиП 31-01-2003» и СП 60.13330.2020 «Свод правил. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. СНиП 41-01-2003».

Существующие и планируемые к застройке потребители, вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

- значительной удаленности от существующих и перспективных тепловых сетей;
- малой подключаемой нагрузки (менее 0,01 Гкал/ч);
- отсутствия резервов тепловой мощности в границах застройки на данный момент и в рассматриваемой перспективе;
- использования тепловой энергии в технологических целях.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

В соответствии с пунктом 15 статьи 14 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении», запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, перечень которых определяется Правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 05.07.2018 № 787 «О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации», при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов.

Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки округа малоэтажными жилыми зданиями приведено в п. 7.11 настоящей Главы.

7.2 Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятными в соответствии с законодательством Российской Федерации об электроэнергетике решениями об отнесении генерирующих объектов к генерирующему объектам, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей

На территории округа действует один источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Охинская ТЭЦ. Тепловые сети ТЭЦ гидравлически изолированы от тепловых систем котельных, действующих на территории округа.

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

7.3 Анализ надежности и качества теплоснабжения для случаев отнесения генерирующего объекта к объектам, вывод которых из эксплуатации может привести к нарушению надежности теплоснабжения (при отнесении такого генерирующего объекта к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкурентного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период), в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)

На территории округа действует один источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Охинская ТЭЦ. Тепловые сети ТЭЦ гидравлически изолированы от тепловых систем котельных, действующих на территории округа.

АО «Охинская ТЭЦ» является самостоятельным производственно-промышленным предприятием. Работает изолированно от энергосистемы ПАО «Сахалинэнерго». Обеспечивает энергоснабжение потребителей муниципального образования городской округ «Охинский». Охинская ТЭЦ не относится к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в соответствующем году долгосрочного конкретного отбора мощности на оптовом рынке электрической энергии (мощности) на соответствующий период.

7.4 Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)

Строительство источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии в утвержденной схеме и программе развития Единой энергетической системы России не предусмотрено.

7.5 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок, выполненное в порядке, установленном методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»)

Реконструкция и (или) модернизации действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных приростов тепловых нагрузок не требуется.

7.6 Обоснование предложений по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, с выработкой электроэнергии на собственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источника тепловой энергии, на базе существующих и перспективных тепловых нагрузок

Реконструкция действующих источников тепловой энергии в источники с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения приростов тепловых нагрузок в рамках Схемы теплоснабжения не предусмотрена.

7.7 Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии

Выбранным вариантом развития системы теплоснабжения округа выбрано сохранение существующей системы теплоснабжения с выполнением работ по модернизации существующих источников теплоснабжения (замена изношенного оборудования, проведение текущих и плановых ремонтов и т.д.), а также техническим перевооружением котельных с. Тунгор, с. Москальво и с. Некрасовка, предусматривающим замену газовых горелок на комбинированные и установка емкостей для хранения жидкого топлива на котельных, реконструкцией котельной с. Тунгор с увеличением установленной тепловой мощности котельной, для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

Для обеспечения качественного и надежного теплоснабжения потребителей, данный вариант развития предусматривает также поэтапную замену изношенных тепловых сетей.

7.8 Обоснование предлагаемых для перевода в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующими в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

На территории округа действует один источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Охинская ТЭЦ. Тепловые сети ТЭЦ гидравлически изолированы от тепловых систем котельных, действующих на территории округа.

Перевод в пиковый режим работы котельных по отношению к источникам тепловой энергии, функционирующим в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, не требуется.

7.9 Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии

Расширение зон действия действующих источников тепловой энергии предполагается при подключении перспективных объектов. Сведения о планируемых подключениях к тепловым сетям новых потребителей не представлены.

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

Вывод в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии не планируется.

7.11 Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки округа малоэтажными жилыми зданиями

Наиболее экономически выгодным вариантом отопления частных жилых домов является – индивидуальное отопление котлами. Поквартирное отопление значительно удешевляет жилищное строительство: отпадает необходимость в дорогостоящих теплосетях, тепловых пунктах, приборах учета тепловой энергии; становится возможным вести жилищное строительство в районах, не обеспеченных развитой инфраструктурой тепловых сетей, при условии надежного газоснабжения; снимается проблема окупаемости системы отопления, т.к. погашение стоимости происходит в момент покупки жилья.

Потребитель получает возможность достичь максимального теплового комфорта, и сам определяет уровень собственного обеспечения теплом и горячей водой; снимается проблема перебоев в тепле и горячей воде по техническим, организационным и сезонным причинам.

Децентрализованные системы любого вида позволяют исключить потери энергии при ее транспортировке (значит, снизить стоимость тепла для конечного потребителя), повысить надежность отопления и горячего водоснабжения, вести жилищное строительство там, где нет развитых тепловых сетей.

При подключении индивидуальной жилой застройки к сетям централизованного теплоснабжения низкая плотность тепловой нагрузки и высокая протяженность тепловых сетей малого диаметра влечет за собой увеличение тепловых потерь через изоляцию трубопроводов и с утечками теплоносителя и высокие финансовые затраты на строительство таких сетей.

Для теплоснабжения вновь строящихся зданий (группы зданий) с небольшим теплопотреблением и промышленных объектов рекомендуется использовать автономные источники тепла: отдельностоящие и пристроенные блочно-модульные котельные малой мощности.

На расчетный срок теплоснабжение индивидуальной жилой застройки предусматривается обеспечить от индивидуальных источников тепла на газоборазном и твердом топливе, а также посредством печного отопления. Подключение объектов индивидуальной жилой застройки к централизованным системам теплоснабжения не планируется. Однако, в случае обращения абонента, находящегося в зоне действия источника тепловой энергии, в теплоснабжающую организацию с заявкой о подключении к централизованным тепловым сетям рекомендуется осуществить подключение данного абонента.

7.12 Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения округа

Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в системе теплоснабжения рассчитывались на основании предоставленной информации о приростах площадей строительных фондов в зоне действия источника тепловой энергии, с учетом величины подключаемых тепловых нагрузок. Перспективные балансы производительности и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя приведены в Главах 4 и 6 настоящего документа.

7.13 Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива

Мероприятия по использованию возобновляемых источников энергии и местных видов топлив на источниках тепловой энергии не предусмотрены.

Основным вариантом развития системы теплоснабжения округа выбрано сохранение существующей системы теплоснабжения с выполнением работ по модернизации существующих источников теплоснабжения (замена изношенного оборудования, проведение текущих и плановых ремонтов и т.д.), а также техническим перевооружением котельных с. Тунгор, с. Москальво и с. Некрасовка, предусматривающим замену газовых горелок на комбинированные и установка емкостей для хранения жидкого топлива на котельных, реконструкцией котельной с. Тунгор с увеличением установленной тепловой мощности котельной, для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.

7.14 Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории округа

Источники тепловой энергии на территории производственных зон используются исключительно для технологических и иных нужд самой производственной зоны.

На расчетный срок строительство производственных предприятий с использованием тепловой энергии от централизованных источников теплоснабжения не планируется.

7.15 Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения

Расчет оптимального радиуса теплоснабжения, применяемого в качестве характерного параметра, позволит определить границы действия централизованного теплоснабжения по целевой функции минимума себестоимости полезно отпущеного тепла. При этом возможен также вариант убыточности дальнего транспорта тепла, принимая во внимание важность и сложность проблемы.

Расчет радиуса эффективного теплоснабжения проводился в соответствии с методикой расчета, приведённой в приложении 40 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения». В соответствии с данной методикой радиус эффективного теплоснабжения определяется как максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения. Другими словами, радиус эффективного теплоснабжения рассчитывается как максимальное расстояние от нового объекта теплопотребления с заданной тепловой нагрузкой до точки возможного подключения к существующим тепловым сетям.

Результаты расчетов представлены в таблице 61.

Таблица 61 – Расчет радиуса эффективного теплоснабжения, м

№ п/п	Наименование источника	Присоединяемая тепловая нагрузка, Гкал/час									
		0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,45	0,5	0,8
1	Система теплоснабжения Охинской ТЭЦ	1308,36	1105,84	1030,40	1033,44	1036,50	932,48	935,22	937,96	940,71	846,26
2	Система теплоснабжения котельных с. Восточное, с. Тунгор, с. Москальво и с. Некрасовка	95,58	83,81	80,91	83,98	87,06	80,87	83,66	86,47	89,29	94,16

Для тепловой нагрузки заявителя $Q_{\text{сумм}}^{M,4} < 0,1$ Гкал/ч, предельный радиус эффективного теплоснабжения определяется из следующего условия: если 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 (ОК 013-94), то подключение объекта является нецелесообразным и объект заявителя находится за пределами радиуса эффективного теплоснабжения.

Радиус эффективного теплоснабжения позволяет оценивать возможность подключения объекта к тепловым сетям по сравнению с переходом на автономное теплоснабжение. При принятии решения о подключении новых потребителей необходимо помнить, что оптимальный радиус теплоснабжения определяется из расчета минимума затрат, включающих в себя стоимость тепловых сетей и источника

тепла, а также минимума эксплуатационных затрат. Следует помнить, что расчет радиуса эффективного теплоснабжения носит информативный характер!

Для существующей зоны действия рассчитывать радиус эффективного теплоснабжения нецелесообразно, т.к. зона действия уже сложилась и, естественно, установлены все индикаторы стоимости товарного отпуска продукции. Кроме того, для сельских поселений характерны низкие тепловые нагрузки, значительная материальная характеристика сети и единственный источник теплоснабжения, что обуславливает теплоснабжающую организацию согласно Постановление Правительства РФ от 05.07.2018 N 787 (ред. от 30.11.2021) "О подключении (технологическом присоединении) к системам теплоснабжения, недискриминационном доступе к услугам в сфере теплоснабжения, изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации" подключать новых потребителей, т.к. она не может отказать в присоединении потребителю к существующим тепловым сетям вне зависимости от величины совокупных затрат.

Подключение новой нагрузки к централизованным системам теплоснабжения требует постоянной проработки вариантов их развития. Оптимальный вариант должен характеризоваться экономически целесообразной зоной действия источника зоны теплоснабжения при соблюдении требований качества и надежности теплоснабжения, а также экологии. Если срок окупаемости капитальных затрат в строительство тепловой сети, необходимой для подключения нового объекта капитального строительства к существующим тепловым сетям системы теплоснабжения исполнителя превышает срок службы тепловой сети, то подключение объекта является нецелесообразным.

Границы действия централизованного теплоснабжения должны определяться по целевой функции минимума себестоимости полезно отпущеного тепла. При этом возможен также вариант убыточности дальнего транспорта тепла, принимая во внимание важность и сложность проблемы.

7.16 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 8 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

8.1 Предложения по реконструкции и (или) модернизации, строительству тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов)

На территории муниципального образования сложилась система централизованного теплоснабжения на базе пяти источников централизованного теплоснабжения.

Строительство тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом тепловой мощности в зоны с избытком тепловой мощности (использование существующих резервов) не планируется.

8.2 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах округа

Подключение новых объектов, находящихся в застроенной части населенных пунктов, рекомендуется производить к существующим тепловым сетям с учетом их пропускной способности. Однако для отопления и горячего водоснабжения индивидуальных домов рекомендуется применение индивидуальных двухконтурных котлов. Выбор индивидуальных источников тепла объясняется тем, что объекты имеют незначительную тепловую нагрузку и находятся на значительном расстоянии друг от друга, что влечет за собой большие потери в тепловых сетях и значительные капвложения по их прокладке.

В застроенной части и на территории подлежащей застройке предусматривается подземная прокладка тепловых сетей (бесканальная, в каналах или в тоннелях (коллекторах) совместно с другими инженерными сетями). При обосновании допускается надземная прокладка тепловых сетей, кроме территории детских и лечебных учреждений.

В случае надземной прокладки тепловые сети прокладываются с соблюдением расстояния по горизонтали от строительных конструкций тепловых сетей или оболочки изоляции трубопроводов при бесканальной прокладке до зданий, сооружений и инженерных сетей в соответствии с таблицей А.3 СП 124.13330.2012 «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003».

Величину диаметра трубопровода, способ прокладки и т.д. необходимо определить в ходе наладочного гидравлического расчета по каждому факту предполагаемого подключения.

Планом развития округа предусматривается новое жилищное строительство, размещаемое на территориях существующей застройки путем реконструкции и создания новой современной застройки, обеспечивающей комфортные условия проживания. В соответствии с планами развития на территории округа планируется строительство жилых и общественных зданий, а также индивидуальных жилых домов.

Для отопления и горячего водоснабжения индивидуальных домов рекомендуется применение индивидуальных двухконтурных котлов, работающих на газообразном и твердом топливе. Выбор индивидуальных источников тепла объясняется тем, что объекты имеют незначительную тепловую нагрузку и находятся на значительном расстоянии друг от друга, что влечет за собой большие потери в тепловых сетях и значительные капвложения по их прокладке.

Для теплоснабжения вновь строящихся зданий (группы зданий) с небольшим теплопотреблением и промышленных объектов использовать автономные источники тепла: отдельностоящие и пристроенные блочно-модульные котельные малой мощности.

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

Строительство дополнительных тепловых сетей (перемычек), обеспечивающих условия, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения на расчетный срок схемы теплоснабжения не предусматривается.

8.4 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

На территории округа действует один источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии – Охинская ТЭЦ. Тепловые сети ТЭЦ гидравлически изолированы от тепловых систем котельных, действующих на территории округа.

Перевод котельных в пиковый режим работы, а также ликвидация существующих котельных не планируется.

8.5 Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Строительство тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности и безопасности теплоснабжения на данном этапе не предусматривается. Необходимые показатели надежности достигаются за счет реконструкции трубопроводов со сверхнормативным износом. Характеристика рекомендуемых мероприятий приведена в п. 8.7).

8.6 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки

Рекомендации отсутствуют.

8.7 Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Основными причинами, определяющими низкую эффективность функционирования системы теплоснабжения, являются:

- износ тепловых сетей;
- потери тепловой энергии при транспортировке;
- отсутствие или низкое качество теплоизоляции трубопроводов;
- утечки из тепловых сетей из-за изношенности трубопроводов.

Для обеспечения качественного и надежного теплоснабжения потребителей, выбранный вариант развития системы теплоснабжения предусматривает поэтапную замену изношенных тепловых сетей.

Характеристика рекомендуемых мероприятий приведена в таблице 62.

Таблица 62 – Мероприятия по реконструкции трубопроводов со сверхнормативным износом

№ п/п	Наименование мероприятий	Год реализации	Объем инвестиций*, тыс. руб
1	Зона действия АО «Охинская ТЭЦ»		
1.1	Текущий и плановый ремонт магистральной сети теплоснабжения, ремонт и замена запорной арматуры	2024-2040	80 500,0
2	Зона действия МУП «ОКХ»		
2.1	Замена изношенных участков тепловых сетей, текущий и плановый ремонт сети теплоснабжения, ремонт и замена запорной	2024-2040	63 650,0

№ п/п	Наименование мероприятий	Год реализации	Объем инвестиций*, тыс. руб
	арматуры		
2.2	Модернизация тепловых сетей от ТК 7/В до ул. Цапко, д. 32	2027-2029	1 801,9
3	Зона действия МКП «ЖКХ»		
3.1	Замена изношенных участков тепловых сетей, текущий и плановый ремонт сети теплоснабжения, ремонт и замена запорной арматуры	2024-2040	10 850,0
3.2	Наладка гидравлического режима тепловой сети котельных с. Тунгор, с. Москальво, с. Некрасовка и с. Восточное	2025-2028	3 400,0
3.3	Реконструкция сетей теплоснабжения с. Некрасовка, от ТК14 до ТК15 ул. Пионерская	2028-2030	60 285,0

*- Объемы инвестиций в реконструкцию тепловых сетей определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

Текущий ремонт тепловых сетей локальных котельных рекомендуется выполнять в рамках текущей деятельности обслуживающих организаций.

Рекомендуется при новом строительстве и реконструкции существующих теплопроводов применять предизолированные трубопроводы в пенополиуретановой (ППУ) изоляции. Для сокращения времени устранения аварий на тепловых сетях и снижения выбросов теплоносителя в атмосферу и др. последствий, неразрывно связанных с авариями на теплопроводах, рекомендуется применять систему оперативно-дистанционного контроля (ОДК).

Трубы ППУ изоляции представляют собой трехслойную монолитную конструкцию, которая состоит из стальной трубы, теплоизолирующего слоя из пенополиуретана и защитной оболочки из полиэтилена.

Преимущества трубопроводов в ППУ-изоляции:

- 1) низкое водопоглощение пенополиуретана;
- 2) пенополиуретан экологически безопасен;
- 3) долговечность пенополиуретана;
- 4) низкая токсичность;
- 5) пенополиуретан имеет низкий коэффициент теплопроводности. Данный показатель у ППУ равен 0,019 - 0,035 Вт/м·К;
- 6) высокая адгезионная прочность пенополиуретана;
- 7) звукопоглощение пенополиуретана;
- 8) пенополиуретан, нанесенные на металлическую поверхность, защищают ее от коррозии;
- 9) ППУ сохраняет тепловую энергию в широком температурном диапазоне от минус 100°до плюс 140°С.

Важной особенностью трубопроводов с ППУ изоляцией является встроенная электронная система оперативно дистанционного контроля (ОДК) (два сигнальных медных провода, залитых в пенополиуретановую изоляцию трубы, и электронный детектор повреждений), которая позволяет постоянно следить за состоянием (увлажнением) изоляции теплотрассы длинной до 2500 м. При этом место повреждения изоляции трубопровода устанавливается с точностью до одного метра с помощью импульсного рефлектометра.

8.8 Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций

При проектировании новых и реконструкции действующих тепловых сетей не выявлена необходимость строительства насосных станций.

8.9 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 9 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ), ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ТАКИХ СИСТЕМ НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

9.1 Технико-экономическое обоснование предложений по типам присоединений теплопотребляющих установок потребителей (или присоединений абонентских вводов) к тепловым сетям, обеспечивающим перевод потребителей, подключенных к открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельным участкам такой системы, на закрытую систему горячего водоснабжения

Централизованное горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения на территории округа не предусмотрено.

9.2 Обоснование и пересмотр графика температур теплоносителя и его расхода в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения)

Централизованное горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения на территории округа не предусмотрено.

9.3 Предложения по реконструкции тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения), на отдельных участках таких систем, обеспечивающих передачу тепловой энергии к потребителям

Централизованное горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения на территории округа не предусмотрено.

9.4 Расчет потребности инвестиций для перевода открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

Централизованное горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения на территории округа не предусмотрено.

9.5 Оценка экономической эффективности мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

Централизованное горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения на территории округа не предусмотрено.

9.6 Расчет ценовых (тарифных) последствий для потребителей в случае реализации мероприятий по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения

Централизованное горячее водоснабжение с использованием открытой системы теплоснабжения на территории округа не предусмотрено.

ГЛАВА 10 ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

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

На территории округа действует пять источников теплоснабжения, отапливающий социально-значимые, общественные здания и жилой фонд. В качестве основного вида топлива на источниках тепла используется природный газ. Сведения о фактическом и перспективном потреблении котельно-печного топлива приведены в таблице 63.

Таблица 63 - Существующий и перспективный топливные балансы

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 год	2035-2040 годы
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)									
1.1	Вид топлива		Природный газ							
1.2	расход натурального топлива (основное топливо)	тыс. куб. м	36412,1	35372,427	34650,567	35317	35317	35317	35317	35317
		т.у.т.	44175,0	43428	42057	42379	42379	42379	42379	42379
1.3	Отпуск тепловой энергии с коллекторов	Гкал	279645,0	267712	265336	250822	250822	250822	250822	250822
1.4	Хозяйственные нужды станции	Гкал	3779,3	3826	3506	3772	3772	3772	3772	3772
1.5	Тепловая энергия, отпущенна в сети	Гкал	275865,7	263886	261830	247050	247050	247050	247050	247050
1.6	Потери тепловой сети	Гкал	61872,0	35034	35034	35333	35333	35333	35333	35333
		%	22,4	13,3	13,4	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
1.7	Тепловая энергия, отпущенна потребителям (без учета потерь тепла)	Гкал	213993,7	228852	226797	211717	211717	211717	211717	211717
1.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	158,0	162,2	158,5	169,0	169,0	169,0	169,0	169,0
1.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	90,4	91,31	91,31	91,31	91,31	91,31	91,31	91,31
2	Модульная котельная (с. Восточное)									
2.1	Вид топлива		Природный газ							
2.2	расход натурального	тыс. куб. м	485,1	471,8	451,5	424,0	424,0	424,0	424,0	424,0

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 год	2035-2040 годы
	топлива (основное топливо)	т.у.т.	599,9	582,6	557,8	521,9	521,9	521,9	521,9	521,9
2.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	4052,0	4510,0	3438,0	3434,0	3434,0	3434,0	3434,0	3434,0
2.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	17,0	29,0	15,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0
2.5	Тепловая энергия, отпущеная в сети	Гкал	4035,0	4510,0	3423,0	3391,0	3391,0	3391,0	3391,0	3391,0
2.6	Потери тепловой сети	Гкал	1152,0	1716,0	569,0	610,0	610,0	610,0	610,0	610,0
		%	28,6	38,3	16,6	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0
2.7	Тепловая энергия, отпущеная потребителям	Гкал	2883,0	2765,0	2854,0	2782,0	2782,0	2782,0	2782,0	2782,0
2.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	148,7	130,0	162,95	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9
2.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	80	80	80	80	80	80	80	80
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)									
3.1	Вид топлива		Природный газ							
3.2	расход натурального топлива (основное топливо)	тыс. куб. м	1140,7	1129,1	1053,1	1056,0	1056,0	1056,0	1056,0	1056,0
		т.у.т.	1410,6	1395,9	1300,7	1300,0	1300,0	1300,0	1300,0	1300,0
3.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	7512,0	8689,0	8020,0	8076,0	8076,0	8076,0	8076,0	8076,0
3.4	Собственные и хозяйственные нужды котельной	Гкал	34,0	160,0	38,0	59,0	59,0	59,0	59,0	59,0
3.5	Тепловая энергия, отпущеная в сети	Гкал	7478,0	8529,0	7982,0	8017,0	8017,0	8017,0	8017,0	8017,0
3.6	Потери тепловой сети	Гкал	1003,0	1789,0	1328,0	1532,0	1535,0	1535,0	1535,0	1535,0
		%	13,4	21,0	16,6	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2
3.7	Тепловая энергия, отпущеная потребителям	Гкал	6475,0	6740,0	6654,0	6482,0	6482,0	6482,0	6482,0	6482,0
3.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	188,6	163,7	162,95	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2
3.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	80	80	80	80	80	80	80	80
4	Котельная КЕДР-5 (с.									

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 год	2035-2040 годы
Москальво)										
4.1	Вид топлива		Природный газ	Природный газ						
4.2	расход натурального топлива (основное топливо)	тыс. куб. м	829,5	880,8	873,9	876,3	876,3	876,3	876,3	876,3
		т.у.т.	1025,9	1089,3	1079,2	1077,8	1077,8	1077,8	1077,8	1077,8
4.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	6115,0	5990,0	6652,0	6665,0	6665,0	6665,0	6665,0	6665,0
4.4	Собственные и хозяйствственные нужды котельной	Гкал	29,0	152,0	29,0	45,0	45,0	45,0	45,0	45,0
4.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	6086,0	5838,0	6623,0	6620,0	6620,0	6620,0	6620,0	6620,0
4.6	Потери тепловой сети	Гкал	852,0	864,0	1102,0	667,0	667,0	667,0	667,0	667,0
		%	14,0	14,8	16,6	10,1	10,1	10,1	10,1	10,1
4.7	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	5234,0	4974,0	5521,0	5953,0	5953,0	5953,0	5953,0	5953,0
4.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	168,6	164,8	162,95	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8
4.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	80	80	80	80	80	80	80	80
5	БМК-32 (с. Некрасовка)									
5.1	Вид топлива		Природный газ	Природный газ						
5.2	расход натурального топлива (основное топливо)	тыс. куб. м	910,6	949,0	1153,2	1023,5	1023,5	1023,5	1023,5	1023,5
		т.у.т.	1126,2	1171,9	1424,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0	1260,0
5.3	Выработка тепловой энергии	Гкал	7571,0	7510,0	8778,0	8016,0	8016,0	8016,0	8016,0	8016,0
5.4	Собственные и хозяйствственные нужды котельной	Гкал	33,0	50,0	39,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
5.5	Тепловая энергия, отпущенная в сети	Гкал	7538,0	4760,0	8739,0	7960,0	7960,0	7960,0	7960,0	7960,0
5.6	Потери тепловой сети	Гкал	1107,0	1107,0	1452,0	1583,0	1583,0	1583,0	1583,0	1583,0
		%	14,7	14,8	16,6	19,9	19,9	19,9	19,9	19,9
5.7	Тепловая энергия, отпущенная потребителям	Гкал	6431,0	6353,0	7287,0	6377,0	6377,0	6377,0	6377,0	6377,0
5.8	УРУТ на отпуск тепловой энергии	кг.у.т/Гкал	149,4	157,1	162,95	158,3	158,3	158,3	158,3	158,3

№ п/п	Составляющая баланса	Ед. изм.	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 год	2035-2040 годы
5.9	Средневзвешенный КПД котельной	%	80	80	80	80	80	80	80	80

10.2 Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива

Расчеты нормативных объемов запаса резервного топлива выполняются в соответствии с Приказом Минэнерго России от 10.08.2012 № 377 «О порядке определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя, нормативов удельного расхода топлива при производстве тепловой энергии, нормативов запасов топлива на источниках тепловой энергии (за исключением источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), в том числе в целях государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения».

1. Расчетный размер ННЗТ определяется по среднесуточному плановому расходу топлива самого холодного месяца отопительного периода и количеству суток, определяемых с учетом вида топлива и способа его доставки:

$$ННЗТ = Q_{\max} \times H_{CP.T} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3}$$

тыс. т.

где: Q_{\max} - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельной) в самом холодном месяце, Гкал/сутки;

$H_{CP.T}$ - расчетный норматив удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию для самого холодного месяца, т у.т./Гкал;

K - коэффициент перевода натурального топлива в условное;

T - длительность периода формирования объема неснижаемого запаса топлива, сут.

Для котельных, работающих на газе, ННЗТ устанавливается по резервному топливу

2. Количество суток, на которые рассчитывается ННЗТ, определяется фактическим временем, необходимым для доставки топлива от поставщика или базовых складов, и временем, необходимым на погрузо-разгрузочные работы (таблица 59).

Таблица 64 – Сведения о количестве суток

№ п/п	Вид. топлива	Способ доставки топлива	Объем запаса топлива, сут.
1	твердое	железнодорожный транспорт	14
		автотранспорт	7
2	жидкое	железнодорожный транспорт	10
		автотранспорт	5

3. Для расчета размера НЭЗТ принимается плановый среднесуточный расход топлива трех наиболее холодных месяцев отопительного периода и количество суток:

по твердому топливу - 45 суток;

по жидкому топливу - 30 суток.

Расчет производится по формуле:

$$НЭЗТ = Q_{\max}^3 \times H_{CP.T} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3}$$

тыс.т.

где: Q_{\max}^3 - среднее значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть (выработка котельными) в течение трех наиболее холодных месяцев, Гкал/сутки;

$H_{CP.T}$ - расчетный норматив средневзвешенного удельного расхода топлива на отпущенную тепловую энергию по трем наиболее холодным месяцам, кг у.т./Гкал;

T - количество суток.

4. Для организаций, эксплуатирующих отопительные (производственно-отопительные) котельные на газовом топливе с резервным топливом, в состав НЭЗТ включается количество резервного топлива, необходимое для замещения ($B_{ЗАМ}$) газового топлива в периоды сокращения его подачи газоснабжающими организациями.

Значение $B_{ЗАМ}$ определяется по данным об ограничении подачи газа газоснабжающими организациями в период похолоданий, установленном на текущий год.

С учетом отклонений фактических данных по ограничениям от сообщавшихся газоснабжающими организациями за текущий и два предшествующих года значение $B_{ЗАМ}$ может быть увеличено по их среднему значению, но не более чем на 25 процентов.

$$B_{ЗАМ} = Q_{max}^3 \times H_{CP,T} \times T_{ЗАМ} \times d_{ЗАМ} \times K_{ЗАМ} \times K_{ЭКВ} \times \frac{1}{K} \times 10^{-3}$$

тыс.т.

где: $T_{ЗАМ}$ - количество суток, в течение которых снижается подача газа;

$d_{ЗАМ}$ - доля суточного расхода топлива, подлежащего замещению;

$K_{ЗАМ}$ - коэффициент отклонения фактических показателей снижения подачи газа;

$K_{ЭКВ}$ - соотношение теплотворной способности резервного топлива и газа

5. НЭЗТ для организаций, топливо для которых завозится сезонно (до начала отопительного сезона), определяется по общему плановому расходу топлива на весь отопительный период по общей его длительности.

Расчет производится по формуле:

$$НЭЗТ_{CE3} = Q_{CP} \times H_{CP} \times \frac{1}{K} \times T \times 10^{-3}$$

тыс.т.

где: Q_{CP} - среднесуточное значение отпуска тепловой энергии в тепловую сеть в течение отопительного периода, Гкал/сутки;

H_{CP} - средневзвешенный норматив удельного расхода топлива, за отопительный период, т у.т./Гкал;

T - длительность отопительного периода, сут.

ННЗТ для организаций, топливо для которых завозится сезонно, не рассчитывается.

Для котельных, работающих на газе, нормативный неснижаемый запас топлива (ННЗТ) устанавливается по резервному топливу. Нормативный эксплуатационный запас топлива (НЭЗТ) необходим для надежной и стабильной работы котельных и обеспечивает плановую выработку тепловой энергии в случае введения ограничений поставок основного вида топлива.

Расчет НЭЗТ производится ежегодно для каждой котельной, сжигающей или имеющей в качестве резервного твердое или жидкое топливо (уголь, мазут, торф, дизельное топливо).

Характеристика основного и резервного топлива котельной приведена в таблице 65.

Таблица 65 – Описание видов используемого топлива

№ п/п	Наименование источника	Вид топлива	
		основное	Резервное/аварийное
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	Природный газ	дизельное топливо
2	Модульная котельная (с. Восточное)	Природный газ	дизельное топливо
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	Природный газ	дизельное топливо
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	Природный газ	дизельное топливо
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	Природный газ	дизельное топливо

Результаты ориентировочного расчета нормативных запасов топлив приведены в таблице 66.

Таблица 66 - Нормативные запасы аварийных видов топлив, т

№ п/п	Источник тепловой энергии	Вид топлива (основной/резервный)	ННЗТ	ОНЗТ
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	Природный газ/ дизельное топливо	10,0	10,0
2	Модульная котельная (с. Восточное)	Природный газ/ дизельное топливо	2,31	2,31
3	Котельная КЕДР-4 (п. Тунгор)	Природный газ/ дизельное топливо	4,1	4,1
4	Котельная КЕДР-5 (п. Москальво)	Природный газ/ дизельное топливо	2,0	2,0
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	Природный газ/ дизельное топливо	3,0	3,0

10.3 Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива

На территории округа действует пять источников теплоснабжения, отапливающий социально-значимые, общественные здания и жилой фонд. В качестве основного вида топлива на источниках тепла используется природный газ.

10.4 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

На территории округа действует пять источников теплоснабжения, отапливающий социально-значимые, общественные здания и жилой фонд. В качестве основного вида топлива на источниках тепла используется природный газ.

10.5 Преобладающий вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в округе

В настоящее время на территории поселения действует пять источников теплоснабжения. В качестве основного вида топлива на источниках тепла используется природный газ Сахалинского месторождения.

10.6 Приоритетное направление развития топливного баланса округа

На территории округа действует пять источников теплоснабжения, отапливающий социально-значимые, общественные здания и жилой фонд. В качестве основного вида топлива на источниках тепла используется природный газ. Перевод котельных на другие виды топлива не планируется.

10.7 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

11.1 Метод и результаты обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения

Методика расчета и оценки показателей надежности системы теплоснабжения выполняется в соответствии с приложением 40 Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения». Основные положения данной методики приведены в части 9 Главы 1 настоящего документы.

№ п/п	Наименование источника	Нормативные значения показателей надежности теплоснабжения	Расчетные значения показателей надежности теплоснабжения	Заключение
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха), распределительная тепловая сеть	Вероятность безотказной работы системы теплоснабжения Р=0,9; Коэффициент готовности Кг=0,97	P=0,85327; Кг=0,998247	Вероятность безотказной работы системы не соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
2	Модульная котельная (с. Восточное)		P=0,99778; Кг=0,999945	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
3	Котельная КЕДР-4 (п. Тунгор)		P=0,99398; Кг=0,999880	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
4	Котельная КЕДР-5 (п. Москальво)		P=0,99812; Кг=0,999944	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям
5	БМК-32 (с. Некрасовка)		P=0,99525; Кг=0,999884	Вероятность безотказной работы системы соответствует нормативным требованиям, коэффициент готовности соответствует нормативным требованиям

Вероятность безотказной работы систем теплоснабжения г. Оха не соответствует нормативным требованиям, вероятность безопасной работы систем теплоснабжения с. Восточное, с. Тунгор, с. Москальво и с. Некрасовка соответствует нормативным требованиям. Коэффициенты готовности систем теплоснабжения округа соответствуют нормативным требованиям. Для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей рекомендуется своевременно проводить текущие и плановые ремонты объектов системы теплоснабжения.

11.2 Метод и результаты обработки данных по восстановлению отказавших участков тепловых сетей (участков тепловых сетей, на которых произошли аварийные ситуации), среднего времени восстановления отказавших участков тепловых сетей в каждой системе теплоснабжения

Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже плюс 12°C, в промышленных зданиях ниже плюс 8°C, в соответствии со СП 124.13330.2012 «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003». С учетом данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплопотребления (зданий) определяется время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения.

Период времени снижения температуры при внезапном прекращении теплоснабжения до критического значения (плюс 12°C) рассчитывается по формуле:

$$z = \beta \times \ln \frac{t_s - t_h}{t_{s.a} - t_h},$$

где $t_{s.a}$ - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (плюс 12°C);

$t_s = 20^\circ C$ - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события;

$\beta = 40 \text{ ч}$ - коэффициент аккумуляции помещения (здания).

На рисунке 45 представлено графическое сравнение периода времени снижения температуры внутреннего воздуха до критического значения и периода времени, необходимого для восстановления участка тепловой сети.

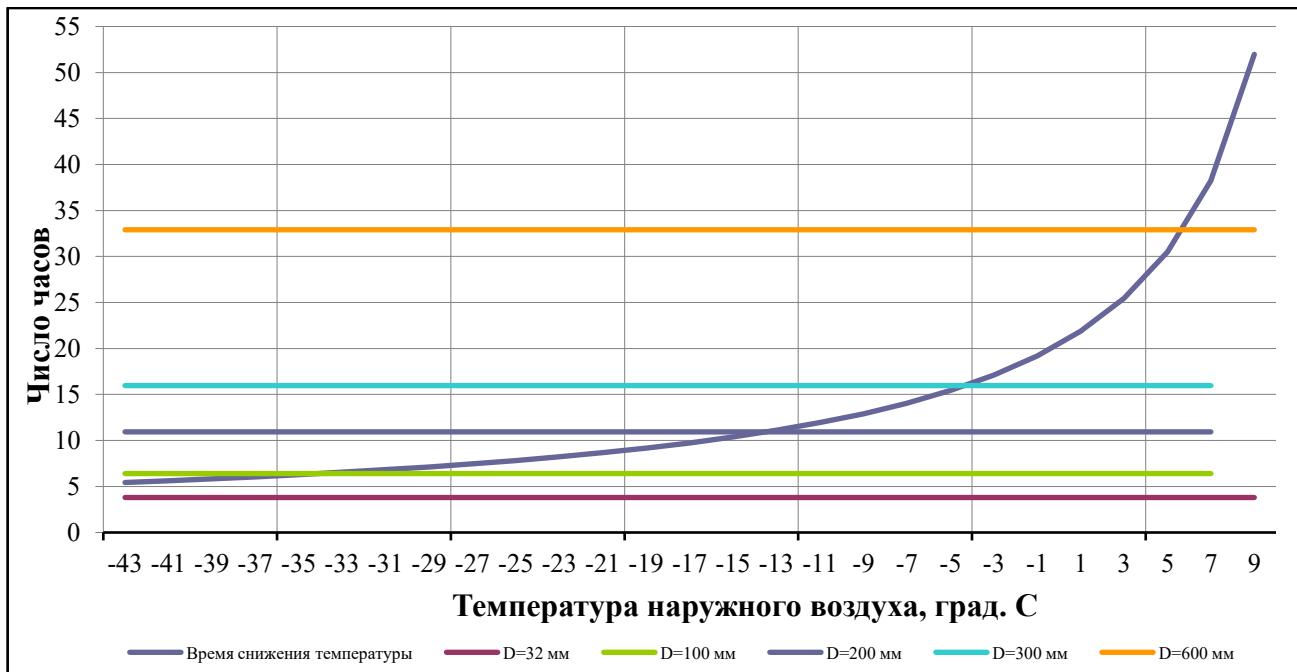


Рисунок 45 - Графическое сравнение периода времени снижения температуры внутреннего воздуха до критического значения и периода времени, необходимого для восстановления участка тепловой сети

По графику видно, что минимальное значение периода времени снижения температуры внутреннего соответствует расчетной температуре наружного воздуха. При увеличении повышении температуры наружного воздуха период времени снижения температуры

возрастает, так при температуре $t_h = -39^{\circ}\text{C}$ период времени составляет $z = 6,0492$ часов, а при температуре плюс $t_h = 9^{\circ}\text{C}$ - $51,9713$ часов.

Период восстановления участка тепловой сети зависит от диаметра трубопроводом, большему диаметру соответствует больший период времени восстановления. Период времени восстановления участка тепловой сети диаметром 32 мм составляет 3,803 часов, а участка тепловой сети диаметром 300 мм - 15,967 часов.

По графику видно, что период времени восстановления диаметра тепловой сети диаметром 32 мм меньше периода времени снижения температуры внутреннего воздуха в любом температурном диапазоне.

Период времени восстановления диаметра тепловой сети диаметром 300 мм меньше периода времени снижения температуры внутреннего воздуха при температуре наружного воздуха более минус 4°C . При температуре наружного воздуха менее минус 4°C , повышается вероятность «замораживания» систем отопления зданий, в связи с тем, что период времени снижения температуры до критического значения меньше, чем период времени восстановления участков тепловой сети.

11.3 Результаты оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам

Вероятность безотказной работы системы теплоснабжения г. Оха не соответствует нормативным требованиям, вероятность безопасной работы системы теплоснабжения с. Восточное, с. Тунгор, с. Москальво и с. Некрасовка соответствует нормативным требованиям. Для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей рекомендуется своевременно проводить текущие и плановые ремонты объектов системы теплоснабжения.

11.4 Результаты оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки

Коэффициенты готовности систем теплоснабжения округа соответствует нормативным требованиям.

11.5 Результаты оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии

Согласно СП 124.13330.2012. «Свод правил. Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» при авариях (отказах) на источнике теплоты на его выходных коллекторах в течение всего ремонтно-восстановительного допустимое снижение теплоты при расчетной температуре наружного воздуха для проектирования отопления определяется по таблице 51. При средневзвешенном допустимом времени восстановления тепловой сети (как самого слабого элемента системы теплоснабжения), можно рассчитать допустимый недоотпуск тепловой энергии.

Таблица 67 - Допустимое снижение теплоты при расчетной температуре наружного воздуха

№ п/п	Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления t_b , $^{\circ}\text{C}$				
		минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
1	Допустимое снижение подачи теплоты, %, до	78	84	87	89	91

Примечание - Таблица соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92.

Согласно Постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации» частичное ограничение режима потребления влечет за собой снижение объема или температуры теплоносителя, подаваемого потребителю, по

сравнению с объемом или температурой, определенными в договоре теплоснабжения, или фактической потребностью (для граждан-потребителей) либо прекращение подачи тепловой энергии или теплоносителя потребителю в определенные периоды в течение суток, недели или месяца. Поставщик освобождается от обязанности поставить объем тепловой энергии, недопоставленный в период ограничения режима потребления, введенного в случае нарушения потребителем своих обязательств, после возобновления (восстановления до прежнего уровня) подачи тепловой энергии.

Поскольку параметры поставляемого теплоносителя потребителю определяются договором теплоснабжения, то имеет смысл говорить о качестве теплоносителя отпускаемого с источника тепловой энергии.

В аварийной ситуации при качественном регулировании, используемое в системах теплоснабжения, возможно снижение температуры теплоносителя при расчетных расходах сетевой воды в системах теплоснабжения в пределах, позволяющих при том же расходе теплоносителя достичь минимально необходимого количества отпускаемой тепловой энергии. Для этого необходимо рассмотреть возможный температурный график отпуска тепловой энергии при увеличенном расчетном удельном расходе сетевой воды на передачу тепловой энергии.

11.6 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

11.6.1 Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих нормативную готовность энергетического оборудования

Применение рациональных тепловых схем, с дублированными связями, обеспечивающими готовность энергетического оборудования источников теплоты, выполняется на этапе их проектирования. При этом топливо-, электро- и водоснабжение источников теплоты, обеспечивающих теплоснабжение потребителей первой категории, предусматривается по двум независимым вводам от разных источников, а также использование запасов резервного топлива.

Источники теплоты, обеспечивающие теплоснабжение потребителей второй и третьей категории, обеспечиваются электро- и водоснабжением по двум независимым вводам от разных источников и запасами резервного топлива. Кроме того, для теплоснабжения потребителей первой категории устанавливаются местные резервные (аварийные) источники теплоты (стационарные или передвижные). При этом допускается резервирование, обеспечивающее в аварийных ситуациях 100%-ную подачу теплоты от других тепловых сетей. При резервировании теплоснабжения промышленных предприятий, как правило, используются местные резервные (аварийные) источники теплоты.

11.6.2 Установка резервного оборудования

Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности систем теплоснабжения округа соответствует нормативным требованиям. Для обеспечения надежного теплоснабжения потребителей рекомендуется своевременно проводить текущие и плановые ремонты объектов системы теплоснабжения.

Установка резервного оборудования не предполагается.

11.6.3 Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть не предполагается.

11.6.4 Резервирование тепловых сетей смежных районов

Резервирование тепловых сетей смежных районов не предполагается.

11.6.5 Устройство резервных насосных станций

Установка резервных насосных станций не требуется.

11.6.6 Установка баков–аккумуляторов

Установка баков–аккумуляторов не предполагается.

11.6.7 Описание изменений в показателях надежности теплоснабжения

За период, предшествующий актуализации схемы теплоснабжения изменений в показателях надежности теплоснабжения не произошло.

ГЛАВА 12 ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

12.1 Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Анализ состояния существующей системы теплоснабжения показал, что дальнейшая эксплуатация системы теплоснабжения невозможна без проведения неотложных работ, связанных с заменой изношенных тепловых сетей и реконструкцией котельной. Эксплуатация системы теплоснабжения, без решения насущных задач, постепенно приведет к существенному сокращению надежности работы всей системы, а также может привести к аварийным отключениям потребителей тепла.

Для поддержания требуемых у потребителей объема теплоносителя, учитывая фактическое техническое состояние и высокую степень износа установленного котельного оборудования и тепловых сетей, а также для решения задачи по минимизации затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе, требуется реконструкция и техническое перевооружение рассматриваемых объектов.

Предложения по величине необходимых инвестиций в техническое перевооружение и строительство источников тепла и реконструкции тепловых сетей на каждом этапе планируемого периода представлено в таблицах ниже.

Таблица 68 – Мероприятия по техническое перевооружение и строительство источников тепла и тепловых сетей, в тыс. руб.

№ п/п	Наименование мероприятий	Необходимые капитальные затраты, тыс. руб.							
		Всего	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029- 2034 год	2035-2040 годы
1.	Строительство, реконструкция, технического перевооружения и (или) модернизация источников тепловой энергии, в том числе строительство новых тепловых сетей								
1.1	Техническое перевооружение котельной с. Москальво (замена газовых горелок на комбинированные и установка емкостей для хранения жидкого топлива на котельных)	15869,7	15869,68						
1.2	Техническое перевооружение котельной с. Некрасовка(замена газовых горелок на комбинированные и установка емкостей для хранения жидкого топлива на котельных)	17787,5	17787,53						
1.3	Техническое перевооружение котельной с. Тунгор (замена газовых горелок на комбинированные и установка емкостей для хранения жидкого топлива на котельных)	19786,7	19786,7						
1.4	Реконструкция котельной с. Тунгор с увеличением установленной тепловой мощности котельной	28644,0				4774,0	23870,0		

№ п/п	Наименование мероприятий	Необходимые капитальные затраты, тыс. руб.							
		Всего	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029- 2034 год	2035-2040 годы
1.5	Модернизация существующего источника комбинированной выработки тепла и электроэнергии (замена изношенного оборудования, проведение текущих и плановых ремонтов и т.д.)	3500000,0		250000,0	250000,0	250000,0	250000,0	1250000,0	1250000,0
1.6	Модернизацию оборудования существующих котельных (замена изношенного оборудования, проведение текущих и плановых ремонтов и т.д.)	12450,0	550,0	850,0	850,0	850,0	850,0	4250,0	4250,0
2.	Группа проектов «Строительство и реконструкция тепловых сетей»								
2.1	Текущий и плановый ремонт магистральной тепловой сети г. Оха, ремонт и замена запорной арматуры	80500,0	3500,0	5500,0	5500,0	5500,0	5500,0	27500,0	27500,0
2.2	Замена изношенных участков тепловых сетей, текущий и плановый ремонт распределительной тепловой сети г. Оха, ремонт и замена запорной арматуры	63650,0	650,0	4500,0	4500,0	4500,0	4500,0	22500,0	22500,0
2.3	Замена изношенных участков тепловых сетей с. Восточное, с. Тунгор, с. Москальво, с. Некрасовка, текущий и плановый ремонт сети теплоснабжения, ремонт и замена запорной арматуры	10850,0	350,0	750,0	750,0	750,0	750,0	3750,0	3750,0
2.4	Наладка гидравлического режима тепловой сети котельных с. Тунгор, с. Москальво, с. Некрасовка и с. Восточное	3400,0		850,0	850,0	850,0	850,0		
	ВСЕГО:	3752673,91	58493,91	262450	262450	267180	286100	1308000	1308000

*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

12.2 Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей

Общий объём необходимых инвестиций в осуществление программы складывается из суммы капитальных затрат на реализацию предлагаемых мероприятий по теплоисточникам и тепловым сетям, требуемых оборотных средств и средств, необходимых для обслуживания долга (в случае финансирования за счёт заемных средств).

В качестве источников финансирования рассматриваются:

- 1) собственные средства теплоснабжающих организаций;
- 2) заемные средства;

- 3) бюджетные средства;
- 4) инвестиционная программа.

К собственным средствам организации относятся: прибыль, плата за подключение и амортизация. В качестве источника финансирования рассматривается не вся прибыль организации, а только часть, превышающая нормируемую прибыль организации. Амортизация, начисляемая по существующим основным средствам организаций, используется на поддержание и восстановление существующего оборудования и поэтому не является источником финансирования. В качестве источника финансирования рассматривается только часть амортизации, начисляемой по объектам, введенным при реализации программы.

Заемные средства, полученные в виде долгового обязательства, могут быть привлечены организациями для реализации мероприятий на различный срок и на различных условиях.

Бюджетные средства могут быть использованы для финансирования низкоэффективных и социально-значимых проектов при отсутствии других возможностей по финансированию проектов. Кроме того, бюджетные средства могут быть использованы для финансирования мероприятий, реализуемых муниципальными предприятиями.

12.3 Расчеты экономической эффективности инвестиций

Экономическая эффективность реализации мероприятий по сохранению существующей схемы теплоснабжения с проведением работ по модернизации существующих объектов выражается в сокращении эксплуатационных издержек, уменьшению удельных расходов топлива на производство тепла, а также снижению потерь тепла при транспортировке.

Для обеспечения надежного теплоснабжения необходимо регулярно проводить работы по замене изношенного и устаревшего оборудования, замене тепловых сетей.

12.4 Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения

Снижение темпа роста тарифа на услуги централизованного теплоснабжения для потребителей возможно в случае выделения большего объема бюджетного финансирования для реализации мероприятий, или для выплаты процентов по займам.

При реализации низкоэффективных мероприятий, таких как реконструкция тепловых сетей, установка приборов учета тепловой энергии, замена оборудования без увеличения эффективности его работы за счет собственных средств, а также за счет заемных средств организаций, будет происходить рост тарифа на услуги теплоснабжения потребителей.

Поэтому для снижения темпов роста тарифа предполагается, что для реализации низкоэффективных мероприятий, связанных с реконструкцией существующих систем, будут использоваться бюджетные средства.

При подключении новых потребителей, реализации мероприятий связанных с повышением эффективности работы тепловых сетей, источников тепловой энергии и замене малоэффективного оборудования, возможно использование собственных средств теплоснабжающих организаций, а также использование заемных средств. Для выплат по займам используются собственные средства организации, образующиеся в результате реализации мероприятий (амortизация и дополнительная прибыль). При этом затраты на возврат займов, и на использование собственных средств включаются в тариф на услуги теплоснабжения.

Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения приведены в главе 14.

12.5 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.03.2016 № 208, от 23.03.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 03.04.2018 № 405, от 16.03.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.03.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 13 ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ОКРУГА

Целевой показатель – это ожидаемая норма усовершенствования, установленная для конкретного процесса, продукта, услуги и т.д. Целевые значения устанавливаются в конкретных единицах (деньги, количество, процент, отношение...) и ориентированы на определенный период времени.

Необходимо регулярно сравнивать фактически достигнутые результаты с запланированными целевыми показателями, для своевременного выявления динамики изменений и принятия при необходимости корректирующих действий.

Индикаторами развития системы теплоснабжения являются:

- 1) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях;
- 2) количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии;
- 3) удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных);
- 4) отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети;
- 5) коэффициент использования установленной тепловой мощности;
- 6) удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке;
- 7) доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущеной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах округа);
- 8) удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии;
- 9) коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии);
- 10) доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущеной тепловой энергии;
- 11) средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения);
- 12) отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения);
- 13) отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения);
- 14) отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.

Индикаторы развития системы теплоснабжения приведены в таблице 69.

Таблица 69 - Индикаторы развития систем централизованного теплоснабжения

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 год	2035-2040 годы
1	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях	ед. год	0	0	0	0	0	0	0	0
2	Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии	ед. год	0	0	0	0	0	0	0	0
3	Удельный расход условного топлива на единицу отпускаемой тепловой энергии									
3.1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	кг у.т./Гкал	158,0	162,2	158,5	169,0	169,0	169,0	169,0	169,0
3.2	Модульная котельная (с. Восточное)	кг у.т./Гкал	148,7	130,0	162,95	153,9	153,9	153,9	153,9	153,9
3.3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгур)	кг у.т./Гкал	188,6	163,7	162,95	162,2	162,2	162,2	162,2	162,2
3.4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	кг у.т./Гкал	168,6	164,8	162,95	162,8	162,8	162,8	162,8	162,8
3.5	БМК-32 (с. Некрасовка)	кг у.т./Гкал	149,4	157,1	162,95	158,3	158,3	158,3	158,3	158,3
4	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети									
4.1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	Гкал/м.кв	3,604	7,12	6,85	4,62	4,62	4,62	4,62	4,62
4.2	Модульная котельная (с. Восточное)	Гкал/м.кв	5,370	7,999	2,652	2,843	2,843	2,843	2,843	2,843
4.3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгур)	Гкал/м.кв	1,658	2,958	2,195	2,538	2,538	2,538	2,538	2,538
4.4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	Гкал/м.кв	2,895	2,936	3,744	2,266	2,266	2,266	2,266	2,266
4.5	БМК-32 (с. Некрасовка)	Гкал/м.кв	1,836	1,836	2,408	2,625	2,625	2,625	2,625	2,625
5	Отношение величины потерь теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети									
5.1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	куб.м/м.кв	4,035	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5	8,5
5.2	Модульная котельная (с. Восточное)	куб.м/м.кв	0,936	1,375	1,515	1,477	1,477	1,477	1,477	1,477
5.3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгур)	куб.м/м.кв	0,970	0,797	1,863	1,746	1,746	1,746	1,746	1,746
5.4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	куб.м/м.кв	1,712	1,481	1,471	1,471	1,471	1,471	1,471	1,471

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 год	2035-2040 годы
5.5	БМК-32 (с. Некрасовка)	куб.м/м.кв	2,094	2,484	1,438	1,486	1,486	1,486	1,486	1,486
6	Коэффициент использования установленной тепловой мощности									
6.1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	%	43,07	18,25	18,49	17,47	17,47	17,47	17,47	17,47
6.2	Модульная котельная (с. Восточное)	%	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4	52,4
6.3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгур)	%	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8
6.4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	%	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7	60,7
6.5	БМК-32 (с. Некрасовка)	%	49,6	49,6	49,6	49,6	49,6	49,6	49,6	49,6
7	Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке									
7.1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	Гкал/час.м.кв	0,00542	0,00515	0,00522	0,00494	0,00494	0,00494	0,00494	0,00494
7.2	Модульная котельная (с. Восточное)	Гкал/час.м.кв	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039	0,0039
7.3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгур)	Гкал/час.м.кв	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032	0,0032
7.4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	Гкал/час.м.кв	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055	0,0055
7.5	БМК-32 (с. Некрасовка)	Гкал/час.м.кв	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031	0,0031
8	Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме	%	91,72	79,34	72,45	63,47	63,47	63,47	63,47	63,47
9	удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии	кг у.т./кВт.ч	0,000444	0,000444	0,000423	0,000443	0,000443	0,000436	0,000430	0,000430
10	коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)			1,230	1,230	1,212	1,200	1,200	1,200	1,200
11	доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущененной тепловой энергии	%	31,5	17,86	18,03	19,31	19,31	19,31	19,31	19,31
12	средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения)									

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 год	2035-2040 годы
12.1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	лет	7,4	5,87	6,87	7,87	8,87	9,87	15,87	21,87
12.2	Модульная котельная (с. Восточное)	лет	7,2	8,4	9,5	10,7	11,8	13,0	14,1	15,2
12.3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгур)	лет	9,3	10,5	11,7	12,9	14,1	15,3	16,4	17,6
12.4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	лет	8,3	9,4	10,4	11,4	12,5	13,5	14,5	15,5
12.5	БМК-32 (с. Некрасовка)	лет	10,1	11,1	12,0	13,0	14,0	15,0	16,0	17,0
13	отношение материальной характеристики тепловых сетей, реконструированных за год, к общей материальной характеристике тепловых сетей (фактическое значение за отчетный период и прогноз изменения при реализации проектов, указанных в утвержденной схеме теплоснабжения) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения)	%	10	10	10	10	10	10	10	10
14	Отношение установленной тепловой мощности оборудования источников тепловой энергии, реконструированного за год, к общей установленной тепловой мощности источников тепловой энергии.	%	0	0	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Наименование	Ед. изм	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 год	2035-2040 годы
15	Отсутствие зафиксированных фактов нарушения антимонопольного законодательства (выданных предупреждений, предписаний), а также отсутствие применения санкций, предусмотренных Кодексом Российской Федерации об административных правонарушениях, за нарушение законодательства Российской Федерации в сфере теплоснабжения, антимонопольного законодательства Российской Федерации, законодательства Российской Федерации о естественных монополиях.	%	0	0	0	0	0	0	0	0

13.1 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 14 ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

14.1 Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения

Основным направлением развития системы централизованного теплоснабжения выбрано сохранение существующей схемы теплоснабжения, с проведением работ по реконструкции и модернизации объектов теплоснабжения. Реализация рекомендуемых мероприятий позволит сократить потери тепловой энергии, повысить надежность эффективность использования котельно-печного топлива, а также повысить надежность теплоснабжения потребителей.

Прогнозные тарифы рассчитаны на основе экспертных оценок и могут пересматриваться по мере появления уточненных прогнозов социально-экономического развития по данным Минэкономразвития РФ (прогнозов роста цен на топливо и электроэнергию, ИПЦ и других индексов-дефляторов) и с учетом возможного изменения условий реализации мероприятий схемы теплоснабжения.

Прогнозирование финансово-хозяйственной деятельности Теплоснабжающей организации проводится на основе фактических показателей финансово-хозяйственной деятельности за базовый период регулирования и утвержденный период регулирования на момент разработки схемы теплоснабжения. Исходные данные принимаются с портала по раскрытию информации, подлежащих свободному доступу (<http://ri.eias.ru>) и данных от ТСО.

Индексы-дефляторы, принятые для прогноза производственных расходов и тарифов на покупные энергоносители и воду определены на основе следующих документов:

- 1) Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2025 год и на плановый период 2026 и 2027 годов (опубликован на сайте Минэкономразвития РФ, от 30.09.2024 г.);
- 2) Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2036 года опубликован на сайте Минэкономразвития РФ 30.09.2018 г.).

Таблица 70 – Индексы-дефляторы, принятые для прогноза производственных расходов и тарифов на покупные энергоносители и воду (базовый вариант развития)

№ п/п	Наименование	Период, год												
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
1	Индекс потребительских цен (ИПЦ), $I_{ипц,i}$	1,124	1,055	1,073	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
2	Индекс роста оптовой цены на природный газ (для всех категорий потребителей, за исключением населения), $I_{пг,i}$	1,122	0,929	1,159	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
3	Индекс роста цены на каменный уголь, $I_{ку,i}$	1,537	0,875	1,057	1,04	1,037	1,027	1,042	1,041	1,04	1,039	1,038	1,038	1,038
4	Индекс роста цены на электроэнергию (для всех категорий потребителей, за	1,050	1,075	1,056	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03

№ п/п	Наименование	Период, год												
		2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
	исключением населения), $I_{ЭЭ,i}$													
5	Индекс роста цены на услуги водоснабжения/водоотведения, $I_{ВС/ВО}$	1,039	1,042	1,043	1,044	1,06	1,045	1,028	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027	1,027
6	Индекс роста цены на покупную тепловую энергию, $I_{ТЭ,i}$	1,148	1,139	1,045	1,064	1,044	1,039	1,023	1,023	1,039	1,039	1,023	1,023	1,039

Таблица 71 - Тарифно-балансовые модели теплоснабжения потребителей АО «Охинская ТЭЦ»

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029 год	2030-2035 годы
1	Производство тепловой энергии	Гкал	279645,0	267 712	265 336	250 822	250 822	250 822	250 822	250 822
2	Собственные нужды	Гкал	3779,3	3 826	3 506	3 772	3 772	3 772	3 772	3 772
3	Потери в тепловой сети	Гкал	61872,0	54 487	52 407	35 333	35 333	35 333	35 333	35 333
4	Полезный отпуск	Гкал	213993,7	209 399	209 424	211 717	211 717	211 717	211 717	211 717
5.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе	тыс.руб.	383072,69	397 792,55	420 790,46	440 018,99	456 551,79	470 713,43	485 441,48	500 758,68
5.1	расходы на топливо	тыс.руб.	82 587,46	83 320,21	93 658,91	99 718,62	102 511,48	102 511,48	102 511,48	102 511,48
5.2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность),	тыс.руб.	0,00	0	0	0	0	0	0	0
5.3	Расходы на приобретение холодной воды	тыс.руб.	12 302,74	5 065,32	5 267,93	5 478,65	5 697,79	5 925,71	6 162,73	6 409,24
5.4	ФОТ	тыс.руб.	128 647,45	136 993,69	142 509,00	148 246,35	154 232,85	160 402,17	166 818,25	173 490,98
5.5	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	52 154,50	48 068,60	50 003,83	52 016,96	54 117,51	56 282,22	58 533,50	60 874,84
5.6	Общепроизводственные расходы:	тыс.руб.	22 565,92	19 652,94	20 444,16	21 267,24	22 126,05	23 011,10	23 931,54	24 888,80
5.7	Общехозяйственные расходы:	тыс.руб.	0,00	0	0	0	0	0	0	0
5.8	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	0,00	0	0	0	0	0	0	0
5.9	прочие расходы	тыс.руб.	84 814,62	104 691,79	108 906,63	113 291,17	117 866,11	122 580,75	127 483,98	132 583,34
6	Прибыль	тыс.руб.		0	17 891,87	18 542,91	19 228,02	19 958,40	20 716,07	21 502,98
7	Необходимая валовая выручка от вида деятельности	тыс.руб.	383072,69	397 792,55	438 682,33	458 561,90	475 779,81	490 671,83	506 157,55	522 261,66
8	Оценочная стоимость производства тепла	руб./Гкал	1790,11	1 899,69	2 094,71	2 165,92	2 247,24	2 317,58	2 390,73	2 466,79

*- Прогнозирование финансово-хозяйственной деятельности Теплоснабжающей организации проводится на основе фактических показателей финансово-хозяйственной деятельности за базовый период регулирования и утверждённый период регулирования на момент разработки схемы теплоснабжения. В качестве исходных данных принимаются с данные портала по раскрытию информации, подлежащих свободному доступу (<http://ri.eias.ru>) и данные от ТСО.

Таблица 72 - Тарифно-балансовые модели теплоснабжения потребителей МКП «ЖКХ»

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 год	2035-2040 годы
1	Производство тепловой энергии	Гкал	25250,0	26699,0	26888,0	26191,0	26191,0	26191,0	26191,0	26191,0
2	Собственные нужды	Гкал	113,0	391,0	121,0	203,0	203,0	203,0	203,0	203,0
3	Потери в тепловой сети	Гкал	4114,0	5476,0	4451,0	4395,0	4395,0	4395,0	4395,0	4395,0
4	Полезный отпуск	Гкал	21023,0	20832,0	22316,0	21594,0	21594,0	21594,0	21594,0	21594,0
5.	Себестоимость производимых товаров (оказываемых услуг) по регулируемому виду деятельности, в том числе	тыс.руб.	136 604,50	121 539,10	125 311,70	131 308,90	138 164,80	145 629,14	151 677,08	159 144,60
5.1	расходы на топливо	тыс.руб.	13493,1	13703,8	15597,47	16533,3	17525,3	18576,8	19691,4	20872,9
5.2	Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность),	тыс.руб.	5568,3	5328,1	6158,23	6527,7	6919,4	7334,6	7774,6	8241,1
5.3	Расходы на приобретение холодной воды	тыс.руб.	709	0	0	0	0	0	0	0
5.4	ФОТ	тыс.руб.	72625,1	63401,4	61035,5	64697,6	68579,5	72694,3	77055,9	81679,3
5.5	Расходы на амортизацию основных производственных средств	тыс.руб.	7791,7	7545,5	7320,0	7300,0	7250,0	7200,0	7150,0	7100,0
5.6	Общепроизводственные расходы:	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0
5.7	Общехозяйственные расходы:	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0
5.8	Расходы на капитальный и текущий ремонт основных производственных средств	тыс.руб.	0	0	0	0	0	0	0	0
5.9	прочие расходы	тыс.руб.	36417,3	31560,3	35200,5	36250,2	37890,6	39823,5	40005,1	41251,3
6	Прибыль	тыс.руб.								
7	Необходимая валовая выручка от вида деятельности	тыс.руб.	136604,5	121539,1	125311,7	131308,8	138164,79	145629,14	151677,08	159144,6
8	Оценочная стоимость производства тепла	руб./Гкал	6497,86	5834,25	5615,33	6080,8	6398,3	6743,96	7024,04	7369,85

*- Прогнозирование финансово-хозяйственной деятельности Теплоснабжающей организации проводится на основе фактических показателей финансово-хозяйственной деятельности за базовый период регулирования и утверждённый период регулирования на момент разработки схемы теплоснабжения. В качестве исходных данных принимаются с данные портала по раскрытию информации, подлежащих свободному доступу (<http://ri.eias.ru>) и данные от ТСО.

Таблица 73 - Оценка ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 год	2035-2040 годы
----------	--------------	------------------	----------	----------	----------	----------	----------	------------------	-------------------

№ п/п	Наименование	Ед. измерения	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029-2034 год	2035-2040 годы
1	Капитальные затраты на реализацию мероприятий	тыс.руб.	58493,91	261600,0	261600,0	266374,0	285470,0	1308000,0	1308000,0
2	Средневзвешенная оценочная стоимость производства тепла	руб./Гкал	2481,80	2576,70	2668,81	2722,46	2776,20	3125,61	3467,19
3	Средневзвешенная оценочная стоимость производства тепла с учетом инвестиционной составляющей	руб./Гкал	2730,69	3689,82	3781,93	3855,88	3990,88	4053,21	3818,10
4	Оценочная стоимость производства тепла (с использованием индекса роста цен на тепловую энергию)	руб./Гкал	2352,75	2456,28	2552,07	2610,77	2670,82	3257,30	4097,80

*- Прогнозирование финансово-хозяйственной деятельности Теплоснабжающей организации проводится на основе фактических показателей финансово-хозяйственной деятельности за базовый период регулирования и утверждённый период регулирования на момент разработки схемы теплоснабжения. В качестве исходных данных принимаются с данные портала по раскрытию информации, подлежащих свободному доступу (<http://ri.eias.ru>) и данные от ТСО.

По данным таблицы видно, что реализация мероприятий по реконструкции объектов системы теплоснабжения позволит снизить оценочную стоимость производства тепла к 2040 году на 18,2%, по сравнению с оценочной стоимостью производства тепла, рассчитанной с использованием индекса роста цен на тепловую энергию.

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

В соответствии с действующим в сфере государственного ценового регулирования законодательством тариф на тепловую энергию, отпускаемую организацией, должен обеспечивать покрытие как экономически обоснованных расходов организации, так и обеспечивать достаточные средства для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения.

Тариф ежегодно пересматривается и устанавливается органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования цен (тарифов) с учетом изменения экономически обоснованных расходов организации и возможных изменений условий реализации инвестиционной программы.

Законодательством определен механизм ограничения предельной величины тарифов путем установления ежегодных предельных индексов роста, а также механизм ограничения предельной величины платы за ЖКУ для граждан путем установления ежегодных предельных индексов роста.

При этом возмещение затрат на реализацию рекомендуемых мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, может потребовать установления для организации тарифов на уровне выше установленного федеральным органом предельного максимального уровня.

Решение об установлении для организации тарифов на уровне выше предельного максимального принимается органом исполнительной власти субъекта РФ в области государственного регулирования тарифов (цен) самостоятельно и не требует согласования с федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения.

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

Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей приведены в таблице 73.

14.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 15 РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

15.1 Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах округа

В настоящее время на территории округа действует пять источников теплоснабжения, отапливающих жилые, административные и социально-значимые объекты. Обслуживание источников теплоснабжения осуществляется АО «Охинская ТЭЦ» и МКП «ЖКХ».

В зоне действия Охинская ТЭЦ обслуживание сетей теплоснабжения осуществляется АО «Охинская ТЭЦ» и МУП «ОКХ». АО «Охинская ТЭЦ», расположена в нескольких километрах от города Охи и является единственным автономным источником электроснабжения Охинского района. Электроэнергия, вырабатываемая станцией, поставляется во все населённые пункты городского округа. АО «Охинская ТЭЦ» обеспечивает выработку и транспортировку тепловой энергии по магистральным тепловым сетям до границы балансовой принадлежности с МУП «ОКХ» с последующей ее реализацией значительной части потребителей города Оха. Граница балансовой принадлежности определена подкачивающей насосной станцией (далее по тексту - ПНС) АО «Охинская ТЭЦ». МУП «ОКХ» является теплосетевой организацией, транспортирующей теплоноситель от ПНС до потребителя. Договоров с потребителями у МУП «ОКХ» нет, договора заключаются с АО «Охинская ТЭЦ»

Реестр систем теплоснабжения приведен в таблице 74.

15.2 Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации

Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в зону деятельности единой теплоснабжающей организаций, приведен в таблице 74.

Таблица 74 - Реестр ЕТО, содержащий перечень систем теплоснабжения

№ п/п	Наименование источника системы централизованного теплоснабжения	Наименование организации, обслуживающей источник тепла	Наименование теплосетевой организации	Зона деятельности	Наименование Единой теплоснабжающей организации	Основание для присвоения статуса ЕТО
1	Охинская ТЭЦ (г. Оха)	АО «Охинская ТЭЦ»	АО «Охинская ТЭЦ»	ТЭЦ, магистральная тепловая сеть тепловые сети	АО «Охинская ТЭЦ»	п. 11 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808
			МУП «ОКХ»	Распределительная тепловая сеть		
2	Модульная котельная (с. Восточное)	МКП «ЖКХ»	МКП «ЖКХ»	Котельная, тепловые сети	МКП «ЖКХ»	п. 11 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808
3	Котельная КЕДР-4 (с. Тунгор)	МКП «ЖКХ»	МКП «ЖКХ»	Котельная, тепловые сети	МКП «ЖКХ»	п. 11 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808
4	Котельная КЕДР-5 (с. Москальво)	МКП «ЖКХ»	МКП «ЖКХ»	Котельная, тепловые сети	МКП «ЖКХ»	п. 11 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808
5	БМК-32 (с. Некрасовка)	МКП «ЖКХ»	МКП «ЖКХ»	Котельная, тепловые сети	МКП «ЖКХ»	п. 11 постановления Правительства РФ от 08.08.2012 № 808

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

Основные понятия и нормативно-правовая база.

Зона деятельности единой теплоснабжающей организации - одна или несколько систем теплоснабжения на территории поселения, городского округа, в границах которых единая теплоснабжающая организация обязана обслуживать любых обратившихся к ней потребителей тепловой энергии.

Система теплоснабжения - совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями.

Тепловая сеть - совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих установок.

Источник тепловой энергии - устройство, предназначенное для производства тепловой энергии.

Зона действия системы теплоснабжения - территория поселения, городского округа, города федерального значения или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения.

В соответствии с пунктом 28 статьи 2 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»: единая теплоснабжающая организация в системе теплоснабжения (далее - единая теплоснабжающая организация) - теплоснабжающая организация, которая определяется в схеме теплоснабжения федеральным органом исполнительной власти, уполномоченным Правительством Российской Федерации на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения), или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В соответствии пунктом 1 статьи 6 Федерального закона от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»: К полномочиям органов местного самоуправления поселений, городских округов по организации теплоснабжения на соответствующих территориях относится утверждение схем теплоснабжения поселений, городских округов с численностью населения менее пятисот тысяч человек, в том числе определение единой теплоснабжающей организации».

Порядок и критерии определения единой теплоснабжающей организации.

Критерии и порядок определения единой теплоснабжающей организации (далее ЕТО) определены пунктами 3-19 Правил организации теплоснабжения, утвержденных Постановлением Правительства РФ от 08.08.2012 № 808 «Об организации теплоснабжения в Российской Федерации и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

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

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

1) определить ЕТО в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах округа;

2) определить на несколько систем теплоснабжения одну ЕТО.

Для присвоения организации статуса ЕТО на территории 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, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в пункте 17 Правила организации теплоснабжения, заявку на присвоение организации статуса ЕТО с указанием зоны ее деятельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа об ее принятии.

Уполномоченные органы обязаны в течение 3 рабочих дней с даты окончания срока для подачи заявок разместить сведения о принятых заявках на сайте муниципального образования.

В случае если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, то статус ЕТО присваивается указанному лицу. В случае если в отношении одной зоны деятельности ЕТО подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей зоне деятельности ЕТО, уполномоченный орган присваивает статус ЕТО в соответствии с пунктами 7-10 Правила организации теплоснабжения:

Критериями определения ЕТО являются:

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

2) размер собственного капитала;

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

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 ЕТО 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 ЕТО, статус ЕТО присваивается данной организации.

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

В случае если заявки на присвоение статуса ЕТО 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 ЕТО, статус ЕТО 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 ЕТО 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 ЕТО 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 ЕТО, статус ЕТО присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей тепловой емкостью.

ЕТО при осуществлении своей деятельности обязана:

1) заключать и исполнять договоры теплоснабжения с любыми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии, теплопотребляющие установки которых находятся в данной системе теплоснабжения при условии соблюдения указанными потребителями выданных им в соответствии с законодательством о градостроительной деятельности технических условий подключения к тепловым сетям;

2) заключать и исполнять договоры поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя в отношении объема тепловой нагрузки, распределенной в соответствии со схемой теплоснабжения;

3) заключать и исполнять договоры оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя в объеме, необходимом для обеспечения теплоснабжения потребителей тепловой энергии с учетом потерь тепловой энергии, теплоносителя при их передаче.

Организация может утратить статус ЕТО в следующих случаях:

1) неисполнение или ненадлежащее исполнение обязательств по оплате тепловой энергии (мощности), и (или) теплоносителя, и (или) услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, в размере, превышающем объем таких обязательств за 2 расчетных периода, либо систематическое (3 и более раза в течение 12 месяцев) неисполнение или ненадлежащее исполнение иных обязательств, предусмотренных условиями таких договоров. Факт неисполнения или ненадлежащего исполнения обязательств должен быть подтвержден вступившими в законную силу решениями федерального антимонопольного органа, и (или) его территориальных органов, и (или) судов;

2) принятие в установленном порядке решения о реорганизации (за исключением реорганизации в форме присоединения, когда к организации, имеющей статус ЕТО, присоединяются другие реорганизованные организации, а также реорганизации в форме преобразования) или ликвидации организации, имеющей статус ЕТО;

3) принятие арбитражным судом решения о признании организации, имеющей статус ЕТО, банкротом;

4) прекращение права собственности или владения имуществом, по основаниям, предусмотренным законодательством Российской Федерации;

5) несоответствие организации, имеющей статус ЕТО, критериям, связанным с размером собственного капитала, а также способностью в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения;

6) подача организацией заявления о прекращении осуществления функций ЕТО.

Границы зоны деятельности ЕТО могут быть изменены в следующих случаях:

1) подключение к системе теплоснабжения новых теплопотребляющих установок, источников тепловой энергии или тепловых сетей, или их отключение от системы теплоснабжения;

2) технологическое объединение или разделение систем теплоснабжения.

В настоящее время АО «Охинская ТЭЦ» и МКП «ЖКХ» отвечают всем требованиям, предъявляемым к единым теплоснабжающим организациям в зонах действия обслуживаемых систем теплоснабжения. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в зону деятельности единой теплоснабжающей организаций, приведен в таблице 74.

Сведения об изменении границ зон деятельности ЕТО, а также сведения о присвоении другой организации статуса ЕТО подлежат внесению в схему теплоснабжения при ее актуализации.

15.4 Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках актуализации проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации

Сведения о заявках, поданных в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации, отсутствуют.

15.5 Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

После присвоения статуса ЕТО границы зон деятельности ЕТО будут совпадать с зонами действия соответствующих систем централизованного теплоснабжения.

15.6 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 16 РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

16.1 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии приведен в таблице 75.

Таблица 75 - Объёмы инвестиций в строительство, реконструкцию, техническое перевооружение и (или) модернизацию источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование мероприятий	Необходимые капитальные затраты, тыс. руб.						
		Всего	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029- 2034 год
1.	Строительство, реконструкция, технического перевооружения и (или) модернизация источников тепловой энергии, в том числе строительство новых тепловых сетей							
1.1	Техническое перевооружение котельной с. Москальво, с. Тунгор, с. Некрасовка (замена газовых горелок на комбинированные и установка емкостей для хранения жидкого топлива на котельных)	54872,7	29682,3	25190,4				
1.2	Реконструкция котельной п. Тунгор с увеличением установленной тепловой мощности котельной	28644,0				4774,0	23870,0	
1.3	Модернизация существующего источника комбинированной выработки тепла и электроэнергии (замена изношенного оборудования, проведение текущих и плановых ремонтов и т.д.)	3500000,0			250000,0	250000,0	250000,0	1250000,0
1.4	Модернизацию оборудования существующих котельных (замена изношенного оборудования, проведение текущих и плановых ремонтов и т.д.)	12450,0		850,0	850,0	850,0	850,0	4250,0
2.	Группа проектов «Строительство и реконструкция тепловых сетей»							
2.1	Текущий и плановый ремонт магистральной тепловой сети г. Оха, ремонт и замена запорной арматуры	80500,0	3500,0	5500,0	5500,0	5500,0	27500,0	27500,0
2.2	Замена изношенных участков тепловых сетей, текущий и плановый ремонт распределительной тепловой сети г. Оха, ремонт и замена запорной арматуры	63650,0	650,0	4500,0	4500,0	4500,0	22500,0	22500,0
2.3	Замена изношенных участков тепловых сетей с. Восточное, п. Тунгор, п. Москальво, с. Некрасовка, текущий и плановый ремонт сети теплоснабжения, ремонт и замена запорной арматуры	14850,0	350,0	4750,9	750,0	750,0	3750,0	3750,0

№ п/п	Наименование мероприятий	Необходимые капитальные затраты, тыс. руб.							
		Всего	2024 год	2025 год	2026 год	2027 год	2028 год	2029- 2034 год	2035-2040 годы
2.4	Наладка гидравлического режима тепловой сети котельных с. Тунгор, с. Москальво, с. Некрасовка и с. Восточное	2550,0			850,0	850,0	850,0		
	ВСЕГО:	3752673,91	58493,91	262450	262450	267180	286100	1308000	1308000

*- Объемы инвестиций в развитие системы теплоснабжения определены по укрупненным показателям на основании объектов-аналогов и должны быть уточнены на последующих стадиях проектирования.

16.2 Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них

Перечень мероприятий по строительству, реконструкции и техническому перевооружению тепловых сетей приведен в таблице 75.

16.3 Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения

Рекомендации отсутствуют.

16.4 Состав изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения

Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 17 ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

17.1 Перечень всех замечаний и предложений, поступивших при разработке, утверждении и актуализации схемы теплоснабжения

Замечания, поступившие в ходе разработки и утверждения схемы теплоснабжения, были учтены в итоговом варианте схемы теплоснабжения.

17.2 Ответы разработчиков проекта схемы теплоснабжения на замечания и предложения

Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения были доработаны по условиям Технического задания на разработку схемы теплоснабжения.

17.3 Перечень учтенных замечаний и предложений, а также реестр изменений, внесенных в разделы схемы теплоснабжения и главы обосновывающих материалов к схеме теплоснабжения

В проект схемы теплоснабжения были внесены следующие изменения:

- 1) скорректированы объемы выработки и полезного отпуска тепловой энергии;
- 2) скорректированы мощности источников тепловой энергии;
- 3) уточнены планы мероприятий по развитию систем теплоснабжения;
- 4) доработаны все разделы и главы схемы теплоснабжения в соответствии с требованиями

Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методических указаний (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

ГЛАВА 18 СВОДНЫЙ ТОМ ИЗМЕНЕНИЙ, ВЫПОЛНЕННЫХ В ДОРАБОТАННОЙ И (ИЛИ) АКТУАЛИЗИРОВАННОЙ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

18.1. Реестр изменений, внесенных в доработанную и (или) актуализированную схему теплоснабжения

Таблица 76 – Реестр изменений, внесенных в актуализированную схему теплоснабжения

Номер Главы	Наименование Главы	Перечень изменений
1	2	3
1	Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
2	Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
3	Электронная модель системы теплоснабжения округа	Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
4	Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
5	Мастер-план развития систем теплоснабжения	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
6	Перспективные балансы	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на

Номер Главы	Наименование Главы	Перечень изменений
1	2	3
	производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах	01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
7	Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
8	Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
9	Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
10	Перспективные топливные балансы	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
11	Оценка надежности теплоснабжения	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

Номер Главы	Наименование Главы	Перечень изменений
		3
12	Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
13	Индикаторы развития систем теплоснабжения	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
14	Ценовые (тарифные) последствия	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
15	Реестр единых теплоснабжающих организаций	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
16	Реестр мероприятий схемы теплоснабжения	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).
17	Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по

Номер Главы	Наименование Главы	Перечень изменений
1	2	3
		разработке схем теплоснабжения»).
18	Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схемы теплоснабжения	Информация по всем пунктам была приведена по состоянию на 01.01.2024. Глава переработана в соответствии с действующей редакцией Постановления Правительства РФ от 22.02.2012 № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» (в редакции Постановлений Правительства РФ от 07.10.2014 № 1016, от 18.07.2016 № 208, от 27.07.2016 № 229, от 12.07.2016 № 666, от 07.04.2018 № 405, от 16.07.2019 № 276) и Методическими указаниями (утв. Приказом Минэнерго России от 05.07.2019 № 212 «Об утверждении Методических указаний по разработке схем теплоснабжения»).

18.2 Сведения о том, какие мероприятия из утвержденной схемы теплоснабжения были выполнены за период, прошедший с даты утверждения схемы теплоснабжения

С моменты предыдущей актуализации схемы теплоснабжения округа были выполнены следующие работы:

- замена магистрального теплопровода от Охинской ТЭЦ до повышающей насосной станции г. Оха. Срок реализации - 2021-2023 годы;
- заменена теплотрассы D=325мм от ТК Советская 3Б до ТК Советская 19, протяженностью 380 м.п (г. Оха), срок реализации – 2023 год;
- Капитальный ремонт сетей теплоснабжения (замена задвижек и установка электроприводов) срок реализации 2024 год.

ГЛАВА 19 РАЗРАБОТКА СЦЕНАРИЕВ РАЗВИТИЯ АВАРИЙ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С МОДЕЛИРОВАНИЕМ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТАКИХ СИСТЕМ, А ТОМ ЧИСЛЕ ПРИ ОТКАЗЕ ЭЛЕМЕНТОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ПРИ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, СВЯЗАННЫХ С ПРЕКРАЩЕНИЕМ ПОДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В настоящее время на территории округа действует пять источников теплоснабжения, отапливающих жилые, административные и социально-значимые объекты. Обслуживание источников теплоснабжения осуществляется АО «Охинская ТЭЦ» и МКП «Жилищно-коммунальное хозяйство» муниципального образования городской округ «Охинский» (далее по тексту - МКП «ЖКХ»).

В зоне действия Охинская ТЭЦ обслуживание сетей теплоснабжения осуществляется АО «Охинская ТЭЦ» и МУП «ОКХ». АО «Охинская ТЭЦ», расположена в нескольких километрах от города Охи и является единственным автономным источником электроснабжения Охинского района. Электроэнергия, вырабатываемая станцией, поставляется во все населённые пункты городского округа. АО «Охинская ТЭЦ» обеспечивает выработку и транспортировку тепловой энергии по магистральным тепловым сетям до границы балансовой принадлежности с МУП «ОКХ» с последующей ее реализацией значительной части потребителей города Оха. Граница балансовой принадлежности определена подкачивающей насосной станцией (далее по тексту - ПНС) АО «Охинская ТЭЦ». МУП «ОКХ» является теплосетевой организацией, транспортирующей теплоноситель от ПНС до потребителя. Договоров с потребителями у МУП «ОКХ» нет, договора заключаются с АО «Охинская ТЭЦ».

Предприятие МКП «ЖКХ» осуществляет производство, передачу и реализацию тепловой энергии потребителям от четырех муниципальных котельных: Модульной котельной в селе Восточное, модульной котельной КЕДР-5 в селе Москальво, модульной котельной КЕДР-4 в селе Тунгур, блочно-модульной котельной № 32 в селе Некрасовка.

19.1 Риски возникновения аварий, масштабы и последствия

Наиболее вероятными причинами возникновения аварийных ситуаций в работе системы теплоснабжения \ могут послужить:

- неблагоприятные погодно-климатические явления (ураганы, смерчи, бури, сильные ветры, сильные морозы, снегопады и метели, обледенение и гололед);
- человеческий фактор (неправильные действия персонала);
- прекращение подачи электрической энергии, холодной воды, топлива на источник тепловой энергии;
- внеплановая остановка (выход из строя) оборудования на объектах системы теплоснабжения.

Основные причины возникновения аварии, описания аварийных ситуаций, возможные масштабы аварии их последствия и уровень реагирования приведены в таблице 77.

Таблица 77 -Риски возникновения аварий

Причина возникновения аварии	Описание аварийной ситуации	Возможные масштабы аварии и последствия	Уровень реагирования
Прекращение подачи электроэнергии на источник тепловой энергии.	Остановка работы источника тепловой энергии	Прекращение циркуляции в системе теплоснабжения всех потребителей населенного пункта, понижение температуры в зданиях. возможное размораживание наружных тепловых сетей и внутренних отопительных систем	Местный

Причина возникновения аварии	Описание аварийной ситуации	Возможные масштабы аварии и последствия	Уровень реагирования
Прекращение подачи холодной воды на источник-тепловой энергии	Ограничение работы источника тепловой энергии	Ограничение циркуляции теплоносителя в системе теплоснабжения всех потребителей населенного пункта, понижение температуры воздуха в зданиях	Местный
Прекращение подачи топлива	Остановка нагрева воды на источнике тепловой энергии	Прекращение подачи нагретой воды в систему теплоснабжения всех потребителей населенного пункта, понижение температуры воздуха в зданиях	Местный (топливо-газ)
Выход из строя Сетевого (сетевых) насоса	Ограничение (остановка) работы источника тепловой энергии	Прекращение циркуляции в системе теплоснабжения всех потребителей населенного пункта, понижение температуры воздуха в зданиях, возможное размораживание наружных тепловых сетей и внутренних отопительных систем	Местный
Выход из строя котла (котлов)	Ограничение (остановка) работы источника тепловой энергии	Ограничение (прекращение) подачи горячей воды в систему отопления всех потребителей населенного пункта, понижение температуры воздуха в зданиях	Объектовый
Предельный износ сетей, гидродинамические удары	Порыв на тепловых сетях	Прекращение циркуляции в части системы теплоснабжения, понижение температуры в зданиях, возможное размораживание наружных тепловых сетей и внутренних отопительных систем	Объектовый

19.2 Схема теплоснабжения объектов

Потребители, подключённые к тепловым сетям отопления двух и более источников тепла отсутствуют. Аварийное переключение нагрузки между источниками тепла не предусмотрено.

Необходимость составления плана ликвидации аварийных ситуаций с применением электронного моделирования отсутствует, так как все локальные системы теплоснабжения имеют лучевую без перемычек структуру тепловых сетей, а также отсутствует возможность переключения тепловой нагрузки на другие (смежные, технологически связанные) системы теплоснабжения.

В соответствии с п. 4.2 4.2 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003» потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494. Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

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

- жилые и общественные здания до 12 °C;
- промышленные здания до 8 °C.

Третья категория - остальные потребители.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 06.05.2011 N 354 «О предоставлении коммунальных услуг...», в жилых помещениях в нормативная температура воздуха должна составлять не ниже +18 °C. Допустимая продолжительность перерыва отопления:

- не более 24 часов (суммарно) в течение 1 месяца;
- не более 16 часов единовременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от +12 °C до нормативной температуры;
- не более 8 часов единовременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от +10 °C до +12 °C;
- не более 4 часов единовременно – при температуре воздуха в жилых помещениях от +8 °C до +10 °C.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», на период ликвидации аварии не допускается снижение температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий второй категории ниже +12 °C, промышленных зданий ниже +8 °C. Сведения о допустимом снижении при расчетной температуре наружного воздуха приведено в таблице ниже.

Таблица 78 - Допустимое снижение теплоты при расчетной температуре наружного воздуха

Наименование показателя	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °C				
	минус 10	минус 20	минус 30	минус 40	минус 50
Допустимое снижение подачи теплоты, %, до	78	84	87	89	91
Примечание - Таблица соответствует температуре наружного воздуха наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 0,92.					

Для потребителей первой категории допускается предусматривать местные резервные источники теплоты (стационарные или передвижные) при отсутствии возможности резервирования от нескольких независимых источников тепла или тепловых сетей.

19.3 Расчеты допустимого времени устранения технологических нарушений

Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже плюс 12°C, в промышленных зданиях ниже +8°C, в соответствии со СП 124.13330.2012. «Тепловые сети. Актуализированная редакция. СНиП 41-02-2003». С учетом данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплопотребления (зданий) определяется время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения.

Таблица 79 - Допустимое время устранения технологических нарушений на объектах теплоснабжения

N п/п	Наименование технологического нарушения	Время на устранение	Ожидаемая температура в жилых помещениях при температуре наружного воздуха, С			
			0	-10	-20	более - 20
1.	Отключение отопления	2 часа	18	18	15	15
2.	Отключение отопления	4 часа	18	15	15	15
3.	Отключение	6 часов	15	15	15	10

	отопления					
4.	Отключение отопления	8 часов	15	15	10	10

Период времени снижения температуры при внезапном прекращении теплоснабжения до критического значения (плюс 12°C) рассчитывается по формуле:

$$z = \beta \times \ln \frac{t_e - t_h}{t_{e,a} - t_h},$$

где $t_{e,a}$ - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (плюс 12°C);

$t_e = 20^{\circ}C$ - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события;

$\beta = 40$ ч - коэффициент аккумуляции помещения (здания).

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха. Результаты расчета приведены в таблице 80.

Таблица 80 – Расчет времени снижения температуры до критического значения.

Температура воздуха, °C	Температура в отапливаемом помещении, °C	Критерий отказа теплоснабжения, °C	Коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч	Период времени снижения температуры z, час
-34, -32,1	20	12	40	6,5452
-32, -30,1	20	12	40	6,8250
-30, -28,1	20	12	40	7,1299
-28, -26,1	20	12	40	7,4634
-26, -24,1	20	12	40	7,8298
-24, -22,1	20	12	40	8,2341
-22, -20,1	20	12	40	8,6826
-20, -18,1	20	12	40	9,1830
-18, -16,1	20	12	40	9,7449
-16, -14,1	20	12	40	10,3804
-14, -12,1	20	12	40	11,1053
-12, -10,1	20	12	40	11,9397
-10, -8,1	20	12	40	12,9109
-8, -6,1	20	12	40	14,0559
-6, -4,1	20	12	40	15,4265
-4, -2,1	20	12	40	17,0978
-2, -0,1	20	12	40	19,1829
0-1,9	20	12	40	21,8617
2-3,9	20	12	40	25,4396
4-5,9	20	12	40	30,4856
6-7,9	20	12	40	38,2205
8-9,9	20	12	40	51,9713
Выше 10				

Сведения о допустимом времени устранения технологических нарушений на объектах водоснабжения и электроснабжения приведено в таблицах ниже.

Таблица 81 - Допустимое время устранения технологических нарушений на объектах водоснабжения:

N п/п	Наименование технологического нарушения	Диаметр труб, мм	Время устранения, ч, при глубине заложения труб, м	
			до 2	более 2
1	Отключение водоснабжения	до 400	8	12

Таблица 82- Допустимое время устранения технологических нарушений на объектах электроснабжения:

N п/п	Наименование технологического нарушения	Время устранения
1.	Отключение электроснабжения	2 часа

19.4 Расчет потерь теплоносителя на участке тепловой сети при возникновении аварийной ситуации

Потери теплоносителя при возникновении аварийной ситуации включают расчетные технологические потери (затраты) сетевой воды на заполнение попавших под отключение участков сети и системы отопления отключаемых потребителей.

Объемы воды во всех попавших под отключение участков сети (подающем и обратном трубопроводе) вычисляются по формуле:

$$V_i = L_i \cdot D_i^2 \cdot \frac{\pi}{4}, \text{ м}^3$$

где, L_i - длина участка, м;

D_i - диаметр подающего (обратного) трубопровода, м.

Расчетные нагрузки на отопление, вентиляцию суммируются по каждому потребителю. Расчетные средние нагрузки на ГВС суммируются по каждому потребителю.

Объем внутренних систем теплопотребления рассчитывается исходя из следующей зависимости:

$$V_{cistm} = Q_{cistm} \cdot v, \text{ м}^3$$

где

Q_{cistm} - расчетная тепловая нагрузка системы теплопотребления, Гкал/ч;

v - удельный объем воды, принимаемый в зависимости от вида основного теплопотребляющего оборудования, (м³*ч)/Гкал.

19.5 Анализ переключения тепловых сетей при возникновении аварийных ситуаций

Потребители, подключённые к тепловым сетям отопления двух и более источников тепла отсутствуют. Аварийное переключение нагрузки между источниками тепла не предусмотрено.

Задачи по ликвидации последствий аварийных ситуаций, решаемые с применением электронного моделирования, относятся к процессам эксплуатации системы теплоснабжения, диспетчерскому и технологическому управлению системой.

В эти задачи входят:

- моделирование изменений гидравлического режима при аварийных переключениях и отключении;
- формирование рекомендаций по локализации аварийных ситуаций и моделирование последствий выполнения этих рекомендаций;
- формирование перечней и сводок по отключаемым абонентам.

Для электронного моделирования ликвидации последствий аварийных ситуаций применяются:

- программное обеспечение, позволяющее создать математическую модель всех технологических объектов (паспортизовать), составляющих систему теплоснабжения, в их совокупности и взаимосвязи, и на основе этого описания решать весь спектр расчетно-аналитических задач, необходимых для многовариантного моделирования режимов работы всей системы теплоснабжения и ее отдельных элементов;
- средства создания и визуализации графического представления сетей теплоснабжения в привязке к плану территории, неразрывно связанные со средствами технологического описания объектов системы теплоснабжения и их связности;
- собственно данные, описывающие каждый в отдельности элементарный объект и всю совокупность объектов, составляющих систему теплоснабжения населенного пункта, - от источника тепла и вплоть до каждого потребителя, включая все трубопроводы и тепловые камеры, а также электронный план местности, к которому привязана модель системы теплоснабжения.

В рамках данной работы было выполнено:

- Графическое представление объектов системы теплоснабжения с привязкой к топографической основе и с полным топологическим описанием связности объектов. Графическое представление объектов выполнено с использованием ГИС «Zulu», с учетом привязки к топографической основе и схемы расположения инженерных коммуникаций, согласно предоставленных данных.

- Паспортизация объектов системы теплоснабжения. Паспортизация объектов системы теплоснабжения осуществлялась на основе предоставленных исходных и расчетных данных.

- Паспортизация и описание расчетных единиц территориального деления, включая административное. Разбивка объектов по территориальному делению происходит на основе данных утвержденного генерального плана и карте территориального планирования.

Разработанная модель схемы теплоснабжения позволяет локализовать на карте место возникновения аварии, а также определить количество потребителей, попадающих под отключение на время устранения аварии.

19.6 Организация управления ликвидацией аварий на теплопроизводящих объектах и тепловых сетях

Органами повседневного управления территориальной подсистемы являются:

- на муниципальном уровне – ответственный специалист муниципального образования;
- на объектовом уровне – оперативный персонал источников тепла.

Координацию работ по ликвидации аварии на муниципальном уровне осуществляет комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению

пожарной безопасности, на объектовом уровне – руководитель организации, осуществляющей эксплуатацию объекта.

19.7 Силы и средства для ликвидации аварий тепло-производящих объектов и тепловых сетей

В зависимости от вида и масштаба аварии принимаются неотложные меры по проведению ремонтно-восстановительных и других работ, направленных на недопущение размораживания систем теплоснабжения и скорейшую подачу тепла в дома с центральным отоплением и социально значимые объекты.

Для ликвидации аварий создаются и используются

- резервы финансовых и материальных ресурсов муниципального образования,
- резервы финансовых материальных ресурсов организаций.

Объемы резервов финансовых ресурсов (резервных фондов) определяются ежегодно и утверждаются нормативным правовым актом и должны обеспечивать проведение аварийно-восстановительных работ в нормативные сроки.

Время готовности к работам по ликвидации аварии- 45 мин. При возникновении крупномасштабной аварии, срок ликвидации последствий более 12 часов.

19.8 Порядок действий по ликвидации аварий на теплопроизводящих объектах и тепловых сетях

Планирование и организация ремонтно-восстановительных работ на тепло-производящих объектах (далее — ТПО) и тепловых сетях (далее – ТС) осуществляется руководством организации, эксплуатирующей ТПО (ТС).

Принятию решения на ликвидацию аварии предшествует оценка сложившейся обстановки, масштаба аварии и возможных последствий.

Работы проводятся на основании нормативных и распорядительных документов оформленяемых организатором работ.

К работам привлекаются аварийно-ремонтные бригады, специальная техника и оборудование организаций, в ведении которых находятся ТПО (ТС) в круглосуточном режиме, посменно.

О сложившейся обстановке население информируется администрацией муниципального образования, эксплуатирующей организацией через местную систему оповещения и информирования.

В случае необходимости привлечения дополнительных сил и средств к работам, руководитель работ докладывает Главе администрации муниципального образования, председателю комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности.

При угрозе возникновения чрезвычайной ситуации в результате аварии (аварийном отключении коммунально-технических систем жизнеобеспечения населения в жилых домах на сутки и более, а также в условиях критически низких температур окружающего воздуха) работы координирует комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности.

Таблица 83 - Мероприятия при аварийном отключении коммунально-технических систем жизнеобеспечения населения

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель
При возникновении аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения			
1.	При поступлении информации (сигнала) об аварии на коммунально-технических системах жизнеобеспечения населения:	Немедленно	Руководители объектов электро-водо – газо-, теплоснабжения

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель
	определение объема последствий аварийной ситуации (количество жилых домов, котельных, водозаборов, учреждений социальных объектов); принятие мер по бесперебойному обеспечению теплом и электроэнергией объектов жизнеобеспечения населения муниципального образования; организация электроснабжения объектов жизнеобеспечения населения по обводным каналам; организация работ по восстановлению линий электропередач и систем жизнеобеспечения при авариях на них; принятие мер для обеспечения электроэнергией учреждений здравоохранения, общеобразовательных учреждений		
2.	Проверка работоспособности автономных источников питания и поддержание их в постоянной готовности, отправка автономных источников питания для обеспечения электроэнергией котельных, насосных станций, учреждений здравоохранения, общеобразовательных учреждений, подключение дополнительных источников энергоснабжения (освещения) для работы в темное время суток; обеспечение бесперебойной подачи тепла в жилые кварталы.	Ч+ (0ч.30 мин.-01.ч.00 мин)	Аварийно-восстановительные формирования
3.	При поступлении сигнала об аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения: доведение информации до заместителя главы администрации по ЖКХ и руководителя рабочей группы (его зама) оповещение и сбор рабочей и оперативной группы	Немедленно Ч+1ч. 30мин.	Оперативный дежурный ЕДДС
4.	Проведение расчетов по устойчивости функционирования систем отопления в условиях критически низких температур при отсутствии энергоснабжения и выдача рекомендаций в администрации района.	Ч+ 2ч.00мин.	Рабочая и Оперативная группа
5.	Организация работы оперативной группы	Ч+2ч.30 мин.	Руководитель оперативной группы

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель
6.	Выезд оперативной группы МО в район населенного пункта, в котором произошла авария. Проведение анализа обстановки, определение возможных последствий аварии и необходимых сил и средств для ее ликвидации. Определение котельных, учреждений здравоохранения, общеобразовательных учреждений, попадающих в зону возможной аварийной ситуации.	Ч+(2ч.00мин -3 час. 00мин).	– Руководитель рабочей группы
7.	Организация несения круглосуточного дежурства руководящего состава администрации муниципального образования	Ч+3ч.00мин.	Оперативная группа
8.	Организация и проведение работ по ликвидации аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения.	Ч+3ч.00 мин.	Руководитель Оперативной группы
9.	Оповещение населения об аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения (при необходимости)	Ч+3ч.00 мин.	Оперативный дежурный ЕДДС, группа оповещения
10.	Принятие дополнительных мер по обеспечению устойчивого функционирования объектов экономики, жизнеобеспечения населения.	Ч+3ч.00мин.	Руководитель, рабочей и оперативной группы
11.	Организация сбора и обобщения информации: о ходе развития аварии и проведения работ по ее ликвидации; о состоянии безопасности объектов жизнеобеспечения; о состоянии отопительных котельных, тепловых пунктов, систем энергоснабжения, о наличии резервного топлива.	Через каждые 1 час (в течении первых суток) 2 часа (в последующие сутки).	оперативный дежурный ЕДДС и оперативная группа
12	Организация контроля за устойчивой работой объектов и систем жизнеобеспечения населения.	В ходе ликвидации аварии.	Руководитель Оперативной группы
13	Проведение мероприятий по обеспечению общественного порядка и обеспечение беспрепятственного проезда спецтехники в районе аварии.	Ч+3 ч 00 мин.	Отдел полиции
14	– Доведение информации до рабочей группы о ходе работ по ликвидации аварии и	Ч + 3ч.00 мин.	Руководитель Оперативной группы

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Исполнитель
	необходимости привлечения дополнительных сил и средств.		
15	Привлечение дополнительных сил и средств, необходимых для ликвидации аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения.	По решению рабочей группы	
По истечении 24 часов после возникновения аварии на коммунальных системах жизнеобеспечения (переход аварии в режим чрезвычайной ситуации)			
19	Принятие решения и подготовка распоряжения Руководителя Оперативной группы о переводе муниципального звена территориальной подсистемы РСЧС в режим ЧРЕЗВЫЧАЙНОЙ СИТУАЦИИ	Ч + 24 час 00 мин	Руководитель Оперативной группы
20	Усиление группировки сил и средств, необходимых для ликвидации ЧС. Приведение в готовность нештатных аварийно-спасательных формирований (НАСФ). Определение количества сил и средств, направляемых в муниципальное образование для оказания помощи в ликвидации ЧС	По решению руководителя оперативной группы	Администрация муниципального образования
21	Проведение мониторинга аварийной обстановки в населенных пунктах, где произошла ЧС. Сбор, анализ, обобщение и передача информации в заинтересованные ведомства о результатах мониторинга	Через каждые 2 часа	Оперативная группа
22	Подготовка проекта распоряжения о переводе муниципального звена территориальной подсистемы РСЧС в режим ПОВСЕДНЕВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	При обеспечении устойчивого функционирования объектов жизнеобеспечения населения	Секретарь оперативной группы
23	Доведение распоряжения руководителя оперативной группы о переводе звена ОТП РСЧС в режим ПОВСЕДНЕВНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ	По завершении работ по ликвидации ЧС	Оперативный штаб комиссии по ликвидации ЧС и ОПБ
24	Анализ и оценка эффективности проведенного комплекса мероприятий и действий служб, привлекаемых для ликвидации ЧС	В течение месяца после ликвидации ЧС	Руководитель Оперативной группы

19.9 Взаимодействие между органами и организациями при ликвидации аварий, инцидентов

О сложившейся аварийной ситуации население информируется администрацией муниципального образования, эксплуатирующей организацией через местную систему оповещения и информирования.

В случае необходимости привлечения дополнительных сил и средств к работам, руководитель работ докладывает Главе администрации муниципального образования, Руководителю оперативной группы по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности.

При угрозе возникновения чрезвычайной ситуации в результате аварии (аварийном отключении коммунально-технических систем жизнеобеспечения населения в жилых домах на сутки и более, а также в условиях критически низких температур окружающего воздуха) работы координирует комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности.

19.10 Порядок организации мониторинга состояния системы теплоснабжения

Мониторинг состояния системы теплоснабжения должен предусматривать.

- проведение ежедневного анализа состояния работы объектов теплоснабжения;
- оперативное решение вопросов по принятию неотложных мер в целях обеспечения работы объектов теплоснабжения, обеспечивающих жизнедеятельность населения и работу социально значимых объектов, в нормальном (штатном) режиме.

- установление взаимодействия органов повседневного управления - органов местного самоуправления, теплоснабжающих и теплосетевых организаций при осуществлении сбора и обмена информацией по вопросам устойчивого и надежного теплоснабжения жилищного фонда, объектов жилищно-коммунального хозяйства и социально значимых объектов; оперативного контроля за принятием мер, необходимых для обеспечения работы объектов теплоснабжения, обеспечивающих жизнедеятельность населения и работу социально значимых объектов, в нормальном (штатном) режиме.

Функционирование системы мониторинга осуществляется на муниципальном и объектовом уровнях. На муниципальном уровне координацию деятельности системы мониторинга осуществляет Администрация муниципального округа. На объектовом уровне - осуществляют теплоснабжающие организации.

На объектовом уровне собирается следующая информация:

1. Реестр учета аварийных ситуаций, технологических отказов, возникающих на объектах теплоснабжения, с указанием наименования объекта, адреса объекта, причин, приведших к возникновению аварийной ситуации, мер, принятых по ликвидации аварийной ситуации, технологических отказов, а также при отключении потребителей от теплоснабжения - период отключения и перечень отключенных потребителей;

2. Данные о проведенных ремонтных (в т.ч. капитальных) работах на объектах теплоснабжения, исполнительная документация по проведенным ремонтным работам;

3. Данные о вводе в эксплуатацию законченного строительства, расширения, реконструкции, технического перевооружения объектов теплоснабжения.

На муниципальном уровне собирается следующая информация:

1. Реестр учета аварийных ситуаций, технологических отказов, возникающих на объектах теплоснабжения, с указанием наименования объекта, адреса объекта, причин, приведших к возникновению аварийной ситуации, мер, принятых по ликвидации аварийной ситуации, технологических отказов, а также при отключении потребителей от теплоснабжения - период отключения и перечень отключенных потребителей;

2. Данные о проведенных капитальных ремонтных работах на объектах теплоснабжения, исполнительная документация по проведенным капитальным ремонтным работам;

3. Данные о вводе в эксплуатацию законченного строительства, расширения, реконструкции, технического перевооружения объектов теплоснабжения.

Результаты анализа данных мониторинга являются основанием для принятия решений о ремонте, модернизации, реконструкции или выводе из эксплуатации объектов теплоснабжения.