



**АДМИНИСТРАЦИЯ
городского округа Анадырь**

ПОСТАНОВЛЕНИЕ

от 01 апреля 2022 г.

№ 152

Об актуализации схемы
теплоснабжения городского округа
Анадырь на 2022 год

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении», Федеральным законом от 6 октября 2003 г. № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации», Постановлением Правительства Российской Федерации от 22 февраля 2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», Уставом городского округа Анадырь,

ПОСТАНОВЛЯЮ:

1. Актуализировать прилагаемую схему теплоснабжения городского округа Анадырь на 2022 год, утвержденную Постановлением Администрации городского округа Анадырь от 18 мая 2017 г. № 282 «Об утверждении схемы теплоснабжения городского округа Анадырь на период до 2030 года».

2. Актуализированную схему теплоснабжения городского округа Анадырь в течение 15-ти календарных дней с даты утверждения разместить на официальном информационно-правовом ресурсе городского округа Анадырь www.novomariinsk.ru.

3. Опубликовать настоящее постановление в газете «Крайний Север» без приложения.

4. Настоящее постановление вступает в силу с даты официального опубликования и распространяет свое действие на правоотношения, возникшие с 1 апреля 2022 г.

5. Контроль за исполнением настоящего постановления возложить на начальника Управления промышленности и сельскохозяйственной политики Администрации городского округа Анадырь Шеметову А.А.

И.о. Главы Администрации



О.В. Коновалова

Приложение
к Постановлению Администрации
городского округа Анадырь
от _____ № _____

АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2022 ГОД

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МУНИЦИПАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОДСКОГО ОКРУГА АНАДЫРЬ**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

ГЛАВА 1

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

СОДЕРЖАНИЕ

1. Функциональная структура теплоснабжения.....	14
1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций.....	14
1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями.....	18
1.3. Зоны действия производственных котельных.....	18
1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения.....	18
2. Источники тепловой энергии.....	20
2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования источников тепловой энергии.....	20
2.2. Параметры установленной тепловой мощности источника тепловой энергии, в том числе теплофикационного оборудования и теплофикационной установки.....	38
2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности.....	38
2.4. Объем потребления тепловой энергии (мощности) на собственные и хозяйственные нужды теплоснабжающей организации в отношении источников тепловой энергии и параметры тепловой мощности «нетто».....	39
2.5. Сроки ввода в эксплуатацию теплофикационного оборудования, год последнего освидетельствования при допуске к эксплуатации после ремонтов, год продления ресурса и мероприятия по продлению ресурса.....	43
2.6. Схемы выдачи тепловой мощности, структура теплофикационных установок (если источник тепловой энергии - источник комбинированной выработки тепловой и электрической энергии).....	44
2.7. Способ регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии с обоснованием выбора графика изменения температур теплоносителя.....	45
2.8. Среднегодовая загрузка оборудования.....	46
2.9. Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети.....	48
2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии.....	49
2.11. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии.....	49
2.12. Конкурентный отбор мощности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.....	49
3. Тепловые сети, сооружения на них.....	50
3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до ЦТП или до ввода в жилой квартал или промышленный объект.....	50
3.2. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии.....	65
3.3. Параметры тепловых сетей, включая год начала эксплуатации, тип изоляции, тип компенсирующих устройств, тип прокладки, краткую характеристику грунтов в местах прокладки с выделением наименее надежных участков, определением их материальной характеристики и подключенной тепловой нагрузки.....	67
3.4. Информация о характеристиках грунтов в местах прокладки трубопровода, с выделением наименее надёжных участков отсутствует. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях.....	71
3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов теплопроводов, представляющих места с ответвлениями, секционными задвижками, дренажными устройствами, компенсаторами, неподвижными опорами и опусками труб.....	74

3.6. Описание графиков регулирования отпуска тепла в тепловые сети с анализом их обоснованности.....	74
3.7. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети и их соответствие утвержденным графикам регулирования отпуска тепла в тепловые сети.....	77
3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики.....	79
3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2009-2020 гг.....	80
3.10. Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2013-2020 гг.....	80
3.11. Описание процедур диагностики состояния тепловых сетей и планирования капитальных (текущих) ремонтов.....	80
3.12. Описание периодичности и соответствия техническим регламентам и иным обязательным требованиям процедур летних ремонтов с параметрами и методами испытаний (гидравлических, температурных, на тепловые потери) тепловых сетей.....	82
3.13. Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь) при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя.....	85
3.14. Оценка тепловых потерь в тепловых сетях за последние 3 года при отсутствии приборов учета тепловой энергии.....	86
3.15. Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации участков тепловой сети и результаты их исполнения.....	87
3.16. Описание типов присоединений теплопотребляющих установок потребителей к тепловым сетям с выделением наиболее распространенных, определяющих выбор и обоснование графика регулирования отпуска тепловой энергии потребителям.....	88
3.17. Сведения о наличии коммерческого приборного учета тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям, и анализ планов по установке приборов учета тепловой энергии и теплоносителя.....	89
3.18. Анализ работы диспетчерских служб теплоснабжающих (теплосетевых) организаций и используемых средств автоматизации, телемеханизации и связи.....	90
3.19. Уровень автоматизации и обслуживания центральных тепловых пунктов, насосных станций.....	91
3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления.....	92
3.21. Перечень выявленных бесхозных тепловых сетей и обоснование выбора организации, уполномоченной на их эксплуатацию.....	92
3.22. Данные энергетических характеристик тепловых сетей (при их наличии).....	93
4. Зоны действия источников тепловой энергии.....	94
5. Тепловые нагрузки потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	95
5.1. Описание значений спроса на тепловую мощность в расчетных элементах территориального деления, в том числе значений тепловых нагрузок потребителей тепловой энергии, групп потребителей тепловой энергии.....	95
5.2. Описание значений расчетных тепловых нагрузок на коллекторах источников тепловой энергии.....	97
5.3. Описание случаев и условий применения отопления жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии.....	98
5.4. Описание величины потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления за отопительный период и за год в целом.....	98

5.5. Описание существующих нормативов потребления тепловой энергии для населения на отопление и горячее водоснабжение.....	100
5.6. Описание сравнения величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия каждого источника тепловой энергии.....	106
6. Балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки	107
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	107
6.2. Описание резервов и дефицитов тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии, а в ценовых зонах теплоснабжения - по каждой системе теплоснабжения	109
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	109
6.4. Описание причины возникновения дефицитов тепловой мощности и последствий влияния дефицитов на качество теплоснабжения.....	111
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	111
7. Балансы теплоносителя	112
7.1. Описание утвержденных 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	112
7.2. Описание утвержденных балансов производительности водоподготовительных установок теплоносителя для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах систем теплоснабжения.....	114
8. Топливные балансы источников тепловой энергии и система обеспечения топливом	116
8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива	116
8.2. Описание видов резервного и аварийного топлива и возможности их обеспечения в соответствии с нормативными требованиями.....	117
8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки	118
8.4. Описание использования местных видов топлива, анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха	119
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	119
8.6. Описание преобладающего в поселении, городском округе вида топлива, определяемого по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	119
8.7. Описание приоритетного направления развития топливного баланса поселения, городского округа.....	120
9. Надежность теплоснабжения	121

9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей.....	125
9.2. Частота отключений потребителей.....	126
9.3. Поток (частота) и время восстановления теплоснабжения потребителей после отключений	127
9.4. Графические материалы (карты-схемы тепловых сетей и зон ненормативной надежности и безопасности теплоснабжения)	128
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 октября 2015 г. N 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»	128
9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в п. 9.5.....	129
10. Техничко-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций	130
11. Цены (тарифы) в сфере теплоснабжения.....	131
11.1. Утвержденные тарифы на тепловую энергию	131
11.2. Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения	134
11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности	134
11.4. Плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности, в том числе для социально значимых категорий потребителей	134
11.5. Описание динамики предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения с учетом последних 3 лет.....	135
11.6. Описание средневзвешенного уровня сложившихся за последние 3 года цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую единой теплоснабжающей организацией потребителям в ценовых зонах теплоснабжения	135
12. Описание существующих технических и технологических проблем в системах теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения	136
12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения	136
12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения.....	137
12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения	137
12.4. Описание существующих проблем надежного и эффективного снабжения топливом действующих систем теплоснабжения	137
12.5. Анализ предписаний надзорных органов об устранении нарушений, влияющих на безопасность и надежность системы теплоснабжения	138

ВВЕДЕНИЕ

Схема теплоснабжения разрабатывается в целях удовлетворения спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель, обеспечения надежного теплоснабжения наиболее экономичным способом при минимальном воздействии на окружающую среду, а так же экономического стимулирования развития систем теплоснабжения и внедрения энергосберегающих технологий.

Схема теплоснабжения разработана на основе следующих принципов:

- обеспечение безопасности и надежности теплоснабжения потребителей в соответствии с требованиями технических регламентов;
- обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных действующими законами;
- обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки тепловой и электрической энергии для организации теплоснабжения с учетом ее экономической обоснованности;
- соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и потребителей;
- минимизации затрат на теплоснабжение в расчете на каждого потребителя в долгосрочной перспективе;
- минимизации вредного воздействия на окружающую среду;
- обеспечение не дискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;
- согласованности схемы теплоснабжения с иными программами развития сетей инженерно-технического обеспечения, а также с программой газификации;
- обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала.

Техническая база для разработки схем теплоснабжения

- генеральный план поселения и района;
- эксплуатационная документация (расчетные температурные графики источников тепловой энергии, данные по присоединенным тепловым нагрузкам потребителей тепловой энергии, их видам и т.п.);

- конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации тепловых сетей, конфигурация;
- данные технологического и коммерческого учета потребления топлива, отпуска и потребления тепловой энергии, теплоносителя;
- документы по хозяйственной и финансовой деятельности (действующие нормативы, тарифы и их составляющие, договора на поставку топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) и на пользование тепловой энергией, водой, данные потребления ТЭР на собственные нужды, по потерям ТЭР и т.д.);
- статистическая отчетность организации о выработке и отпуске тепловой энергии и использовании ТЭР в натуральном и стоимостном выражении.

Термины и определения

- тепловая энергия - энергетический ресурс, при потреблении которого изменяются термодинамические параметры теплоносителей (температура, давление);
- зона действия системы теплоснабжения - территория поселения, городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения;
- источник тепловой энергии - устройство, предназначенное для производства тепловой энергии;
- зона действия источника тепловой энергии - территория поселения, городского округа 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 акту ввода в эксплуатацию оборудования, предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;
- располагаемая мощность источника тепловой энергии - величина, равная установленной мощности источника тепловой энергии за вычетом объемов мощности, не реализуемой по техническим причинам, в том числе по причине снижения тепловой мощности оборудования в результате эксплуатации на продленном техническом ресурсе (снижение параметров

пара перед турбиной, отсутствие рециркуляции в пиковых водогрейных котлоагрегатах и др.);

- мощность источника тепловой энергии нетто - величина, равная располагаемой мощности источника тепловой энергии за вычетом тепловой нагрузки на собственные и хозяйственные нужды;
- теплосетевые объекты - объекты, входящие в состав тепловой сети и обеспечивающие передачу тепловой энергии от источника тепловой энергии до теплopotребляющих установок потребителей тепловой энергии;
- теплopotребляющая установка - устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии;
- тепловая сеть - совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплopotребляющих установок;
- тепловая мощность (далее - мощность) - количество тепловой энергии, которое может быть произведено и (или) передано по тепловым сетям за единицу времени;
- тепловая нагрузка - количество тепловой энергии, которое может быть принято потребителем тепловой энергии за единицу времени;
- теплоснабжение - обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности;
- потребитель тепловой энергии (далее также - потребитель) - лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплopotребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления;
- инвестиционная программа организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, - программа финансирования мероприятий организации, осуществляющей регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, по строительству, капитальному ремонту, реконструкции и (или) модернизации источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей в целях развития, повышения надежности и энергетической эффективности системы теплоснабжения, подключения теплopotребляющих установок потребителей тепловой энергии к системе теплоснабжения;

- теплоснабжающая организация - организация, осуществляющая продажу потребителям и (или) теплоснабжающим организациям произведенных или приобретенных тепловой энергии (мощности), теплоносителя и владеющая на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в системе теплоснабжения, посредством которой осуществляется теплоснабжение потребителей тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей);
- передача тепловой энергии, теплоносителя - совокупность организационно и технологически связанных действий, обеспечивающих поддержание тепловых сетей в состоянии, соответствующем установленным техническими регламентами требованиям, прием, преобразование и доставку тепловой энергии, теплоносителя;
- коммерческий учет тепловой энергии, теплоносителя (далее также - коммерческий учет) - установление количества и качества тепловой энергии, теплоносителя, производимых, передаваемых или потребляемых за определенный период, с помощью приборов учета тепловой энергии, теплоносителя (далее - приборы учета) или расчетным путем в целях использования сторонами при расчетах в соответствии с договорами;
- система теплоснабжения - совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями;
- режим потребления тепловой энергии - процесс потребления тепловой энергии, теплоносителя с соблюдением потребителем тепловой энергии обязательных характеристик этого процесса в соответствии с нормативными правовыми актами, в том числе техническими регламентами, и условиями договора теплоснабжения;
- надежность теплоснабжения - характеристика состояния системы теплоснабжения, при котором обеспечиваются качество и безопасность теплоснабжения;
- регулируемый вид деятельности в сфере теплоснабжения - вид деятельности в сфере теплоснабжения, при осуществлении которого расчеты за товары, услуги в сфере теплоснабжения осуществляются по ценам (тарифам), подлежащим в соответствии с настоящим Федеральным законом государственному регулированию, а именно:

а) реализация тепловой энергии (мощности), теплоносителя, за исключением установленных настоящим Федеральным законом случаев, при которых допускается установление цены реализации по соглашению сторон договора;

б) оказание услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя;

в) оказание услуг по поддержанию резервной тепловой мощности, за исключением установленных настоящим Федеральным законом случаев, при которых допускается установление цены услуг по соглашению сторон договора;

- орган регулирования тарифов в сфере теплоснабжения (далее также - орган регулирования) - уполномоченный Правительством Российской Федерации федеральный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения (далее - федеральный орган исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения), уполномоченный орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) (далее - орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования цен (тарифов) либо орган местного самоуправления поселения или городского округа в случае наделения соответствующими полномочиями законом субъекта Российской Федерации, осуществляющие регулирование цен (тарифов) в сфере теплоснабжения;
- схема теплоснабжения - документ, содержащий предпроектные материалы по обоснованию эффективного и безопасного функционирования системы теплоснабжения, ее развития с учетом правового регулирования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- 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;
- топливно-энергетический баланс - документ, содержащий взаимосвязанные показатели количественного соответствия поставок энергетических ресурсов на территорию субъекта Российской Федерации или муниципального образования и их потребления, устанавливающий распределение энергетических ресурсов между системами теплоснабжения, потребителями, группами потребителей и позволяющий определить эффективность использования энергетических ресурсов;

- тарифы в сфере теплоснабжения - система ценовых ставок, по которым осуществляются расчеты за тепловую энергию (мощность), теплоноситель и за услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя;
- точка учета тепловой энергии, теплоносителя (далее также - точка учета) - место в системе теплоснабжения, в котором с помощью приборов учета или расчетным путем устанавливаются количество и качество производимых, передаваемых или потребляемых тепловой энергии, теплоносителя для целей коммерческого учета;
- комбинированная выработка электрической и тепловой энергии - режим работы теплоэлектростанций, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии;
- 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;
- бездоговорное потребление тепловой энергии - потребление тепловой энергии, теплоносителя без заключения в установленном порядке договора теплоснабжения, либо потребление тепловой энергии, теплоносителя с использованием теплопотребляющих установок, подключенных к системе теплоснабжения с нарушением установленного порядка подключения, либо потребление тепловой энергии, теплоносителя после введения ограничения подачи тепловой энергии в объеме, превышающем допустимый объем потребления, либо потребление тепловой энергии, теплоносителя после предъявления требования теплоснабжающей организации или теплосетевой организации о введении ограничения подачи тепловой энергии или прекращении потребления тепловой энергии, если введение такого ограничения или такое прекращение должно быть осуществлено потребителем;

- 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;
- плата за подключение к системе теплоснабжения - плата, которую вносят лица, осуществляющие строительство здания, строения, сооружения, подключаемых 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 здания, строения, сооружения (далее также - плата за подключение);
- живучесть - способность источников тепловой энергии, тепловых сетей и системы теплоснабжения в целом сохранять свою работоспособность в аварийных ситуациях, а также после длительных (более пятидесяти четырех часов) остановок.
- элемент территориального деления - территория поселения, городского округа или ее часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;
- расчетный элемент территориального деления - территория поселения, городского округа или ее часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения.
- качество теплоснабжения - совокупность установленных нормативными правовыми актами Российской Федерации и (или) договором теплоснабжения характеристик теплоснабжения, в том числе термодинамических параметров теплоносителя.

1. ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ СТРУКТУРА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Здесь и в дальнейшем под базовой версией Схемы теплоснабжения принимается актуализированный проект Схемы теплоснабжения утвержденный Приказом Главы администрации муниципального образования городской округ Анадырь Чукотского автономного округа.

При актуализации схемы теплоснабжения муниципального образования городской округ Анадырь на 2021 год, за базовый принят 2020 год.

1.1. Описание зон деятельности (эксплуатационной ответственности) теплоснабжающих и теплосетевых организаций

В Муниципальном образовании городе Анадырь преобладает централизованное теплоснабжение, которое осуществляется от Анадырской теплоэлектроцентрали (далее - Анадырская ТЭЦ) и Анадырской газомоторной теплоэлектроцентрали (далее - Анадырская ГМТЭЦ) с суммарной установленной тепловой мощностью 213,14 Гкал/ч. Централизованная система теплоснабжения города сложилась, в основном, в 1973 - 1988 годы. Теплоснабжение города Анадырь и поселка Тавайваам осуществляется от обособленного предприятия «Чукотэнерго» Анадырская ТЭЦ с установленной тепловой мощностью 140 Гкал/ч и электрической мощностью 56 МВт, а также от Анадырская ГМТЭЦ с установленной тепловой мощностью 73,44 Гкал/час и электрической мощностью 28,65 МВт. Источники теплоснабжения г. Анадырь являются собственностью АО «Чукотэнерго» и эксплуатируются этой же организацией. Оба источника теплоснабжения города Анадырь работают на единую сеть. Вода на нужды ГВС отпускается потребителю по закрытой схеме теплоснабжения Муниципальным предприятием городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйство» (далее - МП ГКХ).

Обслуживанием тепловых сетей и центральных тепловых пунктов занимается МП ГКХ г. Анадырь на основании договора хозяйственного ведения, заключенного с администрацией г. Анадырь. Собственниками тепловых сетей и ЦТП являются Администрация г. Анадырь.

Зоны действия источников при существующем положении показаны на рис. 1.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Анадырь отсутствуют.

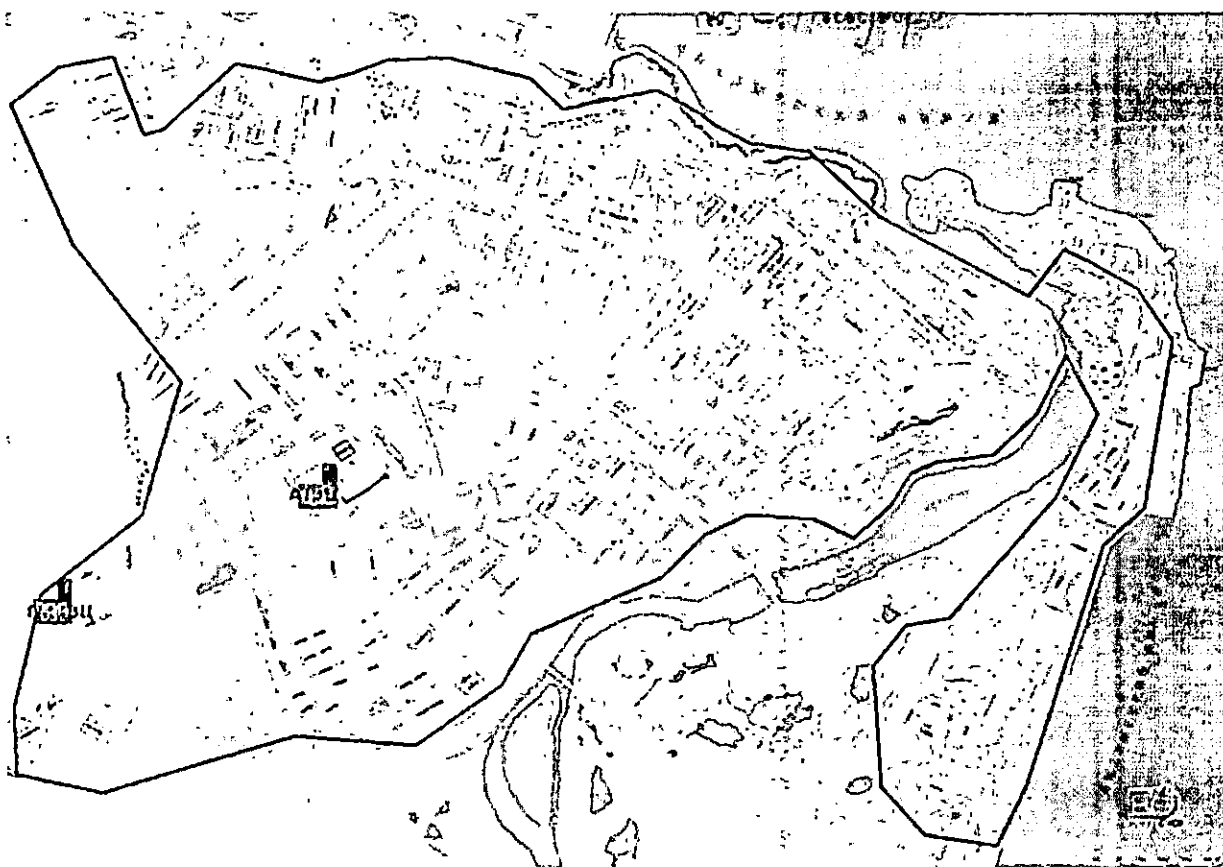


Рисунок 1. Зоны действия источников теплоснабжения

Основным производителем тепловой энергии в городе Анадырь является - обособленное предприятие АО «Чукотэнерго» Анадырская ТЭЦ (АТЭЦ) и

газомоторная ТЭЦ (ГМ ТЭЦ). Эти источники осуществляют производство тепловой энергии конечным потребителям в виде горячей воды.

Тепловая схема АТЭЦ с поперечными связями, с двумя очередями. На станции установлено 2 энергетических котла БКЗ-160-100 по 70 Гкал/ч и с суммарной тепловой установленной мощностью 140 Гкал/ч (162,82 МВт) и 2 турбоустановки ПТ-25-90/10М с суммарной установленной электрической мощностью 56 МВт. Пиковые нагрузки покрываются пиковыми бойлерами от промышленных отборов турбины РОУ 100/1 (производительностью 30т/ч) и БРОУ-100/10 (производительностью 110 т/ч).

Выработка тепловой энергии на ГМ ТЭЦ осуществляется 4 водогрейными котлами «УТ-Н-WT 14500x10BA1Ъ» суммарной тепловой мощностью 49,88 Гкал/ч (58 МВт), а также теплоутилизационными блоками газомоторных установок тепловой мощностью 3,68 Гкал/ч (4,28 МВт). Суммарная установленная тепловая мощность с учетом теплового оборудования составляет 73,44 Гкал/ч (85,41 МВт) и электрической мощностью 28,65 МВт.

Для осуществления своей производственной деятельности АТЭЦ использует ресурсы, получаемые от сторонних организаций: бурый уголь марки Б марки ЗБР от АО «Шахта угольная», дизельное топливо от ООО «РН-Находканефтепродукт» марки ДТ-А-К4, электрическую энергию вырабатываемую самой АТЭЦ и исходную воду, поставляемую с водозабора на реке Казачке от ВЗУ АО «Чукотэнерго». Водохранилище АТЭЦ обеспечивает город питьевой водой и расход подпиточной воды на подпитку теплосети.

Для осуществления своей производственной деятельности ГМ ТЭЦ используют ресурсы: природный газ от ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с Западно-Озерного месторождения, дизельное топливо от ООО «РН-Находканефтепродукт» марки ДТ-А-К4 (используется в качестве растопочного), электрическую энергию, вырабатываемую самой АТЭЦ и исходную воду, поставляемую с водозабора на реке Казачке от ВЗУ АО «Чукотэнерго».

Метод регулирования отпуска тепловой энергии в водяную тепловую сеть - централизованный, качественно-количественный. Схема теплоснабжения от АТЭЦ и ГМ ТЭЦ - зависимая, закрытая.

На АТЭЦ установлены две самостоятельные теплофикационные установки, подключенные параллельно, которые предназначены для подачи тепла в г. Анадырь и на собственные нужды станции. Каждая состоит из двух подогревателей типа ПСВ-500-3-23 и ПСВ-315-14-23, включенных последовательно. Одна установка - рабочая, другая - резервная. Пылеприготовительная установка состоит из двух индивидуальных, замкнутых систем пылеприготовления с промежуточным бункером пыли. Каждая

система пылеприготовления включает в себя шаровую барабанную мельницу типа ШБМ 287/410, мельничный вентилятор типа ВМ-17, дымосос рециркуляции инертных газов типа ДН-11,2, скребковый питатель сырого угля типа ПС-1100/5000, центробежный сепаратор пыли типа СПЦВ-3300/1000, пылевой циклон типа ЦН-2-2360. Вода для подпитки котлов насосами сырой воды котлов подается через подогреватель сырой воды котлов на иредочистку и осветлитель, где подвергается коагуляции. Вода, осветленная из иредочистки подается для умягчения на Н-катионовые фильтры и далее в декарбонизатор (работа насоса коагулированной воды НКВ на иредочистке). Насосами декарбонизированной воды подается для обессоливания на ОН-анионитовые фильтры и далее в баки запаса химобессоленной воды БЗХВ

1-3. Насосами типа К 90/55 и типа К 20/30 химобессоленная вода подается в ДСА 2 на подпитку котлов.

АТЭЦ работает в режиме выработки электрической и тепловой нагрузки. С целью поддержания напряжения Анадырского энергоузла работают 1 или 2 турбоагрегата.

Летом АТЭЦ находится в резерве. В работе находится ГМ ТЭЦ.

В отопительный сезон, вырабатываемая электрическая нагрузка зависит от температуры наружного воздуха. Подпитка тепловых сетей города производится ГМ ТЭЦ.

Теплоноситель в системах отопления и горячего водоснабжения -горячая вода отпускается в сеть по температурному графику 135/75 °С. Потребителем тепловой энергии и теплоносителя является муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйство».

МП «Городское коммунальное хозяйство» (далее МП ГКХ) осуществляет передачу тепловой энергии в зоне г Анадырь и поселка Тавайваам.

Для осуществления своей производственной деятельности в сфере теплоснабжения АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ использует ресурсы, получаемые от сторонних источников: исходная вода - ООО «АКСУ», электрическую и тепловую энергию от ОП АО «Чукотэнерго» Анадырская ТЭЦ и ГМ ТЭЦ.

Общая протяженность тепловых сетей МП ГКХ составляет 78,14 км в двухтрубном исчислении, из них: тепловые сети первого контура - 7,32 км, второго контура - 40,53 км, сети ГВС - 30,29 км. Сети теплоснабжения проложены преимущественно в надземном исполнении,

Теплоснабжение в городе Анадырь осуществляется по трубопроводам 1 -го контура перегретым теплоносителем с температурой 135-75⁰С от двух источников

теплоснабжения, Анадырской ТЭЦ и Газомоторной ТЭЦ, по гидравлически независимой схеме до 10 центральных тепловых пунктов (ЦТП № 1-9, 11). На ЦТП установлены водоводяные пластинчатые подогреватели в которых снижаются параметры теплоносителя (2-й контур) до температуры 95-70⁰С, а от теплоносителя 2-го контура (от ЦТП № 7) по независимой схеме на ЦТП № 10 снижается теплоноситель (3-й контур) с параметрами 85-65⁰С. Схема теплоснабжения города - закрытая. Тепловые сети первого контура закольцованы между источниками тепловой энергии от ГМ ТЭЦ по верхней нитке (Б) к УТ-10, далее к УТ-3 и по нижней ветке (А) к УТ-14, далее к УТ-1, к УТ-2 и к УТ-3 (кольцо), а от УТ-3 распределяются к ЦТП № 4, 11, к УТ-4 от которого разветвление идет на две ветки: одна к ЦТП № 2, 3, 6, а вторая к ЦТП № 1. Трубопроводы первого и второго контуров проложены на земно по железобетонным опорам и под ростверками зданий МКД с тепловой изоляцией, покровным слоем из оцинкованного металла, а также частично в железобетонных каналах с тепловой изоляцией и покровным слоем из рулонных материалов. От каждого ЦТП проложены трубопроводы тепловых сетей до всех потребителей: многоквартирные дома (МКД), административные здания, больничный комплекс зданий, учебные заведения, магазины, склады, гаражи и другие здания.

1.2. Описание структуры договорных отношений между теплоснабжающими и теплосетевыми организациями

Поставку (транспортировку) тепловой энергии от котельной до потребителей обеспечивает АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ.

Потребители, подключенные к тепловым сетям котельной, заключают договор на покупку тепловой энергии с АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ.

1.3. Зоны действия производственных котельных

В городе Анадырь есть ряд производственных котельных, работающих только на выработку тепла для производственных целей, однако, они не являются предметом рассмотрения в рамках схемы теплоснабжения и сведения по ним являются конфиденциальной частной информацией.

1.4. Зоны действия индивидуального теплоснабжения

Индивидуальные жилые дома расположены практически по всей территории муниципального образования городской округ Анадырь. Такие здания, как правило,

одно-, двухэтажные, в большей части – деревянные, и не присоединены к системе централизованного теплоснабжения. Теплоснабжение жителей осуществляется либо от индивидуальных котлов, либо используется печное отопление.

Индивидуальная малоэтажная жилая застройка обеспечивается отоплением и горячим водоснабжением от индивидуальных водонагревателей.

Твердое топливо (уголь, дрова) остается основным топливом для индивидуальных источников тепла.

Поскольку данные об установленной тепловой мощности этих теплоисточников отсутствуют, не представляется возможным оценить резервы этого вида оборудования.

2. ИСТОЧНИКИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

2.1. Структура и технические характеристики основного оборудования источников тепловой энергии

Список источников централизованного теплоснабжения муниципального образования городского округа Анадырь представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Список источников теплоснабжения муниципального образования городской округ Анадырь

Источник	Адрес	Год ввода	Режим работы	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч
Анадырская ТЭЦ	689000 Чукотский автономный округ г. Анадырь, ул. Рультытегина, 35-А	1986	сезонный	140	63,98
Газомоторная ТЭЦ	689000 Чукотский автономный округ г. Анадырь, ул. Рультытегина, 37-А	2005	сезонный	73,44	

В состав тепло-электрогенерационного комплекса (ТЭЦ) входят: 1. Котельный цех; 2. Турбинный цех; 3. Электрический цех; 4. Химический цех; 5. Багерная; 6. Золоотвал; 7. Предочистка; 8. Плотина; 9. Пусковая котельная; 10. Резервная дизельная электростанция; 11. Масломазутное хозяйство; 12. Цех топливоподачи; 13. ЦТП; 14. Гараж тракторный; 15. Цех ТВС и ПК.

Основным видом топлива, сжигаемым на АТЭЦ, является бурый уголь Анадырского месторождения марки ЗБР. рядовой (0-200) (поставщик «Шахта Угольная») с влажностью до 22,5%, зольностью до 20 % и калорийностью 4100 ккал/кг. Завоз угля осуществляется автомобильным транспортом в зимний период по ледовой переправе. Дизельное топливо используется для работы дизельгенераторов, для растопки котлов и для поддержания процесса горения в случаях срыва процесса подачи угольной пыли в топочную камеру.

Водоснабжение АТЭЦ осуществляется по одному трубопроводу Ду 300 от водохранилища на реке Казачка.

Электроснабжение ТЭЦ осуществляется от собственных мощностей и от резервных дизельных электрогенераторов. Дизельная электростанция с 4-мя дизелями типа 15Д100 мощностью 1,5 МВт весь год находится в резерве.

Регулирование отпуска тепловой энергии на АТЭЦ - качественно-количественное. Применяемый температурный график регулирования 135-75°C.

Газомоторная ТЭЦ

Площадка ГМ ТЭЦ расположена на западной окраине г. Анадырь, Чукотского АО на расстоянии 560 м от ближайшей жилой застройки города.

На площадке предусмотрены следующие здания и сооружения по генплану:

1 - главный корпус; 1-1 - труба; 1-2,3 - аккумуляторные баки; 1-4 - резервуар сбора аварийного пролива масла $V=20\text{м}^3$; 1-6 - площадка под радиаторы; склад резервного топлива в составе: 2-1,2 - резервуар стальной, вертикальный емкостью 700м^3 в количестве 2шт; 3 - насосная станция топлива; 4 - площадка слива; 5-1 - резервуар сбора аварийных проливов емкостью 10м^3 ; 5-2 - резервуар сбора аварийного сброса дизельного топлива емкостью 20м^3 ; 6 - газорегуляторный пункт; 7 - гараж-стоянка на 5 м/мест; 8 - контрольно-пропускной пункт; 10 - трансформаторная подстанция 6/35 кВ с распреедустройством 35 кВ; 11 - площадка для мусоросборников; 12 - площадка для парковки автотранспорта; 13 - подпорные стенки; 14 - ограждение.

Тепловая схема ТЭС построена по когенерационному циклу, обеспечивающему температурный график теплосети $150-70^\circ\text{C}$. Схема теплоснабжения принята закрытая двухтрубная. Обратная сетевая вода из теплосети с температурой 70°C и давлением $0,13\text{ МПа}$ поступает на первичный подогрев в теплообменники контура охлаждения энергетических модулей 3616 «Катерпиллар», где нагревается до 84°C . Далее сетевая вода догревается до 110°C в котлах-утилизаторах выхлопными газами двигателей. Для догрева сетевой воды до 150°C , тепловой схемой предусмотрены пиковые водогрейные котлы производства компании LOOS UNIMAT 8403 10 9000 типа UT-N 14500 x 10 bar ($150^\circ\text{C} / 110^\circ\text{C}$). Котлы- утилизаторы и водогрейные котлы включены по сетевой воде на единые коллекторы, на которых предусматриваются линии регулирования и байпасные линии для организации обеспечения суточного и годового графика теплоснабжения и организации ремонтов оборудования. Для подачи обратной сетевой воды на теплообменники и выдачи прямой сетевой воды в подающие тепломагистрали предусматривается установка двух групп сетевых насосов производства фирмы «Грундфос». Общий расход сетевой воды составляет - $900\text{ м}^3/\text{ч}$.

Регулирование температуры сетевой воды по температуре наружного воздуха осуществляется автоматикой котлов. Поступающая из химводоподготовки для подпитки теплосети вода направляется на подогреватели и далее в вакуумные деаэраторы. В качестве греющей среды для подогревателей и вакуумных деаэраторов принята прямая сетевая вода. Применение в схеме вакуумной деаэрации обусловлено ТУ на водоснабжение ТЭЦ от городского хозяйственно-питьевого водопровода. Деаэрированная вода собирается в баки-аккумуляторы, откуда насосами подается в теплосеть. Баки-аккумуляторы рассчитаны на 5-ти суточный запас подпиточной воды.

Химводоподготовка подпиточной воды в количестве 42 м³/ч разработана фирмой "Sigma" и включает в себя установку обезжелезивания (2 фильтра) и установку умягчения с Na-катионитными фильтрами (2 фильтра). Используется вода хозяйственного качества. После установки обезжелезивания перед подачей на Na-катионитные фильтры вода нагревается с 50С до 250С в пластинчатых теплообменниках. В связи с дефицитом воды хозяйственного качества, при промывке фильтров обезжелезивания (21 м³/ч или 7 м³ в течении 20 минут) и Na-катионитных фильтров (6,6 м³/ч), расход обрабатываемой воды уменьшается. Покрытие потребности в подпиточной воде осуществляется за счет 2-х аккумуляторных баков по 100м³. Предусмотрена рециркуляция и подогрев подпиточной воды в баках. Из баков вода подпиточными насосами подпитывает тепловую сеть. С помощью регулирующего клапана поддерживается давление в обратном трубопроводе равным 1,5 кгс/см².

Давление прямой сетевой воды на выходе из ТЭЦ равно 8,7 кгс/см². Предусмотрена аварийная подпитка тепловой сети технической водой. 7900 ккал/м³, аварийное -дизельное топливо, QPH=10180ккал/кг.

Система теплоснабжения - закрытая, через центральные тепловые пункты г. Анадырь.

В качестве основного технологического оборудования ТЭЦ, генерирующего электрическую мощность приняты:

- энергетический модуль с системой управления и утилизацией тепла, в составе газового двигателя «Caterpillar» G3616 и высоковольтного генератора 6,3 кВ электрической мощностью 3650 кВт - 6 шт. (комплект поставки на пусковой комплекс - 5 шт);
- энергетический модуль с системами управления и утилизацией тепла, в составе дизельного двигателя «Caterpillar» D3616 и высоковольтного генератора 6,3 кВ электрической мощностью 5200 кВт - 2 шт. (в качестве резервных в случаях перебоев газоснабжения и покрытия пиковых нагрузок).

Источник газоснабжения - внеплощадочный газопровод высокого давления P < 0,6 МПа, Ду200. Для обеспечения топливоснабжения газомоторной теплоэлектроцентрали резервным топливом, на случайаварии в системе газоснабжения, предусмотрено дизельное топливо арктическое А -0,2, первый сорт, с температурой застывания минус 55°С.

Структура основного оборудования Анадырской ТЭЦ и Анадырской ГМ ТЭЦ представлена в таблицах.

Таблица 2 – Структура основного оборудования Анадырской ТЭЦ

Котлоагрегаты					
ст. №	Тип	Мощность		Параметры пара	
		№ тепл.	О	Р	Т
		Гкал	т/ч	кг/см ²	°С
1	БКЗ-160-100	96	160	100	540
2	БКЗ-160-100	96	160	100	540
Турбоагрегаты					
ст. №	Тип	Мощность		Параметры пара	
		№ тепл.	№ эл.	О	Р
		Гкал	МВт	т/ч	кг/см ²
1	ПТ-25-90/10М	70	25	160	90
2	ПТ-25-90/10М	70	25	160	90

Таблица 3 – Структура основного оборудования Анадырской ГМ ТЭЦ

Оборудование							Экономайзер		Температура уходящих газов, °С (по режимным картам)	Средний КПД котлов
№ п/п	Тип котлов	Станционный номер	Производительность Гкал/ч - т/ч	Изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	Тип	Кол-во, шт.		
1.	LOSSUT-H14500*10 с газовой горелкой WEISHAUPWKGL-4/0-AZ	1	12,47	LOSS (Австрия)	2005	Основное топливо - природный газ. Резервное топливо - дизельное	Отсутствует		88	96,58
2.	LOSSUT-H14500*10 с газовой горелкой WEISHAUPWKGL-4/0-AZ	2	12,47		2005					
3.	LOSSUT-H14500*10 с газовой горелкой WEISHAUPWKGL-4/0-AZ	3	12,47		2005					
4.	LOSSUT-H 14500*10 с газовой горелкой WEISHAUPWKGL-4/0-AZ	4	12,47		2005					
5.	Котел-утилизатор газового двигателя coolingbundle 2550 kW-P	1	3,096	Caterpillar	2005	Уходящие дымовые газы	Отсутствуют		н/д	н/д
6.	Котел-утилизатор газового двигателя coolingbundle 2550 kW-P	2	3,096	Caterpillar	2005	Уходящие дымовые газы			н/д	н/д

№ п/п	Оборудование						Экономайзер		Температура уходящих газов, °С (по режимным картам)	Средний КПД котлов
	Тип котлов	Станционный номер	Производительность Гкал/ч - т/ч	Изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива	Тип	Кол-во, шт.		
						газы				
7.	Котел-утилизатор газового двигателя coolingbundle 2550 kW-P	3	3,096	Caterpillar	2005	Уходящие дымовые газы			н/д	н/д
8.	Котел-утилизатор газового двигателя coolingbundle 2550 kW-P	4	3,096	Caterpillar	2005	Уходящие дымовые газы			н/д	н/д
9.	Котел-утилизатор газового двигателя coolingbundle 2550 kW-P	5	3,096	Caterpillar	2005	Уходящие дымовые газы			н/д	н/д
10.	Котел-утилизатор дизельного двигателя coolingbundle 2550 kW-P	7	3,44	Caterpillar	2005	Уходящие дымовые газы			н/д	н/д
11.	Котел-утилизатор дизельного двигателя coolingbundle 2550 kW-P	8	3,44	Caterpillar	2005	Уходящие дымовые газы			н/д	н/д

Таблица 4 – Электрогенерирующее оборудование

№ п/п	Электрогенерирующее оборудование				Номинальная электрическая мощность при cos(φ) 0,8, кВт	Расход природного газа/дизельного топлива при 100% нагрузке, м³/час / г/кВт-час	Габариты Д x Ш x В, м	Вес сухого агрегата, кг
	Энергетический модуль	Завод изготовитель	Год ввода в эксплуатацию	Вид топлива				
1.	G3616	«Caterpillar»	2005	Природный газ	3650	1000/0	10,3x2,2x4,2	68000
2	G3616	«Caterpillar»	2005	Природный газ	3650	1000/0	10,3x2,2x4,2	68000
3	G3616	«Caterpillar»	2005	Природный газ	3650	1000/0	10,3x2,2x4,2	68000
4	G3616	«Caterpillar»	2005	Природный газ	3650	1000/0	10,3x2,2x4,2	68000
5	G3616	«Caterpillar»	2005	Природный газ	3650	1000/0	10,3x2,2x4,2	68000
7	D3616	«Caterpillar»	2005	Дизельное топливо	5200	0/189	10,3x2,5x4,2	68000
8	D3616	«Caterpillar»	2005	Дизельное топливо	5200	0/189	10,3x2,5x4,2	68000

Вспомогательное оборудование

Для ведения технологического режима выработки тепловой энергии на источниках применяются вспомогательное оборудование.

Теплообменное оборудование

Сведения об установленном теплообменном оборудовании на источниках по АО «Чукотэнерго» представлены в таблицах ниже.

Таблица 5 – Теплообменное оборудование Анадырской ТЭЦ

Диспетчерское наименование, цех (подразделение)	Тип, марка, модель, заводской номер, дата изготовления, производитель (изготовитель)	Год ввода в эксплуатацию
Подогреватель сетевой воды ОБ - 1	ПСВ-500-3-23, №4163; 1985г. Саратовский завод энергетического машиностроения	1986
Подогреватель сетевой воды ОБ - 2	ПСВ-500-3-23, №6733; 1985г. Саратовский завод энергетического машиностроения	1987
Подогреватель сетевой воды ПБ - 2	ПСВ-315-14-23, №4560; 1993г. Саратовский завод энергетического машиностроения	1995
Подогреватель сетевой воды ПБ - 1	ПСВ-315-14-23, №9684; 1989г. Саратовский завод энергетического машиностроения	1990
Подогреватель высокого давления 1ПВД - 4	ПВ-70	1986
Подогреватель высокого давления 1ПВД - 5	ПВ-70	1986
Подогреватель высокого давления 2ПВД - 4	ПВ-70	1987
Подогреватель высокого давления 2ПВД - 5	ПВ-70	1987
Подогреватель низкого давления	ПН-40,	1986
Подогреватель низкого давления	ПВ-39, №53, 1984г ПО «КТЗ» г. Калуга	1986
Подогреватель низкого давления	ПВ-85, №53, 1984 ПО «КТЗ» г. Калуга	1986
Подогреватель низкого давления	ПН-40	1987
Подогреватель низкого давления	ПВ-39, №59, 1987г ПО «КТЗ» г. Калуга	1980
Подогреватель низкого давления	ПВ-85, №59, 1987г ПО «КТЗ» г. Калуга	1978

Таблица 6 – Теплообменное оборудование, установленное в главном корпусе

ГМ ТЭЦ

№ п/п	Наименование теплообменного оборудования	Марка теплообменного оборудования	Изготовитель	Площадь теплообмена, м ²	Количество, шт	Год установки
1	Теплообменник газового двигателя	M15-BPM8	Alfa-Laval	225	5	2005
2	Теплообменник газового двигателя	M15-BPM8	Alfa-Laval	143	5	2005
3	Теплообменник дизельного двигателя	M10-BFM	Alfa-Laval	90	2	2005

№ п/п	Наименование теплообменного оборудования	Марка теплообменного оборудования	Изготовитель	Площадь теплообмена, м ²	Количество, шт	Год установки
4	Теплообменник нагрева исходной воды	МЮ-BFG	Alfa-Laval	90	7	2005
5	Теплообменник нагрева очищенной воды	M10-BFG	Alfa-Laval	90	2	2005
6	Теплообменник горячего водоснабжения	M3-FG	Alfa-Laval	1	2	2005

Дымовые трубы

Отвод дымовых газов осуществляется от каждого котла в общую дымовую трубу, расположенную за пределами здания ТЭЦ. Данные о дымовых трубах приведены в таблицах ниже.

Таблица 7 – Данные о дымовой трубе Анадырской ТЭЦ

1.1	Назначение объекта	Отвод дымовых газов от котлоагрегатов Е-160-100 и их выброс в атмосферу на высоту 80,0 м
1.2	Год постройки	1986 г.
2 Характеристика ствола дымовой трубы		
2.1	Тип ствола	Сборный
2.2	Высота ствола дымовой трубы, м	77,66
2.3	Диаметр выходного отверстия, м	2,4
2.4	По очертанию дымовая труба	Ствол трубы цилиндрической формы
2.5	Материал ствола дымовой трубы	ОХ18Н10Т
2.6	Подвод газоходов	Подвод двух газоходов выполнен на отм. +6,800
3 Футеровка, теплоизоляция ствола дымовой трубы		
3.1	Футеровка ствола	Отсутствует
3.2	Теплоизоляция	По высоте ствола, утеплитель минеральная вата переменной толщины 120-180 мм, обшитая сеткой-рабицей, покрытая оцинкованным листом толщиной 0,9 мм, закрепленным по периметру жестяным штрипсом шириной 20 мм, с шагом 400 мм
4 Характеристики металлического несущего каркаса		
4.1	Тип конструкции несущего каркаса	Пространственная, формы усеченной четырехгранной пирамиды
4.2	Высота, м	77,50
4.3	Ширина раздвижки ветвей несущего каркаса в осях	На отм.0,000 - 16,0 м; на отм. +77,500 - 4,45 м
4.4	Материал	Сталь 10Г2С1
5 Конструкции гарнитуры каркаса трубы		
5.1	Светофорные площадки	1) на отм. +17,676; 2) на отм. +30,088; 3) на отм. +42,500; 4) на отм. +52,500; 5) на отм. +62,500; 6) на отм. +72,500; 7) на отм. +77,500
5.2	Ходовая лестница	Ходовая лестница от отм. +2,000 до отм. +40,0
5.3	Система молниезащиты (количество молниеприемников, шт.)	Отсутствуют (в соответствии с требованиями РД 34.21.122-87)
5.4	Световое ограждение	В наличии на отм. +42,500; на отм. +77,500
5.5	Дополнительное оборудование	Отсутствует
6 Фундамент		
6.1	Тип фундамента	Железобетонный, стаканного типа
6.2	Глубина заложения, м	5,28
6.3	Материал фундамента	Бетон М ²⁰⁰
7 Технологические характеристики дымовой трубы		
7.1	Проектное топливо	Бурый уголь марки Б-3
7.2	Температура отводимых газов, °С	140-154

7.3	Подключенные агрегаты	Котлоагрегаты Е-160-100 (2 шт.)
-----	-----------------------	---------------------------------

На основании проведенных обследований ООО «Техногарант» году дымовой трубы, отклонение от оси трубы составило 106 мм, при допустимых 240 мм, согласно ПБ 03-445-02 п.3.21 табл. 1. Фундаментом под трубу служит монолитная железобетонная плита (бетон класса В25, W6, F200, арматура класса АШ, А!) толщиной 1000 мм, которая опирается на скальный грунт.

Таблица 8 – Данные о дымовых трубах ГМ ТЭЦ

Наименование трубы	Инвентарный номер	Год ввода в эксплуатацию	Материал трубы	Высота, м	Диаметр выходного устья, в мм
Дымовая труба, счетверенная	б/н	2005	Антикоррозионная сталь	24	1220

Для сохранения вечномерзлого состояния грунтов установлено проветриваемое подполье с защитой основания от растепления слоем теплоизоляции.

На основании проводимых ежегодных измерений дымовой трубы силами геодезистов ГМ ТЭЦ при помощи теодолита 4Т30-П № 16740 составляется протокол измерений вертикального отклонения дымовых труб к/а ст.№№1-4. Отклонение дымовой трубы не превышает 60 мм при допустимых 72 мм для дымовой трубы высотой 24 м согласно ПБ 03-445-02 3.21 таблице 1.8.

Установка химводоочистки

Докотловая обработка воды производится в процессе умягчения воды в системе ХВО, деаэраторах.

Режим эксплуатации водоподготовительных установок и водно-химический режим должен обеспечить работу источников теплоснабжения и тепловых сетей без повреждений и снижения экономичности, вызванных коррозией внутренних поверхностей водоподготовительного, котельного и сетевого оборудования, а также образованием накипи и отложений на конвективных поверхностях, и шлама в оборудовании и трубопроводах ТЭЦ и тепловых сетей.

Анадырская ТЭЦ

На Анадырской ТЭЦ применяется 15 фильтров: 1.Механические - 3 фильтра 2.Сорбционные 3 фильтра; 3.Н-катионитные 1 ступени 4.Н-катионитные 2 ступени 5.ОН-анионитные. Общая производительность водоподготовки составляет 64 м³/ч и предназначена для частичного химического обессоливания. Водоснабжение ТЭЦ осуществляется по одному трубопроводу Ду 300 от водохранилища р.Казачка.

Перечень оборудования ХВО установленное на Анадырской ТЭЦ представлено в таблице.

Таблица 9 – Оборудование ХВО Анадырской ТЭЦ

Диспетчерское наименование, цех (подразделение)	Тип, марка, модель, заводской номер, дата изготовления, производитель (изготовитель)	Год ввода в эксплуатацию
Фильтр механический ФМ-1	ФОВ 3,0-0,6	1991
Фильтр механический ФМ-2	ФОВ 3,0-0,6	1991
Фильтр механический ФМ-3	ФОВ 3,0-0,6	1991
Фильтр сорбционный ФС-1	ФОВ 3,0-0,6	1991
Фильтр сорбционный ФС-2	ФОВ 3,0-0,6	1991
Фильтр сорбционный ФС-3	ФОВ 3,0-0,6	1991
Бак коагулированной воды БКВ-1	н/д	1991
Бак коагулированной воды БКВ-2	н/д	1991
Баксбора промывных вод БСПВ	н/д	1991
Бак шламовых вод БШВ	н/д	1991
Бак раствора коагулянта БРКг-1	н/д	1991
Бак раствора коагулянта БРКг-2	н/д	1991
Бак раствора полиакриламида БРПАА-1	н/д	1991
Бак раствора полиакриламида БРПАА-2	н/д	1991
Бак раствора щелочи БРЩ-1	н/д	1991
Бак раствора щелочи БРЩ-2	н/д	1991
Мешалка полиакриламида МПАА	н/д	1991
Мешалка коагулянта МКг	н/д	1991

Таблица 10 – Характеристика установки ХВО на Анадырской ТЭЦ

Наименование источника	Способ и оборудование ХВО				
	метод обработки воды	количество фильтров	наименование	производительность, т/ч	расход на собственные нужды, т/ч
Водохранилище на р. Казачка, поверхностные воды	Частичное химическое обессоливание по схеме: 1.Предварительная очистка 2.Коагуляция в осветлителе(2 ед) 3.Фильтрация на механических (3ед.) и сорбционных (3 ед) фильтрах.	15	1 .Механические 2. Сорбционные 3 .Н-катионитные 1 ступени 4 .Н-катионитные 2 ступени 5.ОН-анионитные	60	20%

Газомоторная ТЭЦ

Химводоподготовка подпиточной воды в количестве 42 м³/ч разработана фирмой "Sigma" и включает в себя установку обезжелезивания (2 фильтра) и установку умягчения с Na-катионитными фильтрами (2 фильтра). Используется вода хозяйственного качества. После установки обезжелезивания перед подачей на Na-катионитные фильтры вода нагревается с 50⁰С до 25⁰С в пластинчатых теплообменниках. В связи с дефицитом воды хозяйственного качества, при промывке фильтров обезжелезивания (21 м³/ч или 7м³ в течении 20 минут) и Na-катионитных фильтров (6,6 м³/ч), расход обрабатываемой воды уменьшается. Покрытие потребности

в подпиточной воде осуществляется за счет 2-х аккумуляторных баков по 100м³. Предусмотрена рециркуляция и подогрев подпиточной воды в баках. Из баков вода подпиточными насосами подпитывает тепловую сеть. С помощью регулирующего клапана поддерживается давление в обратном трубопроводе равным 1,5 кгс/см².

Деаэраторы

Анадырская ТЭЦ

На Анадырской ТЭЦ применяются атмосферные деаэраторы смешивающего типа ДСА - 1, а также смешивающего типа повышенного давления ДСП-1. В комплект деаэратора входят деаэрационная колонка, барботажное устройство, охладитель выпара, предохранительное устройство, регулирующие клапаны, запорная арматура и местные измерительные приборы. В качестве предохранительного устройства деаэраторы комплектуются комбинированными гидрозатворами, предохраняющими деаэраторы как от превышения давления вверх допустимого, так и от переполнения бака.

Таблица 11 – Характеристика установки деаэраторов угольной Анадырской ТЭЦ

Диспетчерское наименование, цех (подразделение)	Тип, марка, модель, заводской номер, дата изготовления, производитель (изготовитель)	Год ввода в эксплуатацию
Деаэратор смешивающий повышенного давления ДСП - 1	ДСП-225 №1917 Предприятие п/я А-7413 г.Барнаул	1986
Деаэратор смешивающий повышенного давления ДСП - 2	ДСП-225 №1917 Предприятие п/я А-7413 г.Барнаул	1986
Деаэратор смешивающий атмосферного давления ДСА - 1	ДСА - 1	1986
Деаэратор смешивающий атмосферного давления ДСА - 2	ДСА - 2	1986

Газомоторная ТЭЦ

Умягченная вода после водоподготовительной установки поступает в вакуумную деаэрационную установку. Установка состоит из двух вакуумных деаэраторов (ДВ-1,2) «ДВ-25» с охладителями выпара (ОВ-1,2) «ОВВ-2», двух пластинчатых подогревателей умягченной воды -подогревателей очищенной воды (ПОВ-1,2), четырех водокольцевых вакуумных насосов (НВВ-1,2,3,4) и двух баков-аккумуляторов деаэрированной воды (БА-1,2) общим объемом 200 м³. Производительность одного деаэратора 7-30 м³/ч.

Умягченная вода проходит через пластинчатый подогреватель ПОВ, где нагревается до -45°C и через регулятор уровня поступает на верхнюю тарелку деаэрационной колонны и стекает вниз. В нижнюю часть колонны подается греющая вода. В качестве греющей воды используется прямая сетевая вода с температурой $135-80^{\circ}\text{C}$. Попадая в вакуум, греющая вода вскипает; пар движется в противоположном направлении к потоку умягченной воды, догревая ее до температуры насыщения. При этом происходит выделение из обрабатываемой воды коррозионно-активных газов (кислорода и углекислого газа). Удаленные из обрабатываемой воды газы вместе с выпаром отсасываются вакуумным насосом и сбрасываются в дренаж. Деаэрированная вода с температурой $\sim 55^{\circ}\text{C}$ сливается в баки-аккумуляторы. Для защиты от повторного заражения подпиточной воды кислородом воздуха на трубопроводах перелива выполнены гидрозатворы. Из баков-аккумуляторов деаэрированная вода насосами подпиточной воды (НПВ-1,2,3) «Grandfos TP 50-360/2» подается на подпитку теплосети. Содержание кислорода в подпиточной воде - <30 мкг/л, углекислота отсутствует.

Деаэрационно-подпиточная установка оборудована автоматическими устройствами по регулированию уровня в баках-аккумуляторах, температуры умягченной и деаэрированной воды, устройствами контроля содержания растворенного кислорода и pH сетевой и подпиточной воды, регулирования давления в обратной теплосети. Управление работой регуляторов осуществляется с верхнего уровня автоматики.

Таблица 12 – Данные по деаэраторам, установленных на ГМ ТЭЦ

Оборудование Наименование, характеристики, сорт, артикул	Ед. изм.	Количество	Марка
Деаэратор №1	шт.	1	ДВ-25
Деаэратор №2	шт.	1	ДВ-25

Таблица 13 – Технические данные деаэратора ДВ – 25

№	Наименование показателя	ДВ-25
1	Номинальная производительность, т/ч	25
2	Давление рабочее абсолютное, МПа (кгс/см ²)	0,0075-0,05 (0,075-Ю,5)
3	Давление пробное избыточное при гидроиспытании, МПа (кгс/см ²)	0,2 (2)
4	Температура деаэрированной воды, °С	40-80
5	Температура теплоносителя, °С	70-180
6	Среда	вода, пар
7	Диапазон изменения производительности, % (т/ч)	30-120 (7-30)
8	Наружный диаметр корпуса, мм	816
9	Высота, мм	3000
10	Вместимость, м ³	1,2
11	Масса, кг	666

Насосное оборудование

Характеристика насосных агрегатов, установленных на Анадырской ТЭЦ, приведена в таблице

Таблица 14 – Характеристика насосных агрегатов на Анадырской ТЭЦ

№ п/п	Наименование оборудования	Операт. обознач.	Мощность, кВт	Напряж. кВ	Ток, А	Обороты мин.	Подшипник	
							1	2
Турбинный цех								
1.	Питательный электронасос	ПЭН-1	2000	6	273,44	н/д	скольжения	н/д
2.		ПЭН-2	2000	6	273,44	н/д		н/д
3.		ПЭН-3	2000	6	273,44	н/д		н/д
4.	Циркуляционный насос	ЦН-1	315	6	38	1000	322	2322
5.		ЦН-2	315	6	38	1000	322	2322
6.		ЦН-3	315	6	38	1000	322	2322
7.		ЦН-4	315	6	38	1000	322	2322
8.	Сетевой насос	СН-1	320	6	36,7	1480	322	2322
9.		СН-2	400	6	47	1500	322	2322
10.		СН-3	400	6	47	1500	322	2322
11.		СН-4	90	220/0,4	291/168	2930	314	2314
12.		СН-5	90	220/0,4	291/168	2930	314	2314
13.	Конденсатный насос турбины	КНТ-1а	75	0,4/0,66	136/78	2960	314	2314
14.		КНТ-1б	75	0,4/0,66	136/78	2960	314	2314
15.		КНТ-1в	55	0,4	110	2950	314	2314
16.		КНБ-1а	75	0,4/0,66	140/81	2950	317	2317
17.		КНБ-1б	75	0,4/0,66	136/78	2960	314	2314
18.		КНТ-2а	55	0,4	110	2960	314	2314
19.		КНТ-2б	75	0,4/0,66	136/78	2960	314	2314
20.		КНТ-2в	75	0,4/0,66	140/81	2960	317	2317
21.		КНБ-2а	75	0,4/0,66	136/76	2960	314	2314
22.		КНБ-2б	55	0,4	110	2940	314	2314
23.	Насос сырой воды турбины	НСВТ-1	30	220/0,4	96/56	2940		
24.		НСВТ-2	30	220/0,4	96/56	2940		
25.		НСВТ-3	18	0,4	40	3000	313	2313
73,44.	Насос пожарный	НПЖ-1	132	0,4/0,66	243/141	1470	317	2317
27.		НПЖ-2	132	0,4/0,66	243/141	1470	317	2317
28.	Насос подпитки теплосети	НПТС-1	37	0,4	62	1500	313	2313
29.		НПТС-2	37	0,4	62	1500	313	2313
30.		НПТС-3	22	220/0,4	72/41,5	2920	312	312
31.		НПТС-4	55	0,4	98	1500	313	2313
32.	Насос горячего водоснабжения	НГВ-1	30	0,4	56	3000	310	310
33.		НГВ-2	30	0,4	60	3000	310	310
34.	Насос перекачивающий	НП-1	30	0,4	56	3000	310	310
35.		НП-2	75	220/0,4	238/138	2920	316	2316
36.		НП-3	55	220/0,4	172/100	2940	314	2314
37.	Насос пароводяных подогревателей	НПВП-1	5,5	0,4	11	1500	180307	180307
38.		НПВП-2	5,5	0,4	11	1500	180307	180307
39.		НПВП-3	5,5	0,4	11	1500	180307	180307
40.	Насос сырой воды котлов	НСВК-1	11	0,4	22	3000	180609	180609
41.		НСВК-2	11	0,4	22	3000	180609	180609
42.	Пусковой маслонасос	ПМН-1	22	220/0,4	71,4/41,7	980	н/д	н/д
43.		ПМН-2	22	220/0,4	71,4/41,7	980	н/д	н/д
44.	Насос газоохладителей	НГО-1а	30	220/0,4	97/56	1470	н/д	н/д
45.		НГО-1б	30	220/0,4	103/59,3	1460	н/д	н/д
46.		НГО-2а	30	220/0,4	103/59,3	1460	н/д	н/д
47.		НГО-2б	30	220/0,4	97/49	1465	н/д	н/д
48.	Сливной насос подогревателей	СНП-1	18,5	220/0,4	61/37	2910	310	180310
49.		СНП-2	18,5	220/0,4	61/37	2910	310	180310
50.	Насос бака чистых вод	НБЧВ-1	140	0,4	6,5	1500	н/д	н/д
51.		НБЧВ-2	140	0,4	6,5	1500	н/д	н/д
52.	Насос	НВПУ-1	н/д	0,4	н/д	н/д	н/д	н/д

№ п/п	Наименование оборудования	Операт. обознач.	Мощность, кВт	Напряж. кВ	Ток, А	Обороты мин.	Подшипник	
							1	2
53.	валоповоротного устройства	НВПУ-2	н/д	0,4	н/д	н/д	н/д	н/д
54.	Маслонасос ПЭН	МН-1а	2,2	220/0,4	8,7/5	1410	н/д	н/д
55.		МН-1б	2,2	0,4	5	1380	н/д	н/д
56.		МН-2а	2,2	220/0,4	8,7/5	1410	н/д	н/д
57.		МН-2б	2,2	220/0,4	8,7/5	1410	н/д	н/д
58.		МН-3а	2,2	220/0,4	8,7/5	1410	н/д	н/д
59.		МН-3б	2,2	220/0,4	8,7/5	1410	н/д	н/д
Химический цех								
60.	Насос	НДВ-1	18.5	0.4	36	2930	н/д	н/д
61.	декарбонизованной воды	НДВ-2	18.5	0.4	36	2930	н/д	н/д
62.	Насос промывки	НПАФ-1	18.5	0.4	36	2930	н/д	н/д
63.	Анионит фильтра	НПАФ-2	18.5	0.4	36	2930	н/д	н/д
64.	Насос промывки	НПНФ-1	18.5	0.4	36	2930	н/д	н/д
65.	Н-катион. фильтра	НПНФ-2	18.5	0.4	36	2930	н/д	н/д
66.	Насос	НХОВ-1	18.5	0.4	36	2930	н/д	н/д
67.	хим.обессоленной воды	НХОВ-2	18.5	0.4	36	2930	н/д	н/д
68.		НХОВ-3	5.5	0.4	10.5	3000	н/д	н/д
69.	Насос	НЗК-1	15	0.4	30	1500	н/д	н/д
70.		НЗК-2	15	0.4	30	1500	н/д	н/д
71.	Насос	НДр-1	15	0.4	30	1460	н/д	н/д
72.	дренажный (фильтров.зал)	НДр-2	11	0.4	22	1460	н/д	н/д
73.	Насос	НДр-1	3.8	0.4	6	1500	н/д	н/д
74.	дренажный (склад кислоты)	НДр-2	3	0.4	6	1500	н/д	н/д
75.	Вакуумный насос кислоты	ВНК	5.5	0.4	11	1500	н/д	н/д
76.	Насос-дозатор кислоты	НДК-1	3	0.4	6.6	1420	н/д	н/д
77.		НДК-2	3	0.4	6.6	1420	н/д	н/д
78.	Насос перекачки гидрозина	НПГ	3	0.4	6.5	1420	н/д	н/д
79.	Насос перекачки фосфата	НПФ-1	5.5	0.4	11	2970	н/д	н/д
80.		НПФ-2	5.5	0.4	11	2970	н/д	н/д
81.	Насос дренажный (склад щелочи)	НДрЩ	3	0.4	6	1500	н/д	н/д
82.	Насос перекачки соли	НПС	3.8	0.4	8	1500	н/д	н/д
83.	Насос перекачки щелочи	НПЩ-1	5.5	0.4	11	2970	н/д	н/д
84.		НПЩ-2	5.5	0.4	11	1500	н/д	н/д
85.		НДЩ-1	3	0.4	6	1500	н/д	н/д
86.		НДЩ-2	3	0.4	6	1500	н/д	н/д
87.	Насос-дозат.щелочи (склад щел.)	НДЩск-1	0.25	0.4	0.5	1500	н/д	н/д
88.		НДЩск-2	0.25	0.4	0.5	1500	н/д	н/д
89.	Насос-дозат.	НДАв-1	3	0.4	6.5	1420	н/д	н/д
90.	аммиачно й воды	НДАв-2	3	0.4	6.5	1420	н/д	н/д
Багерная								
91.	Насос золоудаления	БН-1	75	0.4	139	1475	317	2317
92.		БН-2	75	0.4	144	1475	317	2317
93.		БН-3	75	0.4	138	1470	317	2317
94.	Дренажный насос	ДрН	8.5	0.4	16	1500	180609	180609
Золоотвал								
95.	Насос чистой	НОВ-1	90	0.4	169	1500	316	2316

№ п/п	Наименование оборудования	Операт. обознач.	Мощность, кВт	Напряж. кВ	Ток, А	Обороты мин.	Подшипник	
							1	2
	воды-1							
96.	Насос чистой воды-2	НОВ-2	90	0,4	169	1500	316	2316
Предочистка								
97.	Насос перекачки коагулянта	НПК	7,5	0,4	15	2800	н/д	н/д
98.	Насос дренаж.реагентного хозяйства	НДрРХ	7,5	0,4	15	2920	н/д	н/д
99.	Насос перекачки полиакриламид а	НППа	15	0,4	30	2910	н/д	н/д
100.	Насос коагулированной воды	НКВ-1	55	0,4	110	3000	н/д	н/д
101.		НКВ-2	55	0,4	110	3000	н/д	н/д
102.	Насос промывки мех.фильтров	НПМФ-1	160	0,4	320	3000	н/д	н/д
103.		НПМФ-2	160	0,4	320	3000	н/д	н/д
104.	Насос перекачки промыв.вод	НППВ-1	15	0,4	30	3000	н/д	н/д
105.		НППВ-2	15	0,4	30	3000	н/д	н/д
106.	Насос дренажный (фильтр.зал.)	НДр-1	45	0,4	90	3000	н/д	н/д
107.		НДр-2	5,5	0,4	11	3000	н/д	н/д
108.	Насос-дозатор щелочи	НДЦ-1	0,25	0,4	0,5	80	н/д	н/д
109.		НДЦ-2	0,25	0,4	0,5	80	н/д	н/д
110.		НДЦ-3	0,25	0,4	0,5	80	н/д	н/д
111.	Насос пром.сорбицион.фильтров	НПСФ-1	22	0,4	44	3000	н/д	н/д
112.		НПСФ-2	22	0,4	44	3000	н/д	н/д
113.	Насос-дозатор коагулянта	НДК-1	0,25	0,4	0,5	80	н/д	н/д
114.		НДК-2	0,25	0,4	0,5	80	н/д	н/д
115.		НДК-3	0,25	0,4	0,5	80	н/д	н/д
116.	Насос-дозатор полиакриламид а	НДП-1	0,25	0,4	0,5	80	н/д	н/д
117.		НДП-2	0,25	0,4	0,5	80	н/д	н/д
118.		НДП-3	0,25	0,4	0,5	80	н/д	н/д
119.	Насос шламовых вод	НШВ-1	5,5	0,4	11	3000	н/д	н/д
120.		НШВ-2	5,5	0,4	11	3000	н/д	н/д
Пусковая								
121.	Сетевой насос	СН-1	н/д	0,4	н/д	н/д	н/д	н/д
122.		СН-2	н/д	0,4	н/д	н/д	н/д	н/д
123.		СН-3	н/д	0,4	н/д	н/д	н/д	н/д

Характеристика насосных агрегатов, установленных в ГМ ТЭЦ, приведена в таблице

Таблица 15 – Характеристика насосных агрегатов, установленных в ГМ ТЭЦ

№ п/п	Оборудование Наименование, характеристики, сорт, артикул	Ед. изм.	Количество	Марка
1.	Насос системы охлаждения дизельного двигателя	шт.	2	LM-80-200/200
2.	Насос сетевой воды утилизации тепла газовых двигателей	шт.	5	NB -65-125/127
3.	Насос сетевой воды утилизации тепла дизельных двигателей	шт.	7	NB -50-125
4.	Насос воздухоохладителя 1 -ой ст. газового двигателя	шт.	5	NB-80-160/153
5.	Насос воздухоохладителя 2-ой ст. газового двигателя	шт.	5	NB-65-200/219

№ п/п	Оборудование Наименование, характеристики, сорт, артикул	Ед. изм.	Количество	Марка
6.	Насос циркуляционный котла	шт.	4	ETANORM SI A 125-200
7.	Циркуляционный насос экономайзера котла	шт.	4	CLM 125-197-3,0
8.	Топливный насос баков рециркуляции дизельного топлива котлов	шт.	4	SPP 40RU8/3P-W20
9.	Насосы исходной воды	шт.	3	CRN 32-5
10.	Насос аварийной подпитки теплосети	шт.	1	LP-100-160/168
11.	Сетевые насосы первого подъема	шт.	3	TP200-510/4
12.	Сетевые насосы второго подъема	шт.	3	TP200-620/4
13.	Насосы подпиточной воды	шт.	3	TP40-360/2
14.	Вакуумные насосы деаэратора	шт.	4	ВВП 1-1,5
15.	Насос горячего водоснабжения	шт.	2	СК1-5
16.	Насос хозяйственно-питьевого назначения	шт.	2	HYDROMULTI CH12-3B/BS0

Тягодутьевое оборудование котлов

В таблице 16 представлено тягодутьевое оборудование, установленное на Анадырской ТЭЦ

Таблица 16 – Паспортная характеристика тягодутьевого оборудования на Анадырской ТЭЦ

№ п/п	Наименование оборудования	Операторское обозначение	Мощность, кВт	Напряжение, кВ	Ток, А	Обороты	Подшипник	
							1	2
цех								
1.	Дымосос	ДС-1а	225	6	50,5	750	324	2324
2.		ДС-1б	400	6	50,5	750	324	2324
3.		ДС-2а	250/125	6	33,5/23	890/716	3530	3530
4.		ДС-2б	250/125	6	33,5/23	890/716	3530	3530
5.	Дутьевой вентилятор	ДВ-1а	250/105	0,4	480/220	1000/750	324	2324
6.		ДВ-1б	250/105	0,4	480/220	1000/750	324	2324
7.		ДВ-2а	250/105	0,4	480/220	1000/750	324	2324
8.		ДВ-2б	250/105	0,4	480/220	1000/750	324	2324
9.	Дымосос рециркуляции газов-1	ДРГ-1	30	0,4	45	980	313	2313
10.	Дымосос рециркуляции газов-2	ДРГ-2	30	0,4	45	980	313	2313
Резервная дизельная								
11.	Вентилятор охлаждения генератора	ВОГ-1	7,5	0,4	16	960	н/д	н/д
12.		ВОГ-2	7,5	0,4	16	960	н/д	н/д
13.		ВОГ-3	7,5	0,4	16	960	н/д	н/д
14.		ВОГ-4	7,5	0,4	16	960	н/д	н/д

В таблице 17 представлено тягодутьевое оборудование, установленное на ГМ ТЭЦ.

Таблица 17 – Паспортная характеристика тягодутьевого оборудования ГМ ТЭЦ

№ п/п	Наименование оборудования, характеристики, сорт, артикул	Ед. изм.	Количество	Марка
1.	Дутьевой вентилятор котла LOOS	шт.	4	МН1 45-78
2.	Поршневой компрессор	шт.	2	HL 103 523 YD

Дымососов на основном оборудовании ГМ ТЭЦ не установлено, т.к. дымовые газы удаляются естественной тягой через дымовую трубу.

Система топливоподачи

Пылеприготовительная установка состоит из двух индивидуальных, замкнутых систем пылеприготовления с промежуточным бункером пыли. Каждая система пылеприготовления включает в себя шаровую барабанную мельницу типа ШБМ 287/410, мельничный вентилятор типа ВМ-17, дымосос рециркуляции инертных газов типа ДН- 11,2, скребковый питатель сырого угля типа ПС-1100/5000, центробежный сепаратор пыли типа СПЦВ-3300/1000, пылевой циклон типа ЦН-2-2360.

Таблица 18 – Оборудование углеподачи и золоудаления Анадырской ТЭЦ

№ п/п	Диспетчерское наименование	Тип, марка, модель, заводской номер, дата изготовления, производитель (изготовитель)	Год ввода в эксплуатацию
Углеподача			
1.	Мельничный вентилятор-1А МВ-1А	ВМ-17	1986
2.	Мельничный вентилятор-1Б МВ-1Б	ВМ-17	1986
3.	Мельничный вентилятор-2А МВ-2А	ВМ-17	1987
4.	Мельничный вентилятор-2Б МВ-2Б	ВМ-17	1987
5.	Шаровая барабанная мельница 1А ШБМ-1А	ШМБ-287/410/Ц-12	1986
6.	Шаровая барабанная мельница 1Б ШБМ-1Б	ШМБ-287/410/Ц-12	1986
7.	Шаровая барабанная мельница 2А ШБМ-2А	ШМБ-287/410/Ц-12	1987
8.	Шаровая барабанная мельница 2Б ШБМ-2Б	ШМБ-287/410/Ц-12	1987
9.	Скребок питатель сырого угля 1А ПСУ-1А	ПС1100x5000	1986
10.	Скребок питатель сырого угля 1Б ПСУ-1Б	ПС1100x5000	1986
11.	Скребок питатель сырого угля 2А ПСУ-2А	ПС1100x5000	1987
12.	Скребок питатель сырого угля 2Б ПСУ-2Б	ПС1100x5000	1987
13.	Питатель пыли лопастной К/А- 1 ППЛ-1А	ППЛ-5УЗ	1986
14.	Питатель пыли лопастной К/А- 1 ППЛ-1Б	ППЛ-5УЗ	1986
15.	Питатель пыли лопастной К/А- 1 ППЛ-2А	ППЛ-5УЗ	1986
16.	Питатель пыли лопастной К/А- 1 ППЛ-2Б	ППЛ-5УЗ	1986
17.	Питатель пыли лопастной К/А- 1 ППЛ-3А	ППЛ-5УЗ	1986
18.	Питатель пыли лопастной К/А- 1 ППЛ-3Б	ППЛ-5УЗ	1986
19.	Питатель пыли лопастной К/А- 1 ППЛ-4А	ППЛ-5УЗ	1986
20.	Питатель пыли лопастной К/А- 1 ППЛ-4Б	ППЛ-5УЗ	1986
21.	Питатель пыли лопастной К/А-	ППЛ-5УЗ	1987

№ п/п	Диспетчерское наименование	Тип, марка, модель, заводской номер, дата изготовления, производитель (изготовитель)	Год ввода в эксплуатацию
	2 ППЛ-1А		
22.	Питатель пыли лопастной К/А-2 ППЛ-1Б	ППЛ-5УЗ	1987
23.	Питатель пыли лопастной К/А-2 ППЛ-2А	ППЛ-5УЗ	1987
24.	Питатель пыли лопастной К/А-2 ППЛ-2Б	ППЛ-5УЗ	1987
25.	Питатель пыли лопастной К/А-2 ППЛ-3А	ППЛ-5УЗ	1987
73,44.	Питатель пыли лопастной К/А-2 ППЛ-3Б	ППЛ-5УЗ	1987
27.	Питатель пыли лопастной К/А-2 ППЛ-4А	ППЛ-5УЗ	1987
28.	Питатель пыли лопастной К/А-2 ППЛ-4Б	ППЛ-5УЗ	1987
29.	Качающийся питатель А, Б (КП-А, КП-Б)	КЛ-8-01, 185 т/ч, Эл.двиг ВР10084, 3кВт, 380В 1430 об/мин. Редуктор Ц2У-160	1985
30.	Ленточный конвейер (ЛК-1А)	Длина 122,748и; Ширина ленты 650мм; Высота подъема 19,45м; Скорость ленты 0,97 м/с; угол подъема 18град; Редуктор РМ-650 Эл.двиг 4А18084УЗ 22кВт 1470об/мин	1985
31.	Ленточный конвейер (ЛК-1Б)	Длина 173,44,948и; Ширина ленты 650мм; Высота подъема 19,45м; Скорость ленты 0,97 м/с; угол подъема 18град; Редуктор РМ-650 Эл.двиг 4А18084УЗ 22кВт 1470об/мин	1985
32.	Ленточный конвейер (ЛК-2А)	Длина 66,468и; Ширина ленты 650мм; Высота подъема 22,3м; Скорость ленты 1,54 м/с; угол подъема 20град; Редуктор РМ-650 Эл.двиг 4А18084УЗ 22кВт 1470об/мин	1985
33.	Ленточный конвейер (ЛК-2Б)	Длина 66,468и; Ширина ленты 650мм; Высота подъема 22,3м; Скорость ленты 1,54 м/с; угол подъема 20град; Редуктор РМ-650 Эл.двиг 4А18084УЗ 22кВт 1470об/мин	1985
34.	Ленточный конвейер (ЛК-3А)	Длина 48,125и; Ширина ленты 650мм; Высота подъема 1,85м; Скорость ленты 1,3 м/с; угол подъема 9град; Моторредуктор 1МПЗ-280 11кВт 1450об/мин	1985
35.	Ленточный конвейер (ЛК-3Б)	Длина 49,125и; Ширина ленты 650мм; Высота подъема 1,85м; Скорость ленты 1,3 м/с; угол подъема 9град; Моторредуктор 1МПЗ-280 11кВт 1450об/мин	1985
36.	Узлы пересыпки УП-1А, УП-1Б, УП-2А, УП-2Б	100т/ч	1985
37.	Дробильное устройство	СМ - 170В200 кВт 210 т/ч	1985
38.	Металлоулавливающие установки МС-А/Б	ЭП1М 110В, Постоянный ток 3,5кВт 900кг	1985
39.	Плужковый сбрасыватель ПС-1А, ПС-1Б, ПС-2А, ПС-2Б	Привод электрический ИМТМ-4/2,5	1985
40.	Насосы для подачи дизельного топлива АСВН-80А№1, АСВН-80А№2, АСВН-80А№3, АСВН-80А№4	Производительность 30м ³ /час, мощность 15 кВт, 1460об/мин.	1984

№ п/п	Диспетчерское наименование	Тип, марка, модель, заводской номер, дата изготовления, производитель (изготовитель)	Год ввода в эксплуатацию
41.	Резервуар для хранения дизельного топлива РВС-200№1, РВС-200№2	высота - 5980 мм. диа-метр -6630 емкость - 200 м ³	1985
Золоудаление			
42.	Золошлакопровод	Ф219х6	н/д
43.	Золошлакопровод	Ф159х5	н/д

Газоснабжение газомоторной теплоэлектроцентрали осуществляется природным газом с низшей теплотворной способностью $Q_{рн} = 7600-7900$ ккал/нм³.

Источник газоснабжения - внеплощадочный газопровод высокого давления $P < 0,6$ МПа.

Для подачи газа на ГМ ТЭЦ запроектирован газорегуляторный пункт (ГРП), в котором снижается давление газа с $P < 0,6$ МПа до $P < 0,35$ МПа (3,5 бар).

В ГРП устанавливается следующее оборудование:

- 2 газовых фильтра HFA-5 cly200, Pp=6 бар (один рабочий, второй резервный);
- 2 измерительных комплекса для коммерческого учета расхода газа по ГМ ТЭЦ со счетчиками TZ G 1600 cCy200 с коррекцией по температуре и давлению (один счетчик рабочий, второй резервный).
- 3 линии редуцирования с регулятором давления NORVAL TN 375 IR dy100 (2 линии рабочие, 1 линия резервная). Пропускная способность 2-х линий обеспечивает расчетный максимальный расход газа (13650 нм³/час).

В газорегуляторном зале ГРП устанавливается датчик контроля загазованности на метан. Датчик контроля загазованности настроен на 10% от НКПР. Звуковая и световая сигнализация, которая включается при достижении загазованности помещения свыше 10% от НКПРП, устанавливается снаружи, на входе в ГРП и дублируется на центральном диспетчерском пункте.

Для подачи газа от ГРП до основного здания ГМ ТЭЦ запроектирован надземный газопровод высокого давления $P=0,35$ МПа Д 273х7 с установкой отключающей задвижки с ручным управлением на вводе.

Для обеспечения топливоснабжения газомоторной теплоэлектроцентрали резервным топливом, на случай аварии в системе газоснабжения предусмотрено строительство склада резервного дизельного топлива.

Склад дизельного топлива включает в себя следующие технологические сооружения:

- резервуарный парк 2 x 700м³;
- площадка слива топлива из автоцистерн;

- насосная станция перекачки топлива;
- емкость аварийного слива топлива из расходного резервуара ДЭС.

Насосная станция перекачки топлива (соор. по ГП №3) предназначена для: перекачки сливаемого из автоцистерн топлива в резервуары хранения;

Перекачки топлива из резервуара в резервуар (при аварийной ситуации);

- подачи топлива в расходную емкость ДЭС;
- подачи топлива к топливной системе котлов.

Все технологические операции по перекачке топлива в насосной станции производится при помощи насосов марки НМШФ8-25-6,3/4Б-13.

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

По состоянию на конец 2020 года установленная электрическая мощность АО «Чукотэнерго» в городском округе Анадырь составляла 84,65 МВт и тепловая 213,44 Гкал/ч, в том числе:

-установленная электрическая мощность Анадырской ТЭЦ - 56 МВт, тепловая мощность - 140 Гкал/ч;

-установленная электрическая мощность Газомоторной ТЭЦ -28,65 МВт, тепловая мощность - 73,44 Гкал/ч.

Сведения об установленной тепловой мощности котельной представлены в таблице ниже.

Таблица 19 – Параметры установленной тепловой мощности котельных

№п/п	Местоположение	Устан. Мощность Гкал/ч
1	Анадырская ТЭЦ	140
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44

2.3. Ограничения тепловой мощности и параметры располагаемой тепловой мощности

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

«Установленная мощность источника тепловой энергии - сумма номинальных тепловых мощностей всего принятого по акту ввода в эксплуатацию оборудования,

предназначенного для отпуска тепловой энергии потребителям на собственные и хозяйственные нужды;

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

Таблица 20 - В таблице представлена установленная и располагаемая мощность оборудования, последняя представлена с учетом технической возможности максимума, в соответствии с разработанными режимными картами.

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч
1	Анадырская ТЭЦ	140,00	140,00
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44

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

«нетто»

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

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

Значительную долю тепловой энергии потребляемой на собственные нужды энергоисточников потребляет водоподготовка. Тепловая энергия в виде горячей воды используется на подогрев исходной холодной воды для подпитки котлов и тепловых сетей, а также используется на прочие хозяйственные нужды.

Величина собственных нужд зависит от многих факторов:

- вида сжигаемого на теплоисточнике топлива;
- срока эксплуатации котельного оборудования;
- вида теплоносителя.

Приборы учета расхода тепловой энергии на собственные и хозяйственные нужды на большинстве котельных отсутствуют, в связи с чем определить фактические нагрузки на собственные нужды не представляется возможным. Величина нагрузок на собственные нужды котельных, по которым отсутствовали сведения о потреблении тепловой энергии на собственные нужды, принята в соответствии с п. 2.12 Методики определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителя в системах коммунального теплоснабжения (МДК 4-05.2004).

Для основного оборудования, установленного на котельной производятся режимно-наладочные испытания и в соответствии с ними составляются режимные карты.

Расход теплоты на собственные и хозяйственные нужды источников 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 и вспомогательных зданий;
- расход теплоты на бытовые нужды персонала;
- прочее.

На основании представленных данных об объемах потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя на собственные и хозяйственные нужды (технологические нужды химводоочистки, деаэрации, отопление и хозяйственные нужды котельной, потери с излучением теплоты трубопроводов, насосов, баков, утечки и испарения при опробовании и выявлении неисправностей в оборудовании) составлена таблица

Таблица 21 – Значения расходов электроэнергии и тепловой энергии на собственные нужды Анадырской ТЭЦ и ГМ ТЭЦ

Показатели	Ед. изм.	Параметры	в т.ч.:	
			АТЭЦ	ГМТЭЦ
Выработка э/энергии	тыс.кВт-ч	БП 2018	61299	61007
		2018	67968	52452
		%	110,9	86,0
		2018	64002	54146
		%	106,2	96,9
СН на выработку э/энергии в %	%	БП 2015	24,9	3,4
		2015	24,6	2,2

Показатели	Ед. изм.	Параметры	в т.ч.:	
			АТЭЦ	ГМТЭЦ
СН на выработку т/энергии в %	%	2017	26,4	3,2
		БП 2015	9,3	4,2
		2018	8,2	4,3
		2017	8,4	4,1
СН на выработку тыс.кВт-ч/Гкал	тыс.кВт-ч/Гкал	план	39,2	27,2
		2018	40,8	22,7
		%	104,3	83,2
		2017	42,7	24,5
		%	95,7	92,3
		план	40325	56388
Отпуск э/э с шин	тыс.кВт-ч	2018	45725	49035
		%	113,4	87,0
		2017	41692	50179
		%	109,7	97,7
		план	40325	56388
Отпуск в сеть	тыс.кВт-ч	2018	45725	49035
		%	113,4	87,0
		2017	41692	50179
		%	109,7	97,7
		план	40325	56388
Потери э/э в сети	тыс.кВт-ч	2018	9202	2707
		%	134,2	64,3
		2017	6394	3196
		%	143,9	84,7
		план	6858	4208
Хозяйственные нужды (э/э)	тыс.кВт-ч	2018	550	1402
		%	98,9	323,0
		2017	566	358
		%	97,2	391,6
		план	32911	51746
Полезный отпуск э/э	тыс.кВт-ч	2018	35973	44926
		%	109,3	86,8
		2017	34732	46625
		%	103,6	96,4
		план	145720	94587
Отпуск т/э с коллекторов	Гкал	2018	136012	100449
		%	93,3	106,2
		2017	126613	89991
		%	107,4	111,6
		план	17634	1973
Хозяйственные нужды (т/э)	Гкал	2018	17999	1724
		%	102	87
		2017	14344	2500
		%	125,5	69,0
		план	128086	92614
Полезный отпуск тепла собств.потреб.	Гкал	2018	118013	98725
		%	92,1	106,6
		2017	112269	87491
		%	105,1	112,8
		план	476,80	213,01
Уд. расход у. топлива на э/э	г/кВт-ч	2018	474,7	218,7
		%	99,6	102,7
		2017	480,09	214,33
		%	98,9	102,0
		план	176,89	166,44
Уд. расход у. топлива на т/э	кг/Гкал	2018	186,1	160,4
		%	105,2	96,4
		2017	183,28	158,90
		%	101,6	100,9

Показатели	Ед. изм.	Параметры	в т.ч.:	
			АТЭЦ	ГМТЭЦ
Калорийность угля	ккал/кг	2015	4213	
		2017	4283	
		%	98,4	
Калорийность газа	ккал/м ³	2018		7909
		2017		7884
		%		100,3
СН на ээ	тыс.кВтч	план	15268	2044
		2018	16689	1141
		%	109,3	55,8
		2017	16909	1759
		%	98,7	64,9
СН на тэ	тыс.кВтч	план	5706	2575
		2018	5554	2276
		%	97,3	88,4
		2017	5401	2208
		%	102,8	103,1
Потери на ээ	%	план	17,0	7,5
		2018	20,1	5,5
		%	118,3	74,0
		2017	15,3	6,4
		%	131,2	86,7
Расход условного топлива на электроэнергию	тут	план	19227	12011
		2018	21706	10723
		2017	20016	10755
Расход условного топлива на теплоэнергию	тут	план	25776	15743
		2018	25317	16112
		2017	23205	14300
ИТОГО СН	тыс.кВтч	план	20974	4619
		2018	22243	3417
		%	106,1	74,0
		2017	22310	3967
		%	99,7	86,1
Установленная мощность	Гкал/ч	2018	140	73,44
Располагаемая мощность	Гкал/ч	2018	140	73,44
Установленная мощность нетто	Гкал/ч	2018	121,47	72,18

В таблице представлены объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды.

Таблица 22 – Ограничения тепловой мощности, параметры располагаемой тепловой мощности, величина тепловой мощности, расходуемая на собственные нужды энергоисточников, а также параметры тепловой мощности «нетто»

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч
1	Анадырская ТЭЦ	140,00	140,00	18,53	121,47
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18

Таблица 23 - Объемы потребления тепловой энергии на собственные нужды энергоисточников за 2020 гг.

№ п/п	Наименование источника	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, %
1	Анадырская ТЭЦ	18,530	13,24%
2	Газомоторная ТЭЦ	1,260	1,72%

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

Нормативный срок службы турбин Анадырской ТЭЦ регламентирован письмом АО «Калужский турбинный завод» от 20.01.2014г. № 31-28/55 и принимается на уровне 30 лет.

Продление паркового ресурса проведено в 2016 – турбоагрегата ст. №1, 2017 г - турбоагрегата ст. №2.

Параметры ввода теплофикационного оборудования, а также дата продления ресурса приведены в таблице.

Таблица 24 – Параметры паркового ресурса теплофикационного оборудования Анадырской ТЭЦ

Наименование оборудования, тип	Тип котлоагрегата/ турбины	Станционный номер	Год ввода	Нормативный срок службы, лет/час	Фактически отработано лет/час на 01.01.2016 г.	Дата технического освидетельствования	Дата достижения срока безопасной эксплуатации
Котлоагрегат, Барнаульский КТЗ	БКЗ-160-100	Ст.№1	1986	200 000	107 656	-	2034
Котлоагрегат, Барнаульский КТЗ	БКЗ-160-100	Ст.№2	1987	200 000	113 893	-	2034
Паровая турбина	ПТ 25-90/10м	Ст.№1	1986	30	30	-	н/д
Паровая турбина	ПТ 25-90/10м	Ст.№2	1987	30	29	-	н/д

Таблица 25 – Данные по парковому ресурсу газомоторной ТЭЦ представлны в таблице

Наименование оборудования	Наработка, часов	Ресурс до полного капремонта*, часов	Год введения в работу	Год достижения паркового моторесурса
ГГУ-1	37 634	100 000	окт. 2005г	2031
ГГУ-2	34 269			2032
ГГУ-3	37 634			2031
ГГУ-4	35 510			2032
ГГУ-5	37 917			2031
ДГУ-7	114	40 000	окт. 2005г	***
ДГУ-8	121			
ВК-1	17 613	20 лет**	окт. 2005г	2025

ВК-2	17 326			
ВК-3	17 097			
ВК-4	16 562			

Решения о необходимости проведения капитального ремонта или продления срока службы данного оборудования принимаются на основании технических освидетельствований и технического диагностирования, проведенных в установленном порядке.

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

В системе теплоснабжения г. Анадырь присутствуют теплофикационные установки, работающие в режиме комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

Схема выдачи тепловой мощности Анадырской ТЭЦ

Тепловая энергия в горячей воде на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения отпускается по одному основному выводу, а также на собственные хозяйственные нужды.

Схема присоединения абонентов по ГВС закрытая. Температурный график качественного регулирования отпуска тепловой энергии в сетевой воде 135 - 75 ° С. Подогрев сетевой воды для отопления и горячего водоснабжения потребителей осуществляется в основных и пиковых бойлерах электростанции.

АТЭЦ - станция с поперечной связью, изолирована. Работает, как правило, в режиме минимальной электрической нагрузки.

Для резервирования теплофикационного и производственного отбора турбины ПТ- 25-90-10М установлены РОУ-100/1, 2 (производительностью 30 т/ч) и БРОУ-100/10 (производительностью 110 т/ч).

Схема выдачи тепловой мощности Газомоторной ТЭЦ

Тепловая энергия в горячей воде на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения отпускается по одному основному выводу, а также на собственные хозяйственные нужды.

Схема присоединения абонентов по ГВС закрытая.

Производимая тепловая энергия в виде горячей воды (сетевой) подается в систему централизованного теплоснабжения потребителей по температурному графику 135/750С при качественном регулировании.

Тепловая схема ТЭС построена по когенерационному циклу, обеспечивающему температурный график теплосети 135-75°С. Схема теплоснабжения принята закрытая двухтрубная. Обратная сетевая вода из теплосети с температурой 70°С и давлением

0,13 МПа поступает на первичный подогрев в теплообменники контура охлаждения энергетических модулей 3616 «Катерпиллар», где нагревается до 84°C. Далее сетевая вода догревается до 110°C в котлах-утилизаторах выхлопными газами двигателей. Для догрева сетевой воды до 135°C, тепловой схемой предусмотрены пиковые водогрейные котлы производства компании LOOS UNIMAT 8403 10 9000 типа UT-H 14500 x 10 bar (150°C / 110°C). Котлы - утилизаторы и водогрейные котлы включены по сетевой воде на единые коллекторы, на которых предусматриваются линии регулирования и байпасные линии для организации обеспечения суточного и годового графика теплотребления и организации ремонтов оборудования. Для подачи обратной сетевой воды на теплообменники и выдачи прямой сетевой воды в подающие тепломагистрали установлены две группы сетевых насосов.

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

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

Системы теплоснабжения г. Анадырь проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Проектный температурный график по зонам теплоснабжения от Анадырских ТЭЦ и ГМ ТЭЦ 135/75 °С был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 80-х годах прошлого века. Схема присоединения потребителей к источнику - независимая.

Температурный график приведен на рисунке.

Данные температурного графика 135-75 °С,
с минимальной температурой 80 °С
(для тепловых сетей 1-го контура от АТЭЦ).

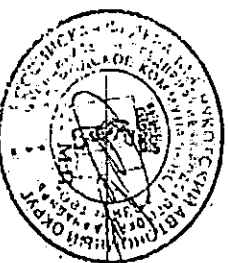
Температура наружного воздуха, °С	Температура сетевой воды в подающем трубопроводе (°С), при скорости ветра, м/с				Температура воды в обратном трубопроводе, °С
И	0-5	5-15	15-25	25-35	
10	80	80	80	80	12
9	80	80	80	80	51
8	80	80	80	80	51
7	80	80	80	80	51
6	80	80	80	80	51
5	80	80	80	80	51
4	80	80	80	80	51
3	80	80	80	80	51
2	80	80	80	80	51
1	80	80	80	80	51
0	80	80	80	80	51
-1	80	80	80	80	51
-2	80	80	80	80	51
-3	80	80	80	80	51
-4	80	80	80	80	51
-5	80	80	80	80	51
-6	80	80	80	80	51
-7	80	80	80	81	51
-8	80	80	81	83	51
-9	80	81	83	85	51
-10	81	83	85	87	52
-11	83	85	87	89	53
-12	85	87	89	91	53
-13	87	89	91	93	54
-14	88	91	93	95	55
-15	90	92	95	97	56
-16	92	94	97	99	57
-17	94	96	99	101	57
-18	96	98	100	103	58
-19	97	100	102	105	59
-20	99	102	104	107	60
-21	101	103	106	109	60
-22	103	105	108	111	61
-23	104	107	110	113	62
-24	106	109	112	115	63
-25	108	111	114	117	63
-26	109	112	115	119	64
-27	111	114	117	120	65
-28	113	116	119	122	66
-29	115	118	121	124	66
-30	116	120	123	126	67
-31	118	121	125	128	68
-32	120	123	127	130	69
-33	121	125	128	132	69
-34	123	127	130	134	70
-35	125	128	132	135	71
-36	127	130	134	135	71
-37	130	134	135	135	73
-38	132	135	135	135	74
-40	133	135	135	135	74
-41	135	135	135	135	75

«Энергосбытовая организация»

«Потребитель»



Ткаченко



Ю.О.Живистин

Рисунок 2 - Температурный график Анадырской ТЭЦ и ГМ ТЭЦ.

2.8. Среднегодовая загрузка оборудования

Среднегодовая загрузка оборудования котельных определяется отношением объема выработанной тепловой энергии к числу часов работы оборудования и величине установленной тепловой мощности котельной.

В большинстве систем теплоснабжения тепловые мощности «нетто» котельных значительно превышают величину подключенной нагрузки потребителей тепловой энергии с учетом потерь в тепловых сетях, что приводит к неполноте загрузки оборудования.

Обращает на себя внимание значительный разброс по величине использования установленной мощности, что связано с сокращением производственной нагрузки у многих котельных.

Режим работы Анадырской ТЭЦ и газомоторной ТЭЦ является сезонным. В зимний период в работе находится Анадырская ТЭЦ, в период с июня по середину сентября горячая вода подается ГМ ТЭЦ на нужды ГВС города, а также выработку электроэнергии.

В межотопительный период на Анадырской ТЭЦ производится текущий ремонт основного и вспомогательного оборудования.

Среднегодовая нагрузка основного оборудования поквартально по ГМ ТЭЦ приведена на рисунке.

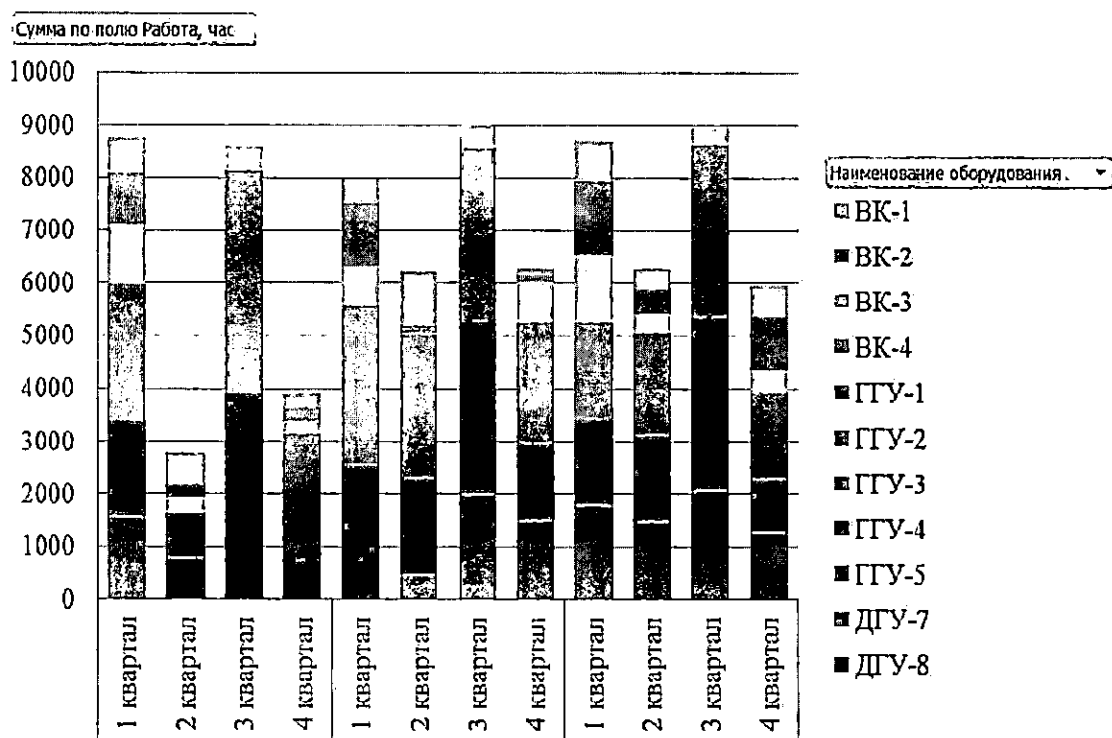


Рисунок 3 Среднегодовая загрузка оборудования на ГМ ТЭЦ

Анализ графика показывает, что наибольшая нагрузка основного оборудования ГМ ТЭЦ приходится на 1 и 3 кварталы. Это связано с покрытием максимальных тепловых и электрических пиков 1 квартала при совместной работе с Анадырской ТЭЦ,

а также в период планово-предупредительных ремонтов на Анадьрской ТЭЦ в 3-м квартале.

Таблица 26 - Среднегодовая загрузка оборудования

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Среднегодовая загрузка оборудования, %
1	Анадьрская ТЭЦ	140	185357,00	49,11%
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44		

2.9.Способы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Узлы учета тепловой энергии и теплоносителя, отпускаемых источником теплоты - Анадьрская ТЭЦ и ГМ ТЭЦ, приведены в таблице.

Таблица 27 - Сведения о приборах, установленных на Анадьрской ТЭЦ и ГМ ТЭЦ

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер
Анадьрская ТЭЦ		
Узел учета тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов Анадьрской ТЭЦ		
1.1.	Теплосчетчик в составе: тепловычислитель СПТ961.1	15418
1.2.	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800	3201
1.3.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	08316920
1.4.	Датчик температуры теплоносителя КПТР-01	2475
1.5.	Преобразователь рег., показ. Ш932.9А «Сенсорика»	08090027
1.6.	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800	3200
1.7.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	08213933
1.8.	Датчик температуры теплоносителя КПТР-01	2475А
1.9.	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800	3903
1.10.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	08316933
1.11.	Датчик температуры КПТР-01	3571
1.12.	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800	3904
1.13.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	08316927
1.14.	Датчик температуры КПТР-01	3571А
Газомоторная ТЭЦ		
2.1.	Тепловычислитель СПТ 961.2	18539
2.2.	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800	3112
2.3.	Датчик температуры КПТР-01 -1 ООП	10976
2.4.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	10309382
2.5.	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800	3114
2.6.	Датчик температуры КПТР-01-100П	10976А
2.7.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	10309738
2.8.	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800	3111
2.9.	Датчик температуры КПТР-01 -1 ООП	10895
2.10.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	10309381
2.11.	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800	3113
2.12.	Датчик температуры КПТР-01-1 ООП	10895А
2.13.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	10309793
2.14.	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800	3204
2.15.	Датчик температуры КПТР-01-100П	10782
2.16.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	10309794
2.17.	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800	3205
2.18.	Датчик температуры КПТР-01 -1 ООП	10768
2.19.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	10309383
2.20.	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800	3206

№ п/п	Тип прибора	Заводской номер
2.21.	Датчик температуры КИТР-01 -1 ООП	4644
2.22.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	10309376
2.23.	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой US800	3207
2.24.	Датчик температуры КИТР-01 -1 ООП	4649
2.25.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	10309792
2.26.	Датчик температуры КИТР-01-100П	12690
2.27.	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01	10309524

Таблица 28 - Приборы учета тепла, отпущенного в тепловые сети

Наименование котельной	Марка прибора учета тепла	Год ввода в эксплуатацию
Анадырская ТЭЦ	СПТ 962	2003
Анадырская ГМ ТЭЦ	СПТ 961,2	2005

2.10. Статистика отказов и восстановлений оборудования источников тепловой энергии

В муниципальном образовании городской округ Анадырь в период с 2010 по 2020 гг. энергоисточники работали в безаварийном режиме.

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

Предписания надзорных органов по запрещению дальнейшей эксплуатации источников тепловой энергии на территории муниципального образования городской округ Анадырь теплоснабжающей организации по состоянию на 2020 г. не выдавались.

2.12. Конкурентный отбор мощности источников с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии

На территории муниципального образования городского округа Анадырь источники тепловой энергии и (или) оборудования (турбоагрегатов), отнесенные к объектам, электрическая мощность которых поставляется в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, отсутствуют.

3. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ, СООРУЖЕНИЯ НА НИХ

Тепловые сети первого контура закольцованы между источниками тепловой энергии от ГМ ТЭЦ по верхней нитке (Б) к УТ-10, далее к УТ-3 и по нижней ветке (А) к УТ-14, далее к УТ-1, к УТ-2 и к УТ-3 (кольцо), а от УТ-3 распределяются к ЦТП № 4, 11, к УТ-4 от которого разветвление идет на две ветки: одна к ЦТП № 2, 3, 6, а вторая к ЦТП №1. Трубопроводы первого и второго контуров проложены надземно по железобетонным опорам и под ростверками зданий МКД с тепловой изоляцией, покровным слоем из оцинкованного металла, а также частично в железобетонных каналах с тепловой изоляцией и покровным слоем из рулонных материалов. От каждого ЦТП проложены трубопроводы тепловых сетей до всех потребителей: многоквартирные дома (МКД), административные здания, больничный комплекс зданий, учебные заведения, магазины, склады, гаражи и другие здания. Схема магистральных трубопроводов представлена на рисунке.

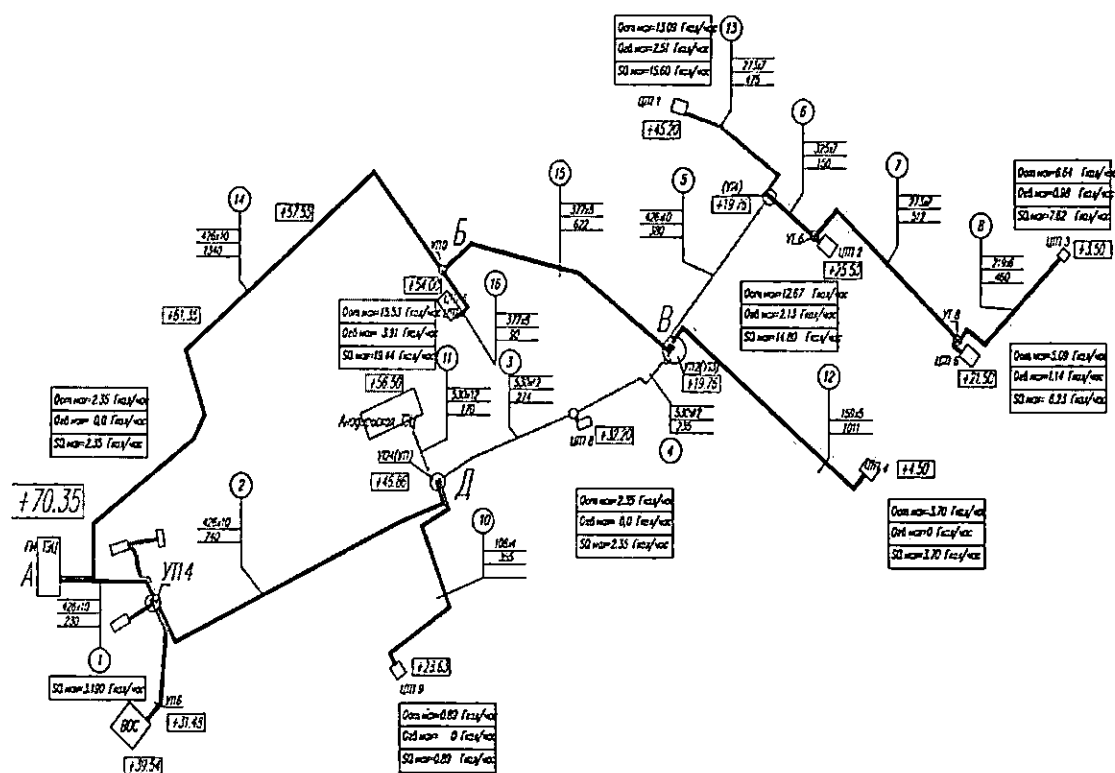


Рисунок 4. Схема магистральных тепловых сетей МП ГКХ

3.1. Описание структуры тепловых сетей от каждого источника тепловой энергии, от магистральных выводов до ЦТП или до ввода в жилой квартал или промышленный объект

Тепловые сети в г. Анадырь обслуживает Муниципальное предприятие «Городское коммунальное хозяйство» (далее МП ГКХ) на основании договора

хозяйственного ведения №01/х от 26.12.2011г. Собственником тепловых сетей является Администрация г. Анадырь.

Суммарная протяженность тепловых сетей в двухтрубном исчислении в городе составляет 42,731 км.

Схема водяных тепловых сетей от каждой из ТЭЦ до ЦТП двухтрубная, от ЦТП до потребителей четырехтрубная. По теплоснабжающей организации применяется совместная прокладка трубопроводов теплоснабжения, горячего и холодного водоснабжения и водоотведения, обусловленная особыми климатическими условиями. На поселок Тавайваам теплоноситель на нужды системы ГВС не поступает, а идет только на нужды отопления. Прокладка трубопроводов в основной своей массе применяется по наружной прокладке. Трубопроводы проложены в минераловатной изоляции марки 75, преимущественно на низких опорах с переходами на высокие в местах прохода через дорогу.

В системе теплоснабжения г. Анадырь функционирует 11 ЦТП с качественным способом регулирования, из них №1, 2, 3, 5, 6, 7, 11 работают на нужды ГВС, остальные только на отопление:

ЦТП -1

Тип теплового пункта - встроенный в здание

1. Общие данные:

Год ввода в эксплуатацию 2003 гт.

Год принятия на баланс или техобслуживание 2003г.

Источник теплоснабжения Анадырская ТЭЦ, ГМ ТЭЦ

Диаметр теплового ввода 0 219x7,0 мм

Расчетный напор на вводе теплоснабжения 35,0 м вод.ст.

Расчетный напор на вводе холодного водоснабжения 55,0 м вод. ст. Схема подключения ВВП ГВС - закрытая, параллельное включение водоподогревателей.

Схема подключения отопления - независимая.

Температурный график: а) первичный контур: 135°C-75°C;

б) вторичный контур: 95°C-70°C.

2. Тепловые нагрузки:

Таблица 28 - Тепловые нагрузки ЦТП -1

Нагрузка	Расход	
	тепла, Гкал/ч	воды, т/ч
Отопление	11,966	199,433
Горячее водоснабжение	2,290	38,167
Всего:	14,256	237,600

ЦТП - 2

Тип теплового пункта - встроенный в здание

Общие данные: Год ввода в эксплуатацию 2003 гг.

Год принятия на баланс или техобслуживание 2003г.

Источник теплоснабжения Анадьрская ТЭЦ, ГМ ТЭЦ

Диаметр теплового ввода 0 219x7,0мм

Расчетный напор на вводе теплоснабжения 41,0 м вод.ст.

Расчетный напор на вводе холодного водоснабжения 53,0 м вод. ст.

Схема подключения ВВП ГВС - закрытая, параллельное включение водоподогревателей.

Схема подключения отопления - независимая.

Температурный график: а) первичный контур: 135°C-75°C;

б) вторичный контур: 95°C-70°C.

2. Тепловые нагрузки:

Таблица 29 - Тепловые нагрузки ЦТП -2

Нагрузка	Расход	
	тепла, Гкал/ч	воды, т/ч
Отопление	11,579	192,983
Горячее водоснабжение	1,95	32,5
Всего:	13,529	225,483

ЦТП – 3

Тип теплового пункта - встроенный в здание

1. Общие данные:

Год ввода в эксплуатацию 2003 гг.

Год принятия на баланс или техобслуживание 2003г.

Источник теплоснабжения Анадьрская ТЭЦ, ГМ ТЭЦ

Диаметр теплового ввода Ø 219x7,0мм

Расчетный напор на вводе теплоснабжения 25,0 м вод.ст.

Расчетный напор на вводе холодного водоснабжения 40,0 м вод. ст.

Схема подключения ВВП ГВС - закрытая, параллельное включение водоподогревателей.

Схема подключения отопления - независимая.

Температурный график: а) первичный контур: 135°C-75°C; б) вторичный контур: 95°C-70°C.

2. Тепловые нагрузки:

Таблица 30 - Тепловые нагрузки ЦТП -3

Нагрузка	Расход	
	тепла, Гкал/ч	воды, т/ч
Отопление	5,312	88,533
Горячее водоснабжение	0,788	13,133
Всего:	6,100	101,667

ЦТП - 4

Тип теплового пункта - встроенный в здание

1. Общие данные:

Год ввода в эксплуатацию 2003 гг.

Год принятия на баланс или техобслуживание 2003г.

Источник теплоснабжения Анадырская ТЭЦ, ГМ ТЭЦ

Диаметр теплового ввода 0 159x4,5мм

Расчетный напор на вводе теплоснабжения 48,0 м вод.ст.

Схема подключения ВВП ГВС - закрытая, параллельное включение водоподогревателей.

Схема подключения отопления - независимая.

Температурный график: а) первичный контур: 135°C-75°C;

б) вторичный контур: 95°C-70°C.

2. Тепловые нагрузки:

Таблица 31 - Тепловые нагрузки ЦТП -2

Нагрузка	Расход	
	тепла, Гкал/ч	воды, т/ч
Отопление	2,405	40,083
Всего:	2,405	40,083

ЦТП - 5

Тип теплового пункта - встроенный в здание

1. Общие данные:

Год ввода в эксплуатацию 2003 гг.

Год принятия на баланс или техобслуживание 2003г.

Источник теплоснабжения Анадырская ТЭЦ, ГМ ТЭЦ

Диаметр теплового ввода 0 219x7,0мм

Расчетный напор на вводе теплоснабжения 35,0 м вод.ст.

Расчетный напор на вводе холодного водоснабжения 55,0 м вод. ст.

Схема подключения ВВП ГВС - закрытая, параллельное включение водоподогревателей.

Схема подключения отопления - независимая.

Температурный график: а) первичный контур: 135°C-75°C;

б) вторичный контур: 95°C-70°C.

2. Тепловые нагрузки:

Таблица 31 - Тепловые нагрузки ЦТП -5

Нагрузка	Расход	
	тепла, Гкал/ч	воды, т/ч

Отопление	4,771	79,517
Горячее водоснабжение	1,21	20,167
Всего:	5,981	99,683

ЦТП - 6

Тип теплового пункта - встроенный в здание

1. Общие данные:

Год ввода в эксплуатацию 2003 гг.

Год принятия на баланс или техобслуживание 2003г.

Источник теплоснабжения Анадырская ТЭЦ, ГМ ТЭЦ

Диаметр теплового ввода 0 219x7,0мм

Расчетный напор на вводе теплоснабжения 35,0 м вод.ст.

Расчетный напор на вводе холодного водоснабжения 55,0 м вод. ст.

Схема подключения ВВП ГВС - закрытая, параллельное включение водоподогревателей.

Схема подключения отопления - независимая.

Температурный график: а) первичный контур: 135°C-75°C;

б) вторичный контур: 95°C-70°C.

2. Тепловые нагрузки:

Таблица 32 - Тепловые нагрузки ЦТП -5

Нагрузка	Расход	
	тепла, Гкал/ч	воды, т/ч
Отопление	7,133	118,883
Горячее водоснабжение	1,000	16,667
Всего:	8,133	135,550

ЦТП - 7

Тип теплового пункта - встроенный в здание

1. Общие данные:

Год ввода в эксплуатацию 2003 гг.

Год принятия на баланс или техобслуживание 2003г.

Источник теплоснабжения Анадырская ТЭЦ, ГМ ТЭЦ

Диаметр теплового ввода 0219x7,0мм

Расчетный напор на вводе теплоснабжения 55,0 м вод.ст.

Расчетный напор на вводе холодного водоснабжения 75,0 м вод. ст.

Схема подключения ВВП ГВС - закрытая, параллельное включение водоподогревателей.

Схема подключения отопления - независимая.

Температурный график: а) первичный контур: 135°C-75°C;

б) вторичный контур: 95°C-70°C.

2. Тепловые нагрузки:

Таблица 33 - Тепловые нагрузки ЦТП -7

Нагрузка	Расход	
	тепла, Гкал/ч	воды, т/ч
Отопление	8,184	136,400
Горячее водоснабжение	2,085	34,750
Всего:	10,269	171,150

ЦТП - 8

Тип теплового пункта - встроенный в здание

1. Общие данные:

Год ввода в эксплуатацию 2003 гг.

Год принятия на баланс или техобслуживание 2003г.

Источник теплоснабжения Анадырская ТЭЦ, ГМ ТЭЦ

Диаметр теплового ввода 0114x4,0мм

Расчетный напор на вводе теплоснабжения 40,0 м вод.ст.

Схема подключения отопления - независимая.

Температурный график: а) первичный контур: 135°C-75°C;

б) вторичный контур: 95°C-70°C.

2. Тепловые нагрузки:

Таблица 34 - Тепловые нагрузки ЦТП -8

Нагрузка	Расход	
	тепла, Гкал/ч	воды, т/ч
Отопление	2,000	33,333
Всего:	2,000	33,333

ЦТП - 9

Тип теплового пункта - встроенный в здание

1. Общие данные:

Год ввода в эксплуатацию 2003 гг.

Год принятия на баланс или техобслуживание 2003г.

Источник теплоснабжения Анадырская ТЭЦ, ГМ ТЭЦ

Диаметр теплового ввода 0 89x3,5мм

Расчетный напор на вводе теплоснабжения 40,0 м вод.ст.

Схема подключения отопления - независимая.

Температурный график: а) первичный контур: 135°C-75°C;

б) вторичный контур: 95°C-70°C.

2. Тепловые нагрузки:

Таблица 35 - Тепловые нагрузки ЦТП -9

Нагрузка	Расход
----------	--------

	тепла, Гкал/ч	воды, т/ч
Отопление	0,857	14,283
Всего:	0,857	14,283

ЦТП -10

Тип теплового пункта - встроеный в здание

1. Общие данные:

Год ввода в эксплуатацию 2003 гг.

Год принятия на баланс или техобслуживание 2003г.

Источник теплоснабжения Анадырская ТЭЦ, ГМ ТЭЦ

Диаметр теплового ввода 0 89х3,5мм

Расчетный напор на вводе теплоснабжения 40,0 м вод.ст.

Схема подключения отопления - независимая.

3-й контур, температурный график 85°С-65°С.

2. Тепловые нагрузки:

Таблица 36 - Тепловые нагрузки ЦТП -10

Нагрузка	Расход	
	тепла, Гкал/ч	воды, т/ч
Отопление	0,754	37,7
Всего:	0,754	37,7

ЦТП - 11

Тип теплового пункта - отдельно стоящее здание

1. Общие данные:

Год ввода в эксплуатацию 2007 гг.

Год принятия на баланс или техобслуживание 2007г.

Диаметр теплового ввода 0 159х5 мм

Расчетный напор на вводе теплоснабжения 126,0 м вод.ст.

Расчетный напор на вводе холодного водоснабжения 65,0 м вод. ст.

Схема подключения ВВП ГВС - закрытая, параллельное включение водоподогревателей.

Схема подключения отопления - независимая.

Температурный график: а) первичный контур: 135°С-75°С;

б) вторичный контур: 95°С-70°С.

2. Тепловые нагрузки:

Таблица 37 - Тепловые нагрузки ЦТП -11

Нагрузка	Расход	
	тепла, Гкал/ч	воды, т/ч
Отопление	3,911	65,183
Горячее водоснабжение	1,276	21,267
Всего:	5,187	86,450

Данные по теплообменному оборудованию установленному в ЦТП представлено в таблице.

Таблица 38 - Перечень теплообменного оборудования ЦТП

№ ЦТП	Назначение	Тип	Количество, шт.	Характеристика подогревателя (тепловой поток, Гкал/ч)
1	Отопление	M15-BFG 8	3	Q=7,369
1	Горячее водоснабжения	M15-BFG 8	2	Q=2,960
2	Отопление	M15-BFG 8	3	Q=7,369
2	Горячее водоснабжения	M15-BFG 8	2	Q=2,960
3	Отопление	M15-BFG 8	3	Q=3,85 F=71,3
3	Горячее водоснабжения	M10-BFG	2	Q=1,09 F=19,0
4	Отопление	M10-BFG	3	Q=1,76
5	Отопление	M15-BFG 8	3	Q=4,509, F=83,7 м ²
5	Горячее водоснабжения	M10-BFG 8	2	Q=1,590, F=27,4 м ²
6	Отопление	M15-BFG 8	3	Q=3,903 F=71,3
6	Горячее водоснабжения	M10-BFG 8	2	Q=1,250 F=19,0
7	Отопление	M15-BFG 8	3	Q=5,996 F=112,2 м ²
7	Горячее водоснабжение	M15-BFG 8	2	Q=2,600 F=37,8 м ²
8	Отопление	M15-BFG 8	2	Q=1,121 F=41^
9	Отопление	M10-BFG	2	Q=0,975 F=14^2
10	Отопление	M15-BFG8	2	Q=4,308; F=78^
11	Отопление	M15-BFG 8	2	Q=3,670;
11	Горячее водоснабжения	T5-MFG	2	Q=1,365 ; F=3,1 м ²

Данные по насосному оборудованию, установленному на ЦТП представлены в таблице

Таблица 39 - Насосное оборудование ЦТП

Наименование насосной станции (ЦТП). Назначение	Продолжительность работы насосной станции (ЦТП) в период регулирования, ч (период работы)	Марка насоса	Тип электродвигателя	Параметры работы в период с характерной температурой наружного воздуха									
				Характерная температура наружного воздуха, °С	Число насосов, одновременно находящихся в работе, шт.	Диаметр рабочего колеса/диаметр колеса после обрезки, мм	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП), т/ч	Подача насоса, м ³ /ч	Напор насоса, м	КПД насоса	Нормируемая мощность насосной станции (ЦТП), кВт	Число часов работы насосов, ч	Нормативные технологические затраты эл. энергии насосной станции (ЦТП), кВт х ч
ЦТП-1	7464	1Д315-50а	4AM ² 25M ² У3	-10.5	2	315	299.25	315	50	85.0	48.4	7 464	560 857
	8448	Dolphin LX0110A	WEG 3-100L-04	-10.5	1	80	0.57	0.6	70	90.0	0.1	7 464	3 118
	8448	Grundfos TR 80-110/4	MG100LB4-28FF215-H3	-10.5	1	80	41.895	44.1	9.7	80.0	1.4	7 464	15 906
	8448	Grundfos CR 64-3	MG160LB2-42FF300-H3	-10.5	1	-	54.91	57.8	72	80	13.6	7 464	135 312
	8448	Grundfos CR 45-2-2	MG132SC2-38FF265-H3	-10.5	1	-	25.08	26.4	41	80.0	3.5	7464	37 172
	8448	Grundfos CR 10-5	MG90LC2-24FT115-H3	-10.5	1	-	11.495	12.1	33	80.0	1.3	7 464	14 663
	8448	Grundfos CR 5-10	MG90SB2-24FT115-H3	-10.5	1	-	5.13	5.4	53	80.0	0.9	7464	17 013
ЦТП-2	7464	Wilo -NL 100/200-372-05	Mot3-QE200L2C-40-PTC-H	-10.5		200	190	200	40	85.0	24.6	7 464	352 564
	8448	Dolphin LX 011 OA-	AF 100L/4R-12	-10.5	1	-	0.57	0.6	70	90.0	0.1	7 464	3 123
	8448	TP 80-110/4	MG100LB4-28FF215-H3	-10.5	1	-	34.865	36.7	7	90.0	0.7	7 464	13 657
	8448	Grundfos CR 64-3	MG 160LB2-42FF300-H3	-10.5	1	-	47.215	49.7	BO	80.0	9.6	7 464	109 272
	8448	Grundfos CR 15-3	MG112MC2-28FT130-H3	-10.5	1	-	7.885	8.3	36	80.0	1.0	7464	17 543
	8448	Grundfos CR 15-4	MG100LC2-28FT130-H3	-10.5	1	-	13.11	13.8	40	80	1.8	7 464	25 069
	8448	Grundfos CR 5-9	MG90SB2-	-10.5	1	-	2.66	2.8	40	80.0	0.4	7 464	7 619

Наименование насосной станции (ЦТП). Назначение	Продолжительность работы насосной станции (ЦТП) в период регулирования, ч (период работы)	Марка насоса	Тип электродвигателя	Параметры работы в период с характерной температурой наружного воздуха										
				Характерная температура наружного воздуха, °С	Число насосов, одновременно находящихся в работе, шт.	Диаметр рабочего колеса/диаметр колеса после обрезки, мм	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП), т/ч	Подача насоса, м ³ /ч	Напор насоса, м	КПД насоса	Нормируемая мощность насосной станции (ЦТП), кВт	Число часов работы насосов, ч	Нормативные технологические затраты эл. энергии насосной станции (ЦТП), кВт х ч	
			24FT115-H3											
ЦТП-3	7464	Wilo-NL 125/315-305-05	Mo13-QE200L4D-40-PTC-H	-10.5	1	315	299.25	315	31	85.0	30.0	7 464	263 949	
	8448	CP 40-2700T	DAB-CP-40	-10.5	1	200	2.85	3	26	85.0	0.2	7464	4 555	
ЦТП-4	7464	K100-65-200 A12-50	АИР160М ² Ж1У ₂	-10.5	1	200	74.1	78	32	85.0	7.7	7464	101 600	
ЦТП-5	7464	Wilo -NL 100/200-452-05	Mo13-QE225M2B-40-PTC-H	-10.5	1	200	190	200	58	85.0	35.6	7 464	305 532	
	8448	CR 32 5 A-F-R-EUBE	MG160MB2-42FF300-C2	-10.5		-	28.5	30	76	80.0	7.4	7464	125 878	
ЦТП-6	7464	K150-125-315C/4-6	АИР180М4У3	-10.5	1	315	190	200	32	85.0	19.7	7 464	181 860	
	7484	KM 80-65-160/2-52M	AM112M ² Ж1	-10.5		80	47.5	50	32	65.0	6.4	7 464	57 466	
ЦТП-7	7464	1Д315-71а УХЛ-4	4AM ² 50M ² У3	-10.5		315	285	300	62	85.0	57.1	7464	494 492	
	7464	У-315S-4	TYPE Y-315S-4	-10.5		315	380	400	80	85.0	98.3	7 464	822 136	
	7464	KM 100-80	АИР 160 S2 Ж1	-10.5		100	95	100	32	60.0	13.9	7464	122 609	
	8448	ВВН 1-1.5 УХЛ4	АИР112М4У3	-10.5		80	0.285	0.3	57	90.0	0.0	7 464	1 280	
	8448	TR 80-110/4	MG100LB4-28FF215-D1	-10.5		80	47.5	50	8	80.0	1.3	7464	14 677	
	8448	CR 90-4 A-F-A-E-HQDE	1LG6 206-2AA91Z	-10.5		200	71.25	75	116	80.0	28.1	7 464	276 545	
	7464	K100-65-200a 12-5-2	АИР160М12Ж1У3	-10.5		200	74.1	78	40	85.0	9.6	7 464	96 286	
ЦТП-9	7464	KM 80-65160/2-5 2M	5AMП2M ² Ж1У2	-10.5		160	37.05	39	35	85.0	4.2	7464	41 498	
ЦТП-10	7464	KM 40-32-180/2M-У3	АИР160М ² Ж1	-10.5		15	9.5	10	45	75.0	1.6	7 464	30 038	

Наименование насосной станции (ЦТП). Назначение	Продолжительность работы насосной станции (ЦТП) в период регулирования, ч (период работы)	Марка насоса	Тип электродвигателя	Параметры работы в период с характерной температурой наружного воздуха									
				Характерная температура наружного воздуха, °С	Число насосов, одновременно находящихся в работе, шт.	Диаметр рабочего колеса/диаметр колеса после обрезки, мм	Нормативный расход теплоносителя через насосную станцию (ЦТП), т/ч	Подача насоса, м ³ /ч	Напор насоса, м	КПД насоса	Нормируемая мощность насосной станции (ЦТП), кВт	Число часов работы насосов, ч	Нормативные технологические затраты эл. энергии насосной станции (ЦТП), кВт х ч
	7464	КМ 100-65-200А/2-5-2М-УЗ	А80В2Ж1	-10.5		160	95	100	50	85.0	15.4	7 464	135 145
ЦТП-11	7464	К100-80-160/2-5-2М	АИР 160 S2 Ж1 Е2	-10.5	1	160	95	100	32	85.0	9.В	7 464	89 578
	8448	КМ 40-32-180/2М-УЗ	ДНМ50	-10.5	1	180	5.7	6	40	85.0	0.7	7 464	14 385

Перечень деаэраторов и охладителей выпара установленных на ЦТП приведен в таблице

Таблица 40 - Деаэраторы и охладители выпара на ЦТП 1, 2

№ ЦТП	№ п/п	Назначение	Тип	Количество, шт.
1	1	Деаэратор вакуумный струйный	СВД - 06	1
	2	Охладитель выпара	ТОС (Т0) -06-125-400-1-ВВГ	1
2	1	Деаэратор вакуумный струйный	СВД - 06	1
	2	Охладитель выпара	ТОС(Т0) -06-125-400-1-ВВГ	1
5,7	1	Вакуумно-атмосферные деаэраторы $O_{таx}=40m^3/час$	«АВАКС»	1

Структура тепловых сетей г. Анадырь представлена в таблицах

Таблица 41 - Структура тепловых сетей МП ГКХ

Длина участка	0 530 x 12,0	0 426 x 10,0	0 377 x 9,0	0 325 x 8,0	0 273 x 8,0	0 219 x 7,0	0 159 x 5,0	0 140 x 12,7	0 133 x 4,0	0 114 x 4,0	0 110 x 10,0
Магистральные	679.00	2 690.00	712.00	150.00	987.00	1 511.00	230.00	0.00	0.00	8.00	0.00
Т1, Т2			0.00	1 476.00	2 594.00	8 208.00	7 592.00	0.00	464.00	9 960.00	0.00
Т3, Т4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	570.80	1 531.75	0.00	520.40	822.40

Длина участка	0 90 x 8,2	0 89 x 4,0	0 76 x 3,5	0 63 x 5,7	0 57 x 3,5	Итого
Магистральные	0.00	355.00	0.00	0.00	0.00	7 322.00
Т1, Т2	0.00	8 218.00	174.00	0.00	1 844.00	20 265.00
Т3, Т4	1 725.05	899.75	1 150.05	2 707.60	5 216.20	15 144.00

Таблица 42 - Характеристики тепловых сетей на отопление в двухтрубном исполнении МП ГКХ

	0 57 x 3,5	0 63 x 5,7	0 76 x 3,5	0 89 x 3,5	0 90 x 8,2	0 110 x 10,0	0 114 x 4,0	0 133 x 4,0	0 140 x 12,7	0 159 x 5,0	0 219 x 7,0	0 273 x 8,0	0 325 x 8,0	0 350 (400)
ЦТП-1	250	0	0	2922	0	0	1776	0	0	1052	1452	954	380	0
ЦТП-10	0	0	0	0	0	0	690	0	0	0	284	0	0	0
ЦТП-11	0	0	0	640	0	0	1132	0	0	348	228	0	0	0
ЦТП-2	516	0	0	1278	0	0	572	0	0	1304	716	1272	0	0
ЦТП-3	744	0	124	0	0	0	508	0	0	676	962	0	0	0
ЦТП-4	40	0	0	446	0	0	1498	0	0	154	468	0	0	0
ЦТП-5	56	0	0	758	0	0	1016	0	0	1100	1634	0	0	0
ЦТП-6	80	0	50	120	0	0	808	464	0	1078	1016	154	0	0
ЦТП-7	0	0	0	1374	0	0	1792	0	0	672	1448	214	1096	0
ЦТП-8	158	0	0	680	0	0	168	0	0	1208	0	0	0	0
ЦТП-9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Общий итог	1844	0	174	8218	0	0	9960	464	0	7592	8208	2594	1476	0

Таблица 43 - Характеристика тепловых сетей ГВС в однотрубном исполнении МП ГКХ

Номер ЦТП	0 57 x 3,5	0 63 x 5,7	0 76 x 3,5	0 89 x 3,5	0 90 x 8,2	0 110 x 10,0	0 114 x 4,0	0 133 x 4,0
ЦТП-1	3167	2022.5	95	21	1162.5	815.5	0	0

Номер ЦТП	0 57 x 3,5	0 63 x 5,7	0 76 x 3,5	0 89 x 3,5	0 90 x 8,2	0 110 x 10,0	0 114 x 4,0	0 133 x 4,0
ЦТП-10	0	0	0	0	0	0	0	0
ЦТП-11	0	1369	0	0	403.1	220.5	0	0
ЦТП-2	2441.2	287.3	334.5	408.5	120.5	341.1	312	0
ЦТП-3	310.3	479	71.2	181.1	312.3	65.2	0	0
ЦТП-4	0	0	0	0	0	0	0	0
ЦТП-5	923.2	1101	188	0	1126.8	160.5	0	0
ЦТП-6	908.4	156.4	75	256.5	324.9	42	336.8	0
ЦТП-7	2682.3	0	1536.4	932.4	0	0	392	0
ЦТП-8	0	0	0	0	0	0	0	0
ЦТП-9	0	0	0	0	0	0	0	0
Общий итог	10432.4	5415.2	2300.1	1799.5	3450.1	1644.8	1040.8	0

Номер ЦТП	0 140 x 12,7	0 159 x 5,0	0 219 x 7,0	0 273 x 8,0	0 325 x 8,0	0 350 (400)
ЦТП-1	1354.5	0	0	0	0	0
ЦТП-10	0	0	0	0	0	0
ЦТП-11	0	0	0	0	0	0
ЦТП-2	108.3	334.5	0	0	0	0
ЦТП-3	143.1	0	0	0	0	0
ЦТП-4	0	0	0	0	0	0
ЦТП-5	1018.3	0	0	0	0	0
ЦТП-6	439.3	0	0	0	0	0
ЦТП-7	0	807.1	0	0	0	0
ЦТП-8	0	0	0	0	0	0
ЦТП-9	0	0	0	0	0	0
Общий итог	3063.5	1141.6	0	0	0	0

Таблица 45 – Характеристика тепловых сетей

Трубопровод сети	Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность (в двухтрубном исчислении), м	Назначение тепловой сети (магистральные, распределительные - отопления, ГВС)	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Тип изоляции	Физ. износ, %
1 контур	До 600	7137	Магистральная	В	1984	Минвата	92
1 контур	До 600	220	Распределительная	В, К	1984	Минвата	92
2 контур	До 400	27200	Магистральная	В, К	1984	Минвата	92
2 контур	До 400	19600	Распределительная	В, К	1984	Минвата	92

Трубопровод сети	Наружный диаметр трубопровода, мм	Протяженность (в двухтрубном исчислении), м	Назначение тепловой сети (магистральные, распределительные - отопления, ГВС)	Тип прокладки	Год ввода в эксплуатацию (перекладки)	Тип изоляции	Физ. износ, %
3 контур	До 400	380	Магистральная	В, К	1984	Минвата	92
3 контур	До 400	316	Распределительная	В, К	1984	Минвата	92
ГВС	До 200	15268	Магистральная	В, К	1984	Минвата	61,6
ГВС	До 200	15020	Циркуляция	В, К	1984	Минвата	61,6

3.2. Электронные и бумажные схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии

Схемы размещения источников и зон централизованного теплоснабжения на территории муниципального образования городской округ Анадырь, а также схемы тепловых сетей в зонах действия источников тепловой энергии представлены на рисунке.

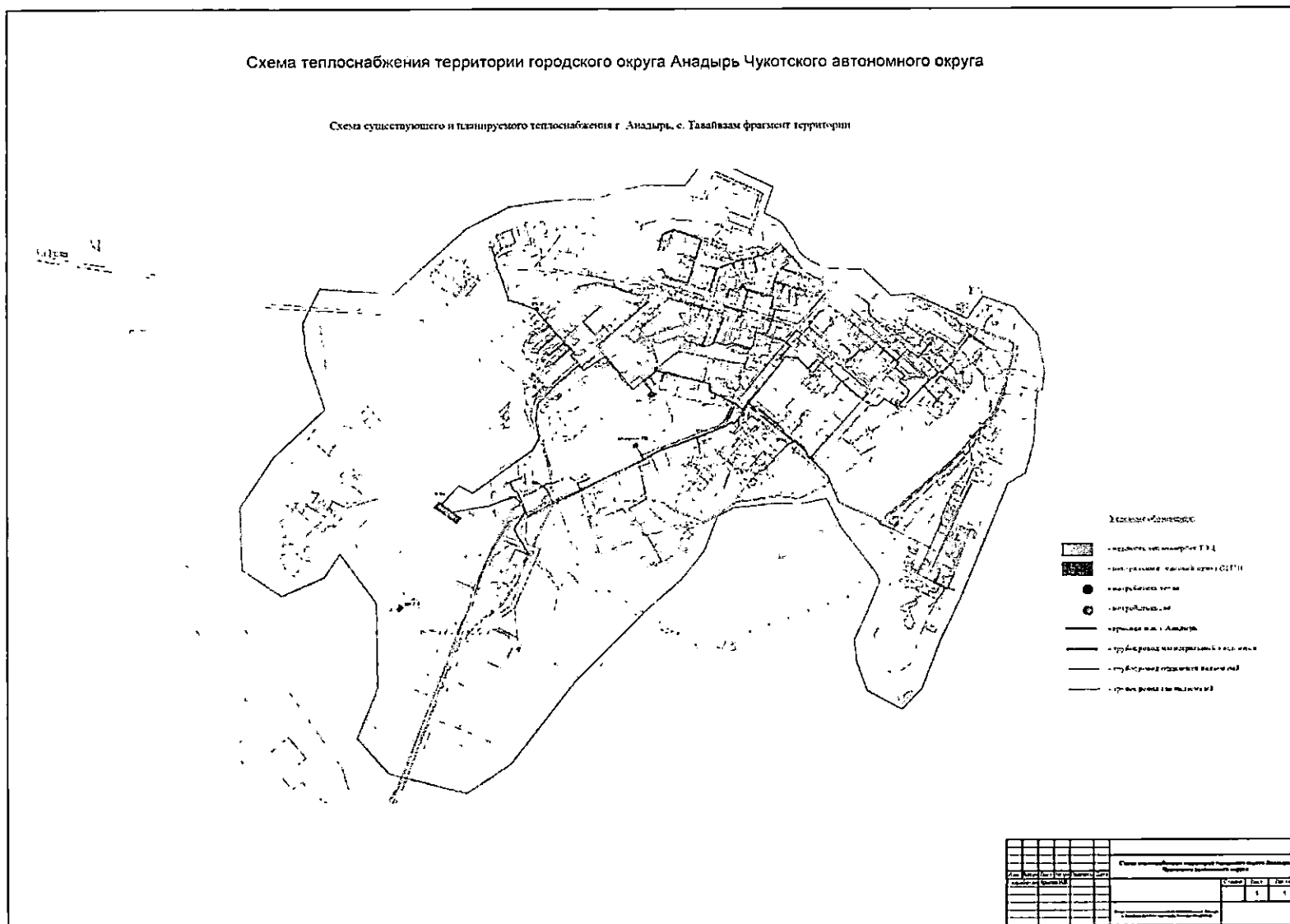


Рисунок 5. Схема тепловых сетей зоны теплоснабжения Анадырской и ГМ ТЭЦ в городском округе Анадырь

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

В качестве компенсирующих устройств на сетях МП ГКХ применяются П-образные компенсаторы, так и за счет естественной компенсации углов поворота теплотрассы. Основная масса теплопроводов выполнена стальными трубами в минераловатной изоляции (около 99%), в ППУ изоляции около 1 %. Тепловые сети проложены надземно на высоких опорах в местах проезда транспорта и низких опорах (блоки ФБС, Жб конструкции). Совместная прокладка трубопроводов теплоснабжения, горячего и холодного водоснабжения и водоотведения, обусловленная особыми климатическими условиями. По способу прокладки преобладает прокладка в непроходных каналах около 53%, подвальная 42% и 5% надземная. Средняя глубина закладки трубопроводов тепловых сетей при подземной прокладке составляет около 1-1,2 м. Тепловые сети введены в эксплуатацию в период 2003-2007 году.

Исследуемый район характеризуется следующими геологическими показателями: базальты серые, микрозернистые-порфировые с проявлением флюидальности темноцветных фенокристалов свежего облика, слаботрещиноватые с закрытыми трещинами, прочные до очень прочных, морозные;

-щебень андезитовый средней прочности с суглинистым заполнителем до 20 - 25%, твердомерзлый, слабодистый;

-элювиальная пестроцветная глина, имеющая облик дресвяного грунта, твердомерзлая, слабодистая, незасоленная.

Нормативная глубина сезонного оттаивания грунтов в пределах участка строительства изменяется, в зависимости от литологического состава грунтов от 1,5 до 3,6 м.

Грунты слоя сезонного оттаивания пучинистые.

В теплое время года в слое сезонного оттаивания, в незначительном объеме, могут циркулировать надмерзлотные, склоновые воды.

Информация по тепловым сетям:

Наименование котельной:	ОП АО «Чукотэнерго» Анадырская ТЭЦ
Адрес:	г. Анадырь ул. Рультытегина 35А
Вид собственности (муниц., госуд., частная):	Частная собственность

Собственник:	АО «Чукотэнерго»
Наименование ТСО:	Нет сведений
Расстояние от источника теплоснабжения до наиболее удаленного потребителя по главной магистрали, км	МП «Городское коммунальное хозяйство»

Таблица 44 - Технические характеристики трубопроводов сетей теплоснабжения

Трубопровод тепловой сети: подающий - (п); обратный - (о)	Наружный диаметр трубопровода, Дн, мм	Общая протяженность трубопроводов участка сети (в двухтрубном исчислении), L, м	Назначение тепловой сети (магистральные, распределительные - отопления, ГВС)	Тип прокладки	Год ввода участка труба в эксплуатацию (перекладки)	Теплоизоляционная конструкция	Балансовая принадлежность участка ТС	Физ. Износ, %
1контур (п), (о)	530	679	Магистральный	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
1контур (п), (о)	426	2669	Магистральный	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
1контур (п), (о)	377	712	Магистральный	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
1контур (п), (о)	325	150	Магистральный	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
1контур (п), (о)	273	1033	Магистральный	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
1контур (п), (о)	219	836	Магистральный	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
1контур (п), (о)	159	915	Магистральный	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
1контур (п), (о)	114	8	Магистральный	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
1контур (п), (о)	89	355	Магистральный	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
2контур (п), (о)	325	1476	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
2контур (п), (о)	273	2594	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
2контур (п), (о)	219	8206	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
2контур (п), (о)	159	7592	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
2контур (п), (о)	133	464	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
2контур (п), (о)	114	9960	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
2контур (п), (о)	89	8218	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
2контур (п), (о)	76	174	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
2контур (п), (о)	57	1844	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
3контур (п), (о)	219	284	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
3контур (п), (о)	114	690	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
ГВС (п)	159	1141,6	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
ГВС (п), (о)	140	3063,5	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
ГВС (п)	114	1040,8	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
ГВС (п), (о)	110	1644,8	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
ГВС (п), (о)	90	3450,1	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
ГВС (п), (о)	89	1799,5	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
ГВС (п), (о)	76	2300,1	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
ГВС (п), (о)	63	5415,2	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д
ГВС (п), (о)	57	10432,4	Маг/распр	в/н	н/д	Рубер/минвата/оцинк	н/д	н/д

Таблица 44 - Технические характеристики трубопроводов сетей теплоснабжения

Трубопровод тепловой сети: подающий -(п); обратный -(о)	Наружный диаметр трубопровода, Dн, мм	Общая протяженность трубопроводов участка сети (в двухтрубном исчислении), L, м	Назначение тепловой сети (магистральные, распределительные - отопления, ГВС)	Тип прокладки	Год ввода участка труб-да в эксплуатацию (перекладки)	Теплоизоляционная конструкция	Балансовая принадлежность участка ТС	Физ. Износ, %
(П)	530	567	магистральные	надземный	1986	МП-75	ОП АТЭЦ	н/д
(О)	530	567	магистральные	надземный	1986	МП-75	ОП АТЭЦ	н/д
(П)	426	345	магистральные	надземный	1986	МП-75	ОП АТЭЦ	н/д
(О)	426	345	магистральные	надземный	1986	МП-75	ОП АТЭЦ	н/д
(П)	273	518	магистральные	надземный	1986	МП-75	ОП АТЭЦ	н/д
(О)	273	518	магистральные	надземный	1986	МП-75	ОП АТЭЦ	н/д

3.4. Информация о характеристиках грунтов в местах прокладки трубопровода, с выделением наименее надёжных участков отсутствует. Описание типов и количества секционирующей и регулирующей арматуры на тепловых сетях

Характеристика грунта.

Непосредственно на территории занимаемой городской застройкой развиты породы палеогена и четвертичного комплекса. Прилегающие участки местности слагают, кроме того отложения мела и неогена, которые для города являются источниками поступления бурого угля и довольно значительных объемов пресной воды.

Породы палеогена представлены двумя формациями: терригенной (нижняя) и эффузивно-туфогенной (верхняя). Последняя в городе развита наиболее широко и состоит из застывших потоков лавы и туфов основного и среднего состава.

Нижняя часть разреза отложений палеогена делится на три свиты (снизу вверх): онеменская, продуктивная и первореченская.

Онеменская свита сложена песчаниками, туфопесчаниками, аргиллитами, алевролитами, конгломератами в виде невыдержанных прослоев и пластами углей мощностью до 1,5 м. Общая мощность свиты 300-350 м.

Продуктивная свита состоит из песчаников, аргиллитов, алевролитов и пластов угля мощностью 0,1-12 м. Общая мощность 200-250 м.

Первореченская свита это алевролиты, реже аргиллиты и песчаники, пласты угля мощностью 0,1-5м. Общая мощность свиты 400-500м.

Эти свиты обнажаются только на незначительных участках береговых обрывов Анадырского лимана, они же подстилают четвертичные отложения в долине р. Казачки.

Свита вулканитов, слагающая центральную часть города, состоит из базальтов, андезито-базальтов, андезитов и их туфов общей мощностью 100-150м.

Четвертичные отложения широко распространенные в городе делятся на три группы: морские, аллювиальные и делювиально-солифлюкционные.

Морские четвертичные отложения (mQ). Среди этих отложений в районе города различают: современные (mQIV), верхнечетвертичные (mQIII) и нерасчлененные средне- и верхнечетвертичные (mQII-III).

Нерасчлененные средне- и верхнечетвертичные отложения (mQII-III) – эти отложения слагают высокие морские террасы, занимающие значительную площадь

внутри городской черты. В их составе преобладают суглинки, супеси, пески, подчиненное значение имеют глины, гравий, галька и валуны, мощность видимых отложений оценивается по высоте террас над уровнем моря в 50м. Наиболее полный разрез этих отложений описан на мысе Диониса (за пределами рассматриваемой территории), где (сверху вниз) залегают:

- 0,1 м почвенно-растительный слой
- 16,6 м супесь с галькой и гравием
- 0,9 м валунные суглинки
- 2,4 м переслаивание песков и супесей (мощность прослоек 5-10 см)
- 2,4 м суглинки с галькой, гравием, валунами
- 1,0 м разнозернистые пески
- 2,7 м глины валунные с прослойками песков мощностью 5-10см
- 2,9 м переслаивание песков и супесей, прослойки гравия
- 0,4 м гравий и галька
- 0,3 м супесь с песчано-гравийной смесью
- 3,7 м глина с песком и гравием

Общая мощность разреза 23,6 м. В нем встречены ископаемая флора и пыльца растений, позволившие уточнить возраст отложений.

Непосредственно в городе на склоне г. Ивкова скважиной были вскрыты морские отложения мощностью 20м почти полностью состоящие из суглинков, песков и галечников с гравием (10-20%).

Морские верхнечетвертичные отложение (mQIII) — эти отложения имеют значительно меньшую площадь распространения. Они слагают аккумулятивную террасу высотой 30 м над уровнем моря и состоят из суглинков, супесей, песков с редкими прослоями и линзами гравийно-галечного материала. Мощность 20-52,5 м, глубина 10-15 м Они вскрыты в городе многочисленными выработками.

Современные четвертичные отложения (mQIV) по своему происхождению представлены большим разнообразием, чем более древние четвертичные отложения, среди современных отложений в районе встречаются: аллювиальные, морские, озерно-аллювиальные, делювиальные, делювиально-солифлюкционные и элювиальные.

Современные морские отложения (mQIV) слагают пляжи, по ширине не превышающие 20-30 м, имеющие высоту 1,5- 2м, полностью затапливаемые во время приливов. Они сложены песками, суглинками, супесями, часто содержат рассеянную гальку и гравий, которые на отдельных участках преобладают в разрезе. У обрывистых берегов в них появляются скопления щебня и глыб.

Современный аллювий (mQIV)слагает пойму р. Казачки. В его составе грунты отличаются высокой степенью изменчивости в зависимости от состава грунтов прилегающих элементов рельефа: гравийно-галечные отложения дельты связаны с близкими выходами эффузивов, а в основной части долины развиты глинистые грунты, что связано с глинистыми грунтами морских террас вдоль ее склонов. Однако на поверхности поймы широко распространены озерно-болотные оторфованные и засоленные грунты. Их происхождение – периодическое поступление соленых морских вод в долину р. Казачка в процессе приливов, распространяющихся вверх по долине на 7 км, и нередко сопровождаются противотечениями. Засоляются грунты, грунтовые и поверхностные воды.

Установление контакта между аллювием и озерно-болотными отложениями в этих условиях бывает затруднено, так как заторфованными и засоленными оказываются и аллювиальные грунты. Общая мощность тех и других в низовьях р. Казачка оцениваются по данным бурения от 8 до 25-35 м, чаще 17-25 м.

Современные делювиальные и делювиально-солифлюкционные образования (d, dsQIV) покрывают склон г. Ивкова. В их составе обломки базальтов, андезитов и туфов от дресвы и щебня до глыб с примесью мелкозема, объем которого увеличивается на участках появления туфов. Мощность этих образований не превышает 2-3 м.

Современные элювиальные образования (eQIV) это продукты выветривания развитых в районе темно-серых до черных эффузивов основного и среднего состава и их туфов. Степень выветривания этих пород существенно зависит от их текстуры, тектонической раздробленности, условий залегания и климатических условий. В рассматриваемом районе это чаще всего дресва, щебень, глыбы и мелкозем в различном сочетании их объемов, но чаще преобладают обломки. Однако существующие в районе тектонические разломы, зоны смятия и сопровождающие их зоны повышенного дробления пород местами обнаруживают появление продуктов более высокой степени выветривания – глин, суглинков, песков. Такие участки встречаются редко, но в районе существуют. Мощность элювия от 0,1-2,0 до 12,0 м. Минимальные мощности - на вершинах и верхних частях склонов холмов, максимальные – в ослабленных тектонических зонах и на участках появления туфов.

3.5. Описание типов и строительных особенностей тепловых камер и павильонов теплопроводов, представляющих места с ответвлениями, секционными задвижками, дренажными устройствами, компенсаторами, неподвижными опорами и опусками труб.

В систему тепловых сетей муниципального образования городской округ Анадырь входят тепловые камеры. В тепловой камере установлены стальные задвижки, спускные и воздушные устройства, требующие постоянного доступа и обслуживания. Тепловые камеры выполнены в основном из сборных железобетонных конструкций, оборудованных прямыми, воздуховыпускными и сливными устройствами. Строительная часть камер выполнена из сборного железобетона. Днище камеры устроено с уклоном в сторону водосборного прямого. В перекрытии оборудовано два или четыре люка.

Конструкции смотровых колодцев выполнены по соответствующим чертежам и отвечают требованиям ГОСТ 8020-2016 и ТУ 5855-057-03984346-2006.

Камеры расположены в местах установки оборудования теплопроводов: задвижек, спускных и воздушных кранов. Тепловая камера служит для защиты узлов (стыков), а также секционных задвижек (вентилей), компенсаторов, дренажных устройств, разных отводов, перемычек и возможных слабых мест на трубопроводе.

На сетях МП ГКХ запорная арматура установлена на всех врезках к потребителям. В качестве запорной арматуры, главным образом, используются стальные клиновые задвижки ЗКЛ и шаровые краны. Запорная арматура установлена на выходе из котельной, на ответвлениях тепловых сетей от магистральных линий в сторону потребителей.

В тепловых камерах установлены чугунные задвижки, вентили бронзовые, затворы дисковые различных диаметров. Регулирующей арматуры на сетях установлены дросселирующие шайбы. Подробная информация по регулирующей арматуре отсутствует.

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

Теплоснабжение в городе Анадырь осуществляется по трубопроводам 1-го контура перегретым теплоносителем с температурой 135-75 0С от двух источников

теплоснабжения, Анадырской ТЭЦ и Газомоторной ТЭЦ, по гидравлически независимой схеме до 11 центральных тепловых пунктов (ЦТП № 1-11).

На ЦТП установлены водоводяные пластинчатые подогреватели, в которых снижаются параметры теплоносителя (2-й контур) до температуры 95-70 0С, а от теплоносителя 2-го контура (от ЦТП № 7) по независимой схеме на ЦТП № 10 снижается теплоноситель (3-й контур) с параметрами 85-65 0С. Схема теплоснабжения города - закрытая.

На рисунках представлены утвержденные температурные графики отпуска теплоты городского округа Анадырь.

Приложение № 4
к договору поставки тепловой
энергии и теплоносителя № 01-79 от
27 декабря 2018 г.

**ТЕМПЕРАТУРНЫЙ ГРАФИК
РЕГУЛИРОВАНИЯ ОТПУСКА ТЕПЛА С ИСТОЧНИКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ**

Температура наружного воздуха, °С	Температура теплоносителя в подающем трубопроводе, °С, при скорости ветра, м/с:					Температура теплоносителя в обратном трубопроводе, °С
	0-5	5-15	15-25	25-35	5	
1	80	80	80	80	80	51
10	80	80	80	80	80	51
9	80	80	80	80	80	51
8	80	80	80	80	80	51
7	80	80	80	80	80	51
6	80	80	80	80	80	51
5	80	80	80	80	80	51
4	80	80	80	80	80	51
3	80	80	80	80	80	51
2	80	80	80	80	80	51
1	80	80	80	80	80	51
0	80	80	80	80	80	51
-1	80	80	80	80	80	51
-2	80	80	80	80	80	51
-3	80	80	80	80	80	51
-4	80	80	80	80	80	51
-5	80	80	80	80	80	51
-6	80	80	80	80	80	51
-7	80	80	80	80	81	51
-8	80	80	80	81	83	51
-9	80	81	83	85	85	51
-10	81	83	85	87	87	52
-11	83	85	87	89	89	53
-12	85	87	89	91	91	53
-13	87	89	91	93	93	54
-14	88	91	93	95	95	55
-15	90	92	95	97	97	56
-16	92	94	97	99	99	57
-17	94	96	99	101	101	57
-18	96	98	100	103	103	58
-19	97	100	102	105	105	59
-20	99	102	104	107	107	60
-21	101	103	106	109	109	60
-22	103	105	108	111	111	61
-23	104	107	110	113	113	62
-24	106	109	112	115	115	63
-25	108	111	114	117	117	63
-26	109	112	115	119	119	64
-27	111	114	117	120	120	65
-28	113	116	119	122	122	66
-29	115	118	121	124	124	66
-30	116	120	123	126	126	67
-31	118	121	125	128	128	68
-32	120	123	127	130	130	69
-33	121	125	128	132	132	69
-34	123	127	130	134	134	70
-35	125	128	132	135	135	71

11

Рисунок 6 - Температурный график

1	2	3	4	5	6
-36	127	130	134	135	71
-37	128	132	135	135	72
-38	130	134	135	135	73
-39	132	135	135	135	74
-40	133	135	135	135	74
-41	135	135	135	135	75

ПОДПИСИ СТОРОН:

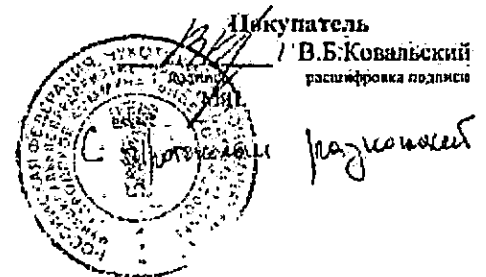


Рисунок 7 - Температурный график

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

В соответствии с пунктом 6.2.59 «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок»:

Отклонения от заданного режима на источнике теплоты предусматриваются не более:

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

Отклонение фактической среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети может превышать заданным температурным графиком не более чем на +3%.

Понижение фактической температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется.

Схема теплоснабжения городского округа Анадырь на период с 2021 по 2032 гг. Фактические температурные режимы отпуска тепла в тепловые сети МП ГКХ, основанные на диспетчерских данных, представлены на рисунке.

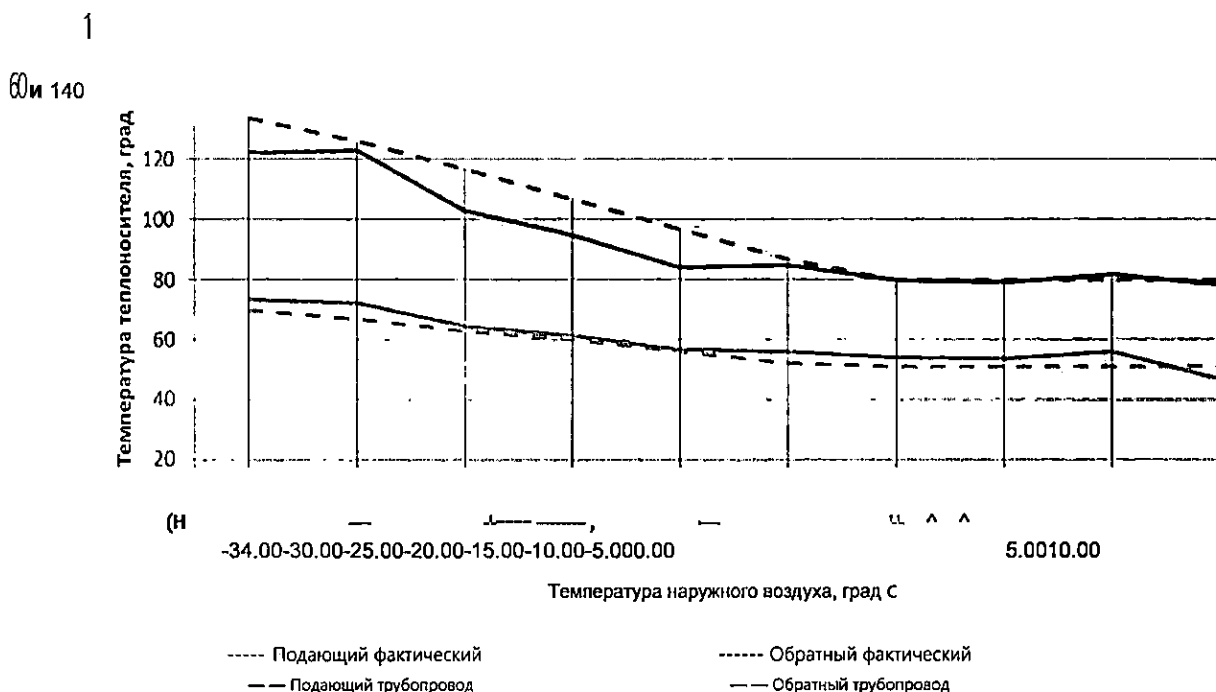


Рисунок 8. Фактические температурные режимы отпуска тепла с ТЭЦ по первому контуру в тепловые сети МП ГКХ

На рисунке приведен утвержденный расчетный график отпуска тепла от Анадырской и ГМ ТЭЦ с наложением фактических значений температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах на магистральных выводах источников при различных температурах наружного воздуха (от -34°С до +10°С).

Из приведенного выше графика видно, что фактическая температура теплоносителя подающего трубопровода в промежутке от -34°С до -10°С отличается от утвержденного графика в среднем на 8,38% от фактического в меньшую сторону. Несмотря на это, температура теплоносителя обратного трубопровода почти совпадает с фактическими показателями отпуска теплоты от ТЭЦ. Расхождение по подающему трубопроводу может объясняться критерием различия между скоростями ветра в определенный промежуток времени.

- Регулирование режима работы систем теплоснабжения абонентов, осуществляется по температурным графикам для потребителей, разработанных с учетом режима работы различных схем подключения.

3.8. Гидравлические режимы тепловых сетей и пьезометрические графики

Гидравлические режимы тепловых сетей обусловлены качественным способом регулирования и неизменны на протяжении отопительного периода.

Разработка гидравлических режимов тепловых сетей в МП ГКХ, а также пьезометрических графиков по каждой ЦТП производилась в 2010 году Теплоэнергосервисом ДКМ.

На основании наладочных работ было отрегулированы тепловые сети от ЦТП до потребителя, с установкой дроссельных шайб на подающем трубопроводе.

3.9. Статистика отказов тепловых сетей (аварий, инцидентов) за 2011-2021 гг.

Аварий и нарушений в работе тепловых сетей МП ГКХ за период 2011-2021гг. не зафиксировано.

3.10. Статистика восстановления (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за 2011-2021 гг.

По сведениям, предоставленным МП ГКХ на эксплуатируемых тепловых сетях, на основании данных об которых можно было подготовить статистику восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) и определить среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, в рассматриваемый период - не было.

Таблица 44 - Время восстановления повреждений на тепловых сетях

Диаметр трубы d, м	Расстояние между секционирующими задвижками l, км	Среднее время восстановления Zp, ч
0,1-0,2	-	5
0,4-0,5	1,5	10-12
0,6	2-3	17-22

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

В МП ГКХ процедура диагностики состояния тепловых сетей включает в себя плановые шурфовки трасс тепловой сети, проводимые специалистами организаций, с последующим составлением акта оценки интенсивности процесса внутренней коррозии в тепловых сетях (с помощью метода «индикаторов коррозии» по «типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей)» РД 153-34.0-20.507-98 Приложении 19, а также визуальным осмотром трубопровода. По результатам работ, составляется акт осмотра теплопровода при вскрытии прокладки, где описываются проведенные мероприятия и заключение комиссии по итогам диагностики. На основании этих актов планируются работы по проведению капитальных (текущих) ремонтов определенных участков сети, требующих замены.

В МП ГКХ плановые ремонты на тепловых сетях производятся в летний период и в основном приходятся на август-сентябрь. Продолжительность ремонтов на сетях отопления составляет от 5 до 17 дней, магистральные сети от 5 до 15 дней. Согласно СанПиН 4723-88 «Санитарные правила устройства эксплуатации систем централизованного горячего водоснабжения» и п.4.4 продолжительность отключения потребителей от системы отопления и ГВС не превышает нормы.

При выполнении капитальных, текущих и аварийных ремонтов подразделения и службы филиала МП ГКХ руководствуются:

- действующим регламентом реализации ремонтных и инвестиционных программ филиала МП ГКХ
- регламентом по контролю использования собственных ресурсов при проведении ремонтных работ в филиале МП ГКХ
- регламентом по планированию ремонтного фонда;
- правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды;
- правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей СО 34. 04.181-2003;
- рекомендациями действующих СП.

Планирование летних ремонтов осуществляется с учетом результатов испытаний: ежегодных - на гидравлическую плотность, раз в пять лет - на расчетную температуру и гидравлические потери.

Оборудование тепловых сетей муниципального образования городской округ Анадырь в том числе тепловые пункты и системы теплоотребления до проведения пуска после летних ремонтов подвергается гидравлическому испытанию на прочность и плотность, на максимальную температуру теплоносителя. Данные испытания проводятся непосредственно перед окончанием отопительного сезона при устойчивых суточных плюсовых температурах наружного воздуха.

Организовано техническое обслуживание и ремонт тепловых сетей. Ответственность за организацию технического обслуживания и ремонта несет административно-технический персонал, за которым закреплены тепловые сети. Объем технического обслуживания и ремонта определяется необходимостью поддержания работоспособного состояния тепловых сетей.

Планирование капитальных и текущих ремонтов производится на основании указаний заводов-изготовителей, указанных в паспортах на оборудование, и в соответствии с системой планово-предупредительного ремонта.

Диагностика состояния тепловых сетей производится при гидравлических испытаниях тепловых сетей на прочность и плотность дважды в год по утвержденному графику. Состояние тепловой изоляции проводится визуальным контролем. В случае нарушения ее целостности, проводятся необходимые мероприятия по устранению недостатков. Также, в межотопительный период, производится ремонт или замена запорной арматуры и приборов контроля (манометры, термометры и т.п.).

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

Планирование проведения летних ремонтов в МП ГКХ для контроля состояния трубопроводов тепловых сетей, их тепловой изоляции и теплосетевого оборудования осуществляется ежегодно в рамках проводимых работ с учетом:

- замечаний к работе оборудования, выявленных обслуживающим и ремонтным персоналом во время отопительного периода и плановых осмотров, проводимых в форме обхода трасс теплопроводов и тепловых пунктов;

Частота обходов - не реже одного раза в 2 недели в течение отопительного сезона и одного раза в месяц в межотопительный период;

- графика планово-предупредительного ремонта;
- результатов ежегодных гидравлических испытаний на прочность и плотность, проводимых после окончания отопительного сезона.

Испытания на плотность и прочность проводятся в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок» и местной инструкцией. Для проведения гидравлических испытаний на прочность и плотность в межотопительный период на магистральных и распределительных тепловых сетях установлены следующие параметры: для магистральных и распределительных (квартальных) трубопроводов - минимальное значение пробного давления составляет 1,25 рабочего давления. При этом значение рабочего давления

составляет $P_p=0,6$ МПа для электростанции. Продолжительность испытаний составляет не менее 15 минут. Во время проведения испытаний тепловых сетей пробным давлением, тепловые пункты и системы теплоснабжения закрываются заглушками.

Объем работ, проводимых МП ГКХ во время ежегодных профилактических ремонтов, соответствует установленным техническим регламентам и иным обязательным требованиям к процедурам их выполнения и методам испытаний.

Испытания на тепловые потери на сетях МП ГКХ не проводятся.

На тепловых сетях МП ГКХ проводят испытания на плотность и прочность в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды», «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», «Типовой инструкцией по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии» и местной инструкцией.

Испытания проводятся 2 раза в год – после окончания отопительного сезона и в летний период после капитальных ремонтов. График испытаний согласовывается. Испытания проводятся по рабочим программам. Испытательное давление выбирается не менее 1,25 максимального рабочего, рассчитанного на предстоящий сезон. Испытания проводятся по зонам теплоснабжения. Длительность испытаний – 2 дня для зон котельных. После проведения испытаний составляется Акт.

Результаты проведенных гидравлических испытаний тепловых сетей учитываются при формировании планов капитального ремонта совместно со сроком эксплуатации теплотрассы.

Планирование ремонтных программ начинается с формирования перечня объектов с указанием физических объемов (длина, диаметр и т.д.) и характеристик объекта (пропуск тепловой энергии, гидравлические потери и т.д.).

После корректировки физических объемов в соответствии с финансовыми средствами филиала МП ГКХ формирует окончательную редакцию программы планового капитального ремонта. После утверждения плана капитального ремонта согласовывается график производства работ.

Таблица 45 - График производства работ

Перечень регламентных работ	Периодичность проведения регламентных работ	Период проведения	Расчётная формула для расчёта нормы затрат теплоносителя, V , m^3
Заполнение трубопроводов магистральных и распределительных сетей после проведения ремонта в межотопительный период	1 раз в год	июнь-август	$1,5V$
Испытания на плотность и	1 раз в год	июнь-август	$0,5V$

Перечень регламентных работ	Периодичность проведения регламентных работ	Период проведения	Расчётная формула для расчёта нормы затрат теплоносителя, V, м ³
механическую прочность трубопроводов тепловых сетей			
Промывка трубопроводов тепловых сетей	1 раз в год	июнь-август	

Периодичность и технический регламент и требования процедур летних ремонтов производятся в соответствии с главой 9 «Ремонт тепловых сетей» типовой инструкции по технической эксплуатации систем транспорта и распределения тепловой энергии (тепловых сетей) РД153-34.0-20.507-98.

К методам испытаний тепловых сетей относятся:

- Гидравлические испытания, производятся ежегодно до начала отопительного сезона в целях проверки плотности и прочности трубопроводов и установленной запорной арматуры. В соответствии с п.6.2.13 ПТЭТЭ, по окончании отопительного сезона, в тепловых сетях проводятся гидравлические испытания на прочность и плотность. В соответствии с п.6.2.11 ПТЭТЭ, минимальная величина пробного давления при гидравлическом испытании составляет 1,25 рабочего давления, но не менее 0,2 МПа (2 кгс/см²). Значение рабочего давления установлено техническим руководителем и составляет для тепловых сетей первого контура 1,6 МПа.
- По окончании ремонтных работ на тепловых сетях, в соответствии с п.6.2.9 ПТЭТЭ, проводятся гидравлические испытания на прочность и плотность. Испытания проводятся только тех тепловых сетей, на которых производились ремонтные работы.

Периодичность и продолжительность всех видов ремонтных работ устанавливается нормативно-техническими документами на ремонт данного вида оборудования.

Система технического обслуживания и ремонта носит планово-предупредительный характер. На все виды оборудования составляются годовые (сезонные и месячные) планы (графики) ремонтов. Годовые планы ремонтов утверждает руководитель организации.

Ремонт тепловых сетей производится в соответствии с утвержденным графиком (планом) на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных испытаний на прочность и плотность. Объем технического обслуживания и ремонта определяется

необходимостью поддержания исправного, работоспособного состояния и периодического восстановления тепловых сетей с учетом их фактического технического состояния.

Таблица 46 - План проведения регламентных работ и эксплуатационные нормы

Наименование котельной	Перечень регламентных работ	Периодичность проведения регламентных работ	Период проведения
МП ГКХ		регулярно	летний период

3.13.Описание нормативов технологических потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - плановых потерь) при передаче тепловой энергии (мощности), теплоносителя, включаемых в расчет отпущенных тепловой энергии (мощности) и теплоносителя

Расчет и обоснование нормативов технологических потерь теплоносителя и тепловой энергии в тепловых сетях МП ГКХ производится согласно Приказа Минэнерго РФ от 30.12.2008 № 325 «Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя».

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя (далее - нормативы технологических потерь) определяются для каждой организации, эксплуатирующей тепловые сети для передачи тепловой энергии, теплоносителя потребителям (далее - теплосетевая организация). Определение нормативов технологических потерь осуществляется выполнением расчетов нормативов для тепловой сети каждой системы теплоснабжения независимо от присоединенной к ней расчетной часовой тепловой нагрузки.

Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии разрабатываются по следующим показателям:

-потери и затраты теплоносителей (пар, конденсат, вода);

-потери тепловой энергии в тепловых сетях теплопередачей через теплоизоляционные конструкции теплопроводов и с потерями и затратами теплоносителей (пар, конденсат, вода);

-затраты электрической энергии на передачу тепловой энергии. Экспертизу нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии по тепловым сетям Муниципального Предприятия городского округа Анадырь «Городское Коммунальное Хозяйство». Утвержденные нормативы представлены в таблице.

Таблица 47 - Утвержденные нормативы технологических потерь

Организация	Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям		
	потери и затраты теплоносителей, -	потери тепловой энергии, Гкал	расход электроэнергии, тыс. кВтч
Муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйство»	48 978	24300	4 348

Таблица 48 – Расчетные технологические тепловые потери при передаче тепловой энергии

Диаметр, d_y , мм	Норма плотности теплового потока q , ккал/м ² ·ч	Протяженность участка тепловой сети l , м	b	κ	$\kappa \cdot q \cdot l$, ккал/ч	За период
530	81,5	679	1,15	1,41	78027	499,6
426	75	2669	1,2	1,41	282247	1885,9
377	70	712	1,2	1,41	70274	469,5
325	63,5	150	1,2	1,41	13430	89,7
273	57	1033	1,2	1,41	83022	554,7
219	51	836	1,2	1,41	60117	401,7
159	44	915	1,15	1,41	56767	363,5
114	32,5	8	1,2	1,41	367	2,4
89	29	355	1,2	1,41	14516	97,0
325	63,5	1476	1,2	1,41	132154	883,0
273	57	2594	1,2	1,41	208480	1393,0
219	51	8206	1,2	1,41	590093	3942,8
159	44	7592	1,2	1,41	471008	3147,1
133	36	464	1,2	1,41	23553	157,4
114	32,5	9960	1,15	1,41	456417	2922,5
89	29	8218	1,2	1,41	336034	2245,2
76	26	174	1,2	1,41	6379	42,6
57	21	1844	1,2	1,41	54601	364,8
219	51	284	1,15	1,41	20422	130,8
114	32,5	690	1,2	1,41	31619	211,3
159	44	1141,6	1,15	1,41	70825	453,5
159	44	3063,5	1,15	1,41	190060	1217,0
114	32,5	1040,8	1,2	1,41	47695	318,7
114	32,5	1644,8	1,2	1,41	75373	503,6
89	29	3450,1	1,2	1,41	141075	942,6
89	29	1799,5	1,2	1,41	73582	491,6
76	26	2300,1	1,2	1,41	84322	563,4
63	23,5	5415,2	1,2	1,41	179433	1198,9
57	21	10432,4	1,2	1,41	308903	2064,0
530	81,5	567	1,15	1,41	65157	417,2
530	81,5	567	1,15	1,41	65157	417,2
426	75	345	1,15	1,41	36484	233,6
426	75	345	1,15	1,41	36484	233,6
273	57	518	1,15	1,41	41632	266,6
273	57	518	1,15	1,41	41632	266,6

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

Оценки тепловых потерь в теплоснабжающих организациях городского округа Анадырь ведется расчетным методом.

Согласно ПТЭТЭ (п.6.2.32) в организациях, эксплуатирующих тепловые сети, испытания тепловых сетей на тепловые и гидравлические потери должны проводиться 1 раз в 5 лет.

По результатам испытаний разрабатываются энергетические характеристики систем транспорта тепловой энергии по показателям «Потери сетевой воды», «Тепловые потери»,

«Удельный расход сетевой воды», «Разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах», «Удельный расход электроэнергии».

Согласно Приказа №325 от 30.12.2008г., ежегодно производится расчет нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии с последующим их утверждением в Минэнерго РФ.

В соответствии с утвержденными нормативами, производится ежемесячный перерасчет нормативных тепловых потерь по нормативным среднегодовым часовым тепловым потерям через теплоизоляционные конструкции при среднемесячных условиях работы тепловой сети согласно Методики определения фактических потерь.

Таблица 49 – Фактические и расчетные тепловые потери при передаче тепловой энергии

Наименование котельной	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Потери тепловой энергии в год, Гкал	
		Фактические	Расчетные
МП ГКХ	189400	24300	29392,6

Исходя из фактических часовых потерь тепловых сетей можно оценить суммарную величину годовых потерь, которые составляют 24300 Гкал в год, в то время, как расчетные потери составляют 29392,6 Гкал в год.

Из вышепредставленного рисунка можно сделать вывод о том, что в муниципальном образовании городской округ Анадырь фактические тепловые потери по трубопроводам существенно ниже нормативных значений. Это объясняется тем, что в 2019 году температура наружного воздуха в течение отопительного периода была значительно выше температуры наружного воздуха принятой к расчетам нормативных значений тепловых потерь.

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

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

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

Присоединение теплопотребляющих установок потребителей МП ГКХ к тепловым сетям в г. Анадырь осуществляется непосредственно к ЦТП. Система централизованного теплоснабжения во всём городе Анадырь - закрытая.

В качестве теплоносителя используется горячая вода.

Список потребителей первой категории надежности в городском округе Анадырь представлен в таблице.

Таблица 50 –Перечень потребителей тепловой и электрической энергии первой категории в городском округе Анадырь

№ п/п	Перечень абонентов
1.	Аппарат Губернатора и Правительства Чукотского автономного округа, ТП-59, «ТЭЦ-1», ввод № 2 ЦРП-6
2.	Администрация городского округа Анадырь, ТП-5, «3-й квартал», ввод № 4 ЦРП-6
3.	Администрация Анадырского муниципального района, ТП-28, «Аэрофлот», ввод № 2 ЦРП-6
4.	УФСБ России по Чукотскому автономному округу, ТП-4, «Баклан», ПС-2
5.	Государственное бюджетное учреждение здравоохранения «Чукотская окружная больница», ТП-55, «Больница», ввод № 4 ЦРП-6
6.	Федеральное государственное казенное учреждение «№ 5 ПЧ ФПС по Чукотскому автономному округу», ТП-52, «ППЧ-5», ввод № 1 ЦРП-6
7.	Государственное казенное учреждение «Управление гражданской защиты и противопожарной службы Чукотского автономного округа», ТП-2, «ПТУ», ПС-2
8.	ОАО «Оборонэнергосбыт» Федеральное казенное учреждение «Военный комиссариат Магаданской области», ТП-2, «ПТУ», ПС-2
9.	ОАО «Оборонэнергосбыт» в/ч 51470, ТП-23, «Тавайваам». ПС-2
10.	ОАО «Оборонэнергосбыт» в/ч 13194, ТП-30, «3-й квартал», ввод № 4 ЦРП-6
11.	ОАО «Оборонэнергосбыт» в/ч 90099, ТП- «В/ч 900», ввод № 4 ЦРП-6
12.	Федеральное государственное казенное учреждение «Пограничное управление Федеральной службы безопасности Российской Федерации по Чукотскому автономному округу», ТП-35, «ТЭЦ-1», ввод № 2 ЦРП-6
13.	Федеральное казенное учреждение «Центр хозяйственного и сервисного обеспечения Управления Министерства внутренних дел Российской Федерации по Чукотскому автономному округу», ТП-42, «Связь», ПС-2
14.	Межмуниципальный отдел Министерства внутренних дел Российской Федерации «Анадырский», ТП-40, «ДК», ПС-2
15.	ОАО «ЧукоткаСвязьИнформ», ТП-1, «ПТУ», ПС-2
16.	ООО «АКСУ», ТП-62, «Колхоз», АТЭЦ («Слип»)
17.	Муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйства», ЦТП-1, ТП-4 (ТП-36), «Баклан», ПС-2
18.	Муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйства», ЦТП-2, ТП-28 (ТП-2), «Аэрофлот», ввод № 2 ЦРП-6
19.	Муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйства», ЦТП-3, ТП-41, «Партизанская», ПС-2
20.	Муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйства», ЦТП-4, ТП-18Г (ТП-18К), «Город», АТЭЦ
21.	Муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйства», ЦТП-5, ТП- «ЦТП-5,7», ввод № 4 ЦРП-6
22.	Муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйства», ЦТП-6, ТП-1, «ПТУ», ПС-2
23.	Муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйства»,

№ п/п	Перечень абонентов
	ЦТП-7, ТП- «ЦТП-5,7», ввод № 4 ЦРП-6
24.	Муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйства», ЦТП-8, ТП-1 ОА, «Город», АТЭЦ
25.	Муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйства», ЦТП-9, ТП-63, «Колхоз», АТЭЦ
26.	Муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйства», ЦТП-10, ТП-56, «Микрорайон 1,2», ПС-1
27.	Муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйства», ЦТП-11, ТП-9А, «Аэрофлот», ввод № 2 ЦРП-6, ТП-23, «Тавайваам» ПС-2

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

В системе теплоснабжения г. Анадырь, обслуживаемой МП ГКХ организован коммерческий приборный учет тепловой энергии, отпущенной из тепловых сетей потребителям.

Распределение парка коммерческих приборов учета, установленных на сетях отопления жилых домов, приведено в таблице.

Таблица 51 –Распределение приборов учета на отопление жилого фонда по районам города

Наименование котельной	Марка прибора учета тепла	Год ввода в эксплуатацию
Анадырская ТЭЦ	Тепловычислитель СПТ-962, з. н. 00389	04.09.2019 г.
	Адаптеры измерительные АДС 97, з.н. 02253	
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой ЭТАЛОН-РМ, з.н. 17147130	
	Датчик температуры КТПТР-01, з.н.6828	
	Датчик давления МИДА-13П, з.н.08316920	
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой ЭТАЛОН-РМ, з.н. 17142131	
	Датчик давления МИДА-13П, з.н.08213933	
	Датчик температуры КТПТР-01, з.н.6828А	
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой ЭТАЛОН-РМ, з.н. 17157132	
	Датчик давления МИДА-13П, з.н. 09412331	
	Датчик температуры КТПТР-01, з.н.7146	
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой ЭТАЛОН-РМ, з.н. 17141133	
	Датчик давления МИДА-13П, з.н. 08316932	
	Датчик температуры КТПТР-01, з.н. 7146А	
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой US800, з.н. 3903	
	Датчик давления МИДА-13П, з.н. 08316933	
	Датчик температуры КТПТР-01, з.н. 3571	
Датчик давления МИДА-13П, з.н. 08316927		
Датчик температуры КТПТР-01, з.н. 3571А		
Газомоторная ТЭЦ	Тепловычислитель СПТ-962, з. н. 18539	21.09.2019 г.
	Адаптер измерительный АДС97, з.н.00326	

Наименование котельной	Марка прибора учета тепла	Год ввода в эксплуатацию
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой US800, з.н. 3112	
	Датчик температуры КТПТР-01-100П, з.н. 10976	
	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01, з.н. 10309382	
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой US800, з.н. 3114	
	Датчик температуры КТПТР-01-100П, з.н. 10976А	
	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01, з.н. 10309738	
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой US800, з.н. 3111	
	Датчик температуры КТПТР-01-100П, з.н. 10895	
	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01, з.н. 10309381	
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой US800, з.н. 3113	
	Датчик температуры КТПТР-01-100П, з.н. 10895А	
	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01, з.н. 10309793	
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой US800, з.н. 3205	
	Датчик температуры КТПТР-01-100П, з.н. 3575А	
	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01, з.н. 10309794	
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой US800, з.н. 3204	
	Датчик температуры КТПТР-01-100П, з.н. 3564	
	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01, з.н. 10309383	
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой US800, з.н. 2411	
	Датчик температуры КТПТР-01-100П, з.н. 4644	
	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01, з.н. 10309376	
	Расходомер-счетчик жидкости ультразвуковой многолучевой US800, з.н. 3207	
	Датчик температуры КТПТР-01-100П, з.н. 3585А	
	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01, з.н. 10309792	
	Датчик температуры КТПТР-01-100П, з.н. 12690	
	Датчик давления МИДА-ДИ-13П-01, з.н. 10309524	

Расчеты с потребителями, не оборудованными приборами учета, производятся по утвержденным нормативам.

Установка приборов учета тепловой энергии позволит перейти на расчет с потребителями по фактическим показателям потребления, что будет способствовать более экономному использованию тепловой энергии.

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

Получение оперативной информации и отдача распоряжений по ремонту и переключениям на оборудовании осуществляется средствами телефонной связи.

Передача оперативных данных между Анадьрской ТЭЦ и газомоторной ТЭЦ осуществляется посредством локальной сети, соединяющих обе ТЭЦ.

Организации и функционирование объединенной диспетчерской службы «Чукотжилсервис» г. Анадьрь выполняется на основе:

1. Контроля выполнения заявок жителей по устранению неисправностей и повреждений домового оборудования. Кроме того, в задачу ОДС входит принятие оперативных мер по обеспечению безопасности граждан в местах аварийного состояния конструкций зданий, своевременной уборке в подъездах и придомовых территориях, очистке кровель от снега и наледи.

2. ОДС принимает заявки от населения, арендаторов (в МКД), передает заявки в соответствующие службы по состоянию:

- систем отопления и горячего водоснабжения (тепловых пунктов);
- систем холодного водоснабжения, канализации;
- электросчетчиков жилых домов, освещения лестничных клеток, подъездов, крылец;
- конструктивных элементов зданий;

3. Работа ОДС осуществляется круглосуточно. Обо всех авариях или перерывах в работе систем водоснабжения, канализации, тепло-, электроснабжения срочно сообщает руководству Управляющей компании, в т.ч. начальнику ГО, и специализированные организации.

4. Для обеспечения рациональной работы в ОДС должен быть комплект рабочей документации на все объекты, сети и сооружения: схемы, разграничения зоны ответственности управляющей и ресурсоснабжающих организаций; телефонные справочники.

5. Основной из функций ОДС является прием, передача заявок населения в соответствующие подразделения (службы), контроль за выполнением работ. Прием заявок осуществляется при непосредственном общении с жильцами по телефону. Регистрация заявок населения и контроль за выполнением работ осуществляется с помощью журнала заявок населения.

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

Мониторинг состояния работы центральных тепловых пунктов МП ГКХ осуществляется с диспетчерского пункта при помощи программного обеспечения, разработанного ОНИЛ БНТУ (Беларусь). Данная система позволяет в режиме реального времени отслеживать текущие показатели работы насосного оборудования, тепловых характеристик отпускаемого тепла, теплоносителя и воды на нужды ГВС.

Таблица 52 – Характеристика оборудования насосных станций

Насосная станция	Адрес	Марка насосов	Кол-во насосов, шт	Расход, м ³ /час	Давление на входе, атм	Давление на выходе, атм	Схема присоединения насосов к магистральным трубопроводам	Состояние каждого насоса
3 подъем	Ул.Куркутского	Grundfos	3	150	15	7	паралельная	65%

3.20. Сведения о наличии защиты тепловых сетей от превышения давления

Для предотвращения превышения давления в системе теплоснабжения используются предохранительно-сбросные клапаны, установленные на трубопроводах в зданиях котельных. При возникновении превышения расчетного давления в сети, клапаны сбрасывают теплоноситель на грунт, а также с помощью установки дроссельных шайб.

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

На территории муниципального образования городского округа Анадырь не выявлены бесхозные тепловые сети.

В соответствии с п.6 ст.15 ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 № 190-ФЗ в случае выявления бесхозных тепловых сетей (тепловых сетей, не имеющих эксплуатирующей организации) орган местного самоуправления поселения или городского округа до признания права собственности на указанные бесхозные тепловые сети в течение тридцати дней с даты их выявления обязан определить теплосетевую организацию, тепловые сети которой непосредственно соединены с указанными бесхозными тепловыми сетями, или единую теплоснабжающую организацию в системе теплоснабжения, в которую входят указанные бесхозные тепловые сети, и, которая осуществляет содержание и обслуживание указанных бесхозных тепловых сетей. Орган регулирования обязан включить затраты на содержание и обслуживание бесхозных тепловых сетей в тарифы соответствующей организации на следующий период регулирования.

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

Информация энергетических характеристик тепловых сетей на территории муниципального образования городского округа Анадырь отсутствует.

4. ЗОНЫ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Генеральным планом предусмотрены следующие зоны:

- жилые;
- общественно-деловые;
- производственные;
- рекреационные;
- зоны инженерной и транспортной инфраструктуры.

Центральное теплоснабжение охватывает следующие зоны города:

- жилые;
- общественно-деловые;

В состав жилых зон входят территории, функционально используемые для постоянного и временного проживания населения, включающие жилую и общественную застройку.

Жилая зона включает в себя кварталы разноэтажной секционной застройки с объектами культурно-бытового и коммунального обслуживания, с небольшими производственными предприятиями, не имеющими зон вредности.

В состав общественно-деловых зон входят территории общественно-делового, коммерческого центра, территории объектов здравоохранения, территории образовательных учреждений и территории спортивных сооружений.

В состав зоны действия каждого источника входят территории, занятые промышленными, коммунальными и складскими территориями.

На территории муниципального образования городского округа Анадырь расположены 2 котельные Анадырская ТЭЦ и газомоторная ТЭЦ, обслуживаемая АО «Чукотэнерго», обеспечивающие централизованным теплоснабжением население поселения, а также объектов социальной сферы и административные здания, производственную зону. Котельные оборудованы водогрейными котлами, суммарная установленная тепловая мощность составляет 213,44 Гкал/час.

Зоны действия источников работают на одну сеть и имеют общую закольцовку. Описание обслуживаемых зон обоих ТЭЦ приведено в таблице.

Таблица 53 – Перечень существующих централизованных теплоисточников города с указанием подключенных к ним потребителей

№ п/п	Наименование источников	Зона обслуживания
1	Анадырская ТЭЦ и газомоторная ТЭЦ	Зона теплоснабжения многоэтажной жилой застройки, административно-деловой зоны в центральной части, а также производственную зону в южной и юго-восточной части г. Анадырь, двухэтажную жилую застройку в п. Тавайваам.

5. ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ГРУПП ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

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

В соответствии с п. 2 ч. 1 ПП РФ от 03.04.2018 №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»:

«...ж) "элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;

з) "расчетный элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения...».

Тепловые нагрузки потребителей в расчетных элементах территориального деления представлены в таблице.

Таблица 54 - Тепловые нагрузки потребителей

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, %
2019 год (факт)									
Анадырская ТЭЦ	140	140	18,53	121,47	7,23	63,98	71,21	124,96	89,26%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					

Таблица 55 - Максимально-часовые фактические тепловые нагрузки по элементам территориального деления потребителей в сетевой воде

Элементы территориального деления	Тепловая нагрузка потребителей (без учета тепловых потерь), Гкал/ч			
	в том числе:			
	всего	отопление	вентиляция	горячее водоснабжение
	МП ГКХ			
г. Анадырь	67,066	56,467	0	10,599
п. Тавайваам	2,405	2,405	0	0

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

В соответствии с п. 2 ч. 1 ПП РФ от 03.04.2018 №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»:

«...к) "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...».

Значения договорных нагрузок на коллекторах (сумма договорных нагрузок и утвержденных значений потерь мощности в тепловых сетях) превышают расчетную тепловую нагрузку на коллекторах.

Порядок определения баланса по расчетной используемой мощности, определен требованиями действующего законодательства (Приказ Министерства регионального развития РФ от 28 декабря 2009 г. №610 «Об утверждении правил установления и изменения (пересмотра) тепловых нагрузок») и соответствует фактическим данным, получаемым от источников тепловой энергии с отклонением не более 3% (допустимый параметр отклонений, обусловлен нормируемым диапазоном изменения тепловой нагрузки, допускаемым требованиями ПТЭ электрических станций и тепловых сетей, а также Правилами эксплуатации тепловых энергоустановок). Соответственно, расчет эффективного сценария, базирующегося на потребности в мощности, определяемой на основании фактически используемой тепловой нагрузки (невыборка заявленной мощности), предусматривает определение потребности в каждой точке поставки, с последующей ежегодной актуализацией всего реестра, проводимой в соответствие с требованиями вышеуказанных «Правил». По зонам теплоснабжения в границах эксплуатационной ответственности АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ, указанный бизнес-процесс закреплён на уровне действующих условий договоров теплоснабжения.

Информация по тепловым нагрузкам на коллекторах источников тепловой энергии на территории муниципального образования городского округа Анадырь отсутствует.

Значения расчетных тепловых нагрузок, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии, представлены в таблице.

Таблица 56 – Расчетные тепловые нагрузки источников тепловой энергии за 2020 г.

№ п/п	наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Тепловая нагрузка конечных потребителей, Гкал/ч
1	Анадырская ТЭЦ	140	63,98
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44	

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

В силу требований п.15 Статьи 14 Федерального закона от 27.07.2010 г. №190-ФЗ «О теплоснабжении», запрещается переход на отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии, при наличии осуществленного в надлежащем порядке подключения к системам теплоснабжения многоквартирных домов, за исключением случаев, определенных схемой теплоснабжения.

В городском округе Анадырь отопление жилых помещений в многоквартирных домах с использованием индивидуальных квартирных источников тепловой энергии - не применяется.

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

Значения потребления тепловой энергии, в разрезе расчетных элементов территориального деления городского поселения, рассчитаны исходя из суммарных договорных нагрузок потребителей на нужды отопление, вентиляции и горячего водоснабжения по административным районам. Месячное потребление тепловой энергии рассчитано по фактической среднемесячной температуре наружного воздуха.

Среднемесячные фактические температуры наружного воздуха представлены в таблице.

Таблица 57 – Среднемесячные фактические температуры наружного воздуха

Показатель	Янв	Фев	Мар	Ап	Ма	Июн	Июл	Ав	Сен	Окт	Ноя	Дек	Год
Абсолютный максимум, °С	5,8	2,7	3	7,1	19,3	26,5	31,3	26,6	17,7	15,6	4,6	4,3	31,3
Средний максимум, °С	-18,8	-18,3	-15,5	-9	1,6	10,6	15,6	13,6	7,7	-2	-10,1	-15,6	-3,3
Средняя температура, °С	-22,6	-22	-19,3	-12,8	-1,6	6,3	11,6	10,1	4,6	-4,6	-13,3	-19,3	-6,9

Показатель	Янв	Фев	Мар	Ап	Ма	Июн	Июл	Ав	Сен	Окт	Ноя	Дек	Год
Средний минимум, °С	-26, 2	-25, 5	-22, 8	-16, 4	-4,4	3,2	8,6	7,3	2	-7,1	-16, 7	-22, 8	-10
Абсолютный минимум, °С	-46, 8	-44, 7	-42, 1	-39, 6	-28, 2	-7,6	-1,1	-4, 3	-11, 8	-28, 2	-38, 8	-45, 2	-46, 8
Норма осадков, мм	40	29	23	18	13	21	36	43	30	22	31	40	346

Месячное потребление тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции рассчитано по формуле: $Q_{тек} = (Q_{max}(20 - t_{нв}) / 55) * 24 \text{ часа} * \text{кол. дней}$, где

- $Q_{тек}$ – Месячное потребление тепловой энергии, Гкал;
- Q_{max} – Договорная тепловая нагрузка (отопления) при расчетной температуре расчетного воздуха;
- $t_{нв}$ – Среднемесячная фактическая температура наружного воздуха.
- Значения потребления тепловой энергии за отопительный период рассчитаны исходя из продолжительности отопительного периода равной 249 дней. Значения потребления тепловой энергии за год рассчитаны исходя из планового ремонта тепловых сетей в межотопительный период.

Значения потребления тепловой энергии в расчетных элементах территориального деления помесячно, за отопительный период и за 2020 год в целом, представлены в таблице.

Таблица 58 – Потребление тепловой энергии, за отопительный период и за 2019 год в целом

Наименование (номер) микрорайона (поселка)	Полезный отпуск в отопительный период, Гкал	Полезный отпуск в год, Гкал
	2019 год	
Анадырской ТЭЦ	172200,00	172200,00
Газомоторной ТЭЦ		

Здесь следует отметить, что указанный баланс потребления сформирован на основании заявленной потребителями тепловой энергии, договорной мощности теплоиспользующего оборудования. В связи с различием заявленного и фактического использования мощности, указанный баланс:

- является вариантом, использования теплоэнергоресурсов в объемах мощности, на которую потребитель получил право пользования, установленного условиями договоров теплоснабжения, заключенных в установленном действующим законодательством порядке и определяется как инерционный вариант развития схем теплоснабжения, предусматривающим ограниченное использование мощности (по факту

юридического удержания неиспользуемых объемов, в отсутствие двухставочных тарифов и договоров на резервирование мощности);

- подлежит корректировке при формировании реальных балансов, цель которых:
- минимизация капитальных затрат в сетевые активы и оборудования источников тепловой энергии, направленных на увеличение мощности (пропускной способности);
- минимизация стоимости подключений объектов нового строительства к системам тепловой инфраструктуры;
- безусловное исполнение условий действующего законодательства, по реализации установленного приоритета комбинированной выработки, за счет существующего потенциала установленной мощности существующих источников работающих в комбинированном цикле, при условии эффективности производимых в узел инвестиций (затраты на комплексный перевод нагрузки потребителей в зону покрытия источника, осуществляющего комбинированную выработку не должны превышать затрат на реконструкцию/строительство существующих источников с переводом работы в комбинированный цикл;
- обязательный учет исполнения условий 261-ФЗ, в части планирования снижения нагрузки существующих потребительских систем во всех расчетных сроках за счет реализации программ повышения энергетической эффективности в потребительском секторе.

Соответственно комплекс технических решений, учитываемый в схеме теплоснабжения, предусматривает, все вышеуказанные факторы в балансе мощности, определяемые рамками эффективного сценария.

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

У потребителей тепла, у которых установлены счетчики тепла и расходомеры на систему ГВС (более чем 60 % потребителей), размер платы за коммунальные услуги (объемы потребления тепла) определяется по фактическим показаниям приборов учета.

У потребителей, у которых узлов учета тепла не установлено, тепловые нагрузки на отопление и горячее водоснабжение рассчитываются по нормативам потребления услуг, принятых Чукотского автономного округа Постановлением № 302 от 28 мая 2015 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг (по отоплению в жилых и нежилых помещениях на территории городского округа Анадырь Чукотского

автономного округа), а также Постановлением №259 от 27 апреля 2015 г. «О внесении изменений в Постановление Правительства Чукотского автономного округа от 10 декабря 2013 года № 493» «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в помещениях многоквартирных домов и жилых домах на территории Чукотского автономного округа» в соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации, Постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг».

Нормативы потребления, действующие в городском округе Анадырь, приведены в таблице

Таблица 59 - Базовые нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению

Категория многоквартирного (жилого) дома (этажность)	Норматив потребления		
	многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
(Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц) *			
многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1	-	0,046757	0,046848
2	-	0,045182	0,044164
3-4	-	0,034952	-
5-9	-	0,031283	-
многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
3	-	0,033361	-
4-5	-	0,034750	-

Повышенные нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых и нежилых помещениях многоквартирных домов и жилых домах, не оборудованных коллективными (общедомовыми) приборами учета коммунального ресурса, расположенных на территории городского округа Анадырь, Чукотского автономного округа приведены в таблице.

Таблица 60 - Повышенные нормативы потребления коммунальной услуги по отоплению в жилых и нежилых помещениях

Категория многоквартирного (жилого) дома (этажность)	Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
	(Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
нормативы потребления коммунальных услуг на период с 1 июля по 31 декабря 2015 года			
многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1	-	0,056108	0,056218
2	-	0,054218	0,052997
3-4	-	0,041942	-
5-9	-	0,037540	-
многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
3	-	0,040033	-

Категория многоквартирного (жилого) дома (этажность)	Многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	Многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	Многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов
	(Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц)		
4-5	-	0,041700	-
нормативы потребления коммунальных услуг на период с 1 января по 30 июня 2016 года			
многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1	-	0,06546	0,065587
2	-	0,063255	0,06183
3-4	-	0,048933	-
5-9	-	0,043796	-
многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
3	-	0,046705	-
4-5	-	0,048650	-
нормативы потребления коммунальных услуг на период с 1 июля по 31 декабря 2016 года			
многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1	-	0,070136	0,070272
2	-	0,067773	0,066246
3-4	-	0,052428	-
5-9	-	0,046925	-
многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
3	-	0,050042	-
4-5	-	0,052125	-
нормативы потребления коммунальных услуг на период с января 2017 года			
многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1	-	0,074811	0,074957
2	-	0,072291	0,070662
3-4	-	0,055923	-
5-9	-	0,050053	-
многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
3	-	0,053378	-
4-5	-	0,055600	-

Базовые нормативы потребления коммунальной услуги по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях многоквартирных домов и жилых домах, не оборудованных коллективными (общедомовыми), индивидуальными или общими (квартирными) приборами учёта коммунального ресурса, расположенных на территории Чукотского автономного округа приведены в таблице. Повышенные нормативы потребления коммунальной услуги по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях многоквартирных домов и жилых домах, не оборудованных коллективными (общедомовыми), индивидуальными или общими (квартирными) приборами учёта коммунального ресурса, расположенных на территории Чукотского автономного округа представлены в таблице.

Установленные нормативы включают в себя объемы тепловой энергии, используемые на отопление жилых и нежилых помещений многоквартирного дома, а также помещений, входящих: в состав общего имущества в многоквартирном доме.

Таблица 62 - Базовые нормативы потребления коммунальной услуги по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях

№ п/п	Группировка жилых помещений по сантехническому оборудованию	Нормативы потребления коммунальной услуги в домах, оборудованных водопроводом, куб. м. в месяц на 1 человека						Нормативы потребления коммунальной услуги в домах, не оборудованных водопроводом, куб. м. в месяц на 1 человека:				
		при закрытой системе теплоснабжения		при открытой системе теплоснабжения		без горячего водоснабжения	Водоотведение	при открытой системе теплоснабжения			при печном отоплении	
		горячее водоснабжение	холодное водоснабжение	горячее водоснабжение	холодное водоснабжение	холодное водоснабжение		горячее водоснабжение	холодное водоснабжение (подвоз воды)	Водоотведение	холодное водоснабжение (подвоз воды)	Водоотведение
1.	Ванна с душем, раковина, мойка кухонная, унитаз	3.11	3.96	2.85	4.22	7.07	7.07	2.85	0.60	3.45	0,600	0,600
2.	Ванна без душа, раковина, мойка кухонная, унитаз	2.68	3.64	2.45	3.87	6.32	6.32	2.45	0.60	3.05	0,600	0,600
3.	Душ, раковина, мойка кухонная, унитаз	2.11	3.21	1.93	3.39	5.32	5.32	1.93	0.60	2.53	0,600	0,600
4.	Раковина, мойка кухонная, унитаз	1.53	2.79	1.40	2.92	4.32	4.32	1.40	0.60	2.00	0,600	0,600
5.	Ванна с душем, раковина, мойка кухонная	3.11	3.24	2.85	3.50	6.35	6.35	2.85	0.60	3.45	0,600	0,600
6.	Ванна без душа, раковина, мойка кухонная	2.68	2.92	2.45	3.15	5.60	5.60	2.45	0.60	3.05	0,600	0,600
7.	Душ, раковина, мойка кухонная	2.11	2.49	1.93	2.67	4.60	4.60	1.93	0.60	2.53	0,600	0,600
8.	Раковина, мойка кухонная	1.53	2.07	1.40	2.20	3.60	3.60	1.40	0.60	2.00	0,600	0,600

Таблица 63 - Повышенные нормативы потребления коммунальной услуги по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях

№ п/п	Группировка жилых помещений по сантехническому оборудованию	Нормативы потребления коммунальной услуги в домах, оборудованных водопроводом. куб. м. в месяц на 1 человека						Нормативы потребления коммунальной услуги в домах, не оборудованных водопроводом. куб. м. в месяц на 1 человека:				
		при закрытой системе теплоснабжения		при открытой системе теплоснабжения		без горячего водоснабжения	Водоотведение	при открытой системе теплоснабжения			при печном отоплении	
		горячее водоснабжение	холодное водоснабжение	горячее водоснабжение	холодное водоснабжение	холодное водоснабжение		горячее водоснабжение	холодное водоснабжение (подвоз воды)	Водоотведение	холодное водоснабжение (подвоз воды)	Водоотведение
нормативы потребления коммунальных услуг на период с 1 января 2017 года												
1	Ванна с душем. раковина. мойка кухонная. унитаз	4,98	6,33	4,56	6,76	11,31	11,31	4,56	0,60	5,16	0,60	0,60
2	Ванна без душа. раковина. мойка кухонная. унитаз	4,29	5,82	3,93	6,19	10,11	10,11	3,93	0,60	4,53	0,60	0,60
3	Душ. раковина. мойка кухонная. унитаз	3,37	5,14	3,09	5,43	8,51	8,51	3,09	0,60	3,69	0,60	0,60
4	Раковина. мойка кухонная. унитаз	2,45	4,46	2,25	4,67	6,91	6,91	2,25	0,60	2,85	0,60	0,60
5	Ванна с душем. раковина. мойка кухонная	4,98	5,18	4,56	5,60	10,16	10,16	4,56	0,60	5,16	0,60	0,60
6	Ванна без душа. раковина. мойка кухонная	4,29	4,67	3,93	5,03	8,96	8,96	3,93	0,60	4,53	0,60	0,60
7	Душ. раковина. мойка кухонная	3,37	3,99	3,09	4,27	7,36	7,36	3,09	0,60	3,69	0,60	0,60
8	Раковина. мойка	2,45	3,31	2,25	3,52	5,76	5,76	2,25	0,60	2,85	0,60	0,60

№ п/п	Группировка жилых помещений по сантехническому оборудованию	Нормативы потребления коммунальной услуги в домах, оборудованных водопроводом, куб. м. в месяц на 1 человека					Нормативы потребления коммунальной услуги в домах, не оборудованных водопроводом, куб. м. в месяц на 1 человека:					
		при закрытой системе теплоснабжения		при открытой системе теплоснабжения		без горячего водоснабжения	Водоотведение	при открытой системе теплоснабжения			при печном отоплении	
		горячее водоснабжение	холодное водоснабжение	горячее водоснабжение	холодное водоснабжение	холодное водоснабжение		горячее водоснабжение	холодное водоснабжение (подвоз воды)	Водоотведение	холодное водоснабжение (подвоз воды)	Водоотведение
	кухонная											

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

Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки по зоне действия котельных муниципального образования городского округа Анадырь представлено в таблице.

Таблица 64 - Сравнение величины договорной и расчетной тепловой нагрузки

Котельная	Договорная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Максимальная расчетная присоединенная тепловая нагрузка, Гкал/ч
Анадырской ТЭЦ	63,98	63,98
Газомоторной ТЭЦ	63,98	63,98

Значения договорных тепловых нагрузок, соответствующих величине потребления тепловой энергии при расчетных температурах наружного воздуха в зонах действия источников тепловой энергии, соответствуют фактическим.

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

Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки составляются в соответствии с п. 8 ПП РФ от 03.04.2018 г. №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

В таблице представлены существующие балансы тепловой мощности в соответствии с Приложением 6 Методических рекомендаций по разработке Схем теплоснабжения.

Таблица 65 – Балансы установленной, располагаемой тепловой мощности и тепловой мощности «нетто», потерь тепловой мощности в тепловых сетях и расчетной тепловой нагрузки по каждому источнику тепловой энергии по горячей воде

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, %
2019 год (факт)									
Анадырская ТЭЦ	140	140	18,53	121,47	7,23	63,98	71,21	124,96	89,26%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					

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

Величина резерва и дефицита тепловой мощности нетто по каждому источнику тепловой энергии представлена в таблице.

На источнике теплоснабжения дефицитов тепловой мощности не выявлено. Наличие значительного резерва тепловой мощности связано с общей тенденцией снижения потребления тепловой энергии, в связи с отказом части потребителей от централизованного теплоснабжения. При этом технологические параметры системы теплоснабжения остаются прежними, а фактическая нагрузка сильно снижается.

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

Утвержденные гидравлические режимы, с разработкой пьезометрических графиков и расчетом необходимого напора от источников до наиболее удаленных потребителей МП ГКХ не разрабатывались.

Гидравлические режимы тепловых сетей обусловлены качественным способом регулирования и неизменны на протяжении отопительного периода.

Данные выводы относятся ко всем теплотрассам.

1) Давление в отдельных точках системы не превышает пределы прочности, следовательно нет необходимости предусматривать подключение отдельных потребителей по независимой схеме или деление тепловых сетей на зоны с выбором для каждой зоны своей линии статического напора.

2) Так как профиль трассы практически ровный, требование заполнения верхних точек систем теплопотребления, не превышая допустимые давления, выполняется.

3) Напор в любой точке тепловой сети определяется величиной отрезка между данной точкой и линией пьезометрического графика подающей или обратной магистрали.

4) Напоры на входе сетевых насосов и на выходе из источника теплоты, удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к гидравлическому режиму.

5) Так как тепловые сети не большой протяженности и профиль теплотрассы не сложный, для обеспечения требований гидравлического режима, установка

подкачивающих насосных и дроссельных станций на подающем и обратном трубопроводах не требуется.

Рекомендации по выполнению мероприятий на тепловых сетях.

Для согласованной работы всех теплопотребителей и контроля параметров теплоносителя на отдельно взятом объекте, рекомендуем:

1. Промыть систему отопления каждого здания и сооружения включая отопительные приборы.

2. Для контроля и регулирования входных и выходных параметров теплоносителя на вводе в здания и сооружения установить контрольно-измерительные приборы прямого действия (манометры, термометры):

2.1. на подающем и обратном трубопроводе каждого здания или сооружения;

2.2. на подающем трубопроводе после запорной арматуры и на обратном трубопроводе до запорной арматуры каждого ответвления по ходу теплоносителя при наличии распределительных коллекторов;

3. Система приготовления горячего водоснабжения должна иметь регулирующую арматуру и не оказывать разрегулирующего воздействия на систему отопления здания или сооружения.

4. Имеющиеся в зданиях и сооружениях индивидуальные тепловые пункты и потребители тепловой энергии имеющие автоматическое регулирование должны быть настроены в соответствии с теплопотреблением здания или сооружения.

5. Для обеспечения надёжной и бесперебойной работы внутренней системы отопления, включая отопительные приборы установить на подающем и обратном трубопроводе каждого здания или сооружения фильтры механической очистки теплоносителя. Предусмотреть запорную арматуру, позволяющую легко провести обслуживание фильтров.

6. Для исключения перерасхода тепловой и электрической энергии, а так-же топлива котельных установить узлы учёта потребляемого тепла на каждом здании и сооружении.

7. На выходе теплоносителя из здания или сооружения установить регулирующую арматуру (балансировочный клапан), для установления номинального расхода теплоносителя применительно к каждому объекту.

8. Для снижения потребления тепловой энергии без ухудшения качества отопления рекомендуем установить индивидуальные тепловые пункты с автоматическим регулированием на каждом здании или сооружении, что позволяет:

8.1. регулировать температуру теплоносителя, а следовательно и температуру внутри помещений в прямой зависимости от температуры наружного воздуха;

8.2. Поддерживать температуру теплоносителя в обратном трубопроводе индивидуального теплового пункта (сетевой воды возвращаемую на котельные) на одном и том же уровне в течение длительного времени.

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

На источнике теплоснабжения дефицитов тепловой мощности не выявлено.

Под дефицитом тепловой энергии понимается технологическая невозможность обеспечения тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии, объема поддерживаемой резервной мощности и подключаемой тепловой нагрузки.

Объективным фактором является то, что распределение объектов теплоэнергетики по территории города не может быть равномерным по причине разной плотности размещения потребителей тепловой энергии.

Как правило, основными причинами возникновения дефицита и снижения качества теплоснабжения являются отказ теплоснабжающих организаций от выполнения инвестиционных обязательств, приводящих к снижению резервов мощности и роста объемов теплопотребления.

В будущем, чтобы избежать нарастания дефицита мощности необходимо поддерживать баланс между нагрузками вновь вводимых объектов потребления тепловой энергии и располагаемыми мощностями источников систем теплоснабжения.

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

На источниках теплоснабжения дефицитов тепловой мощности не выявлено.

На источниках АО «Чукотэнерго» имеется резерв тепловой мощности нетто. В целом он составляет 51,24 Гкал/ч. Учитывая, что источники АО «Чукотэнерго» гидравлически связаны друг с другом и каждый покрывает присоединенную нагрузку в случае аварийной ситуации на одном из источников или магистрали из него выходящую.

Однако на ГМ ТЭЦ имеется ограниченный резерв необходимого теплового резерва, что влияет на ограниченное перспективное подключение абонентов.

На котельных существуют резервы тепловой мощности, расширение технологической зоны действия не связано с вопросом реконструкции котельных.

7. БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

7.1. Описание утвержденных 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 городском округе Анадырь от ТЭЦ АО «Чукотэнерго» запроектирована и действует закрытая система теплоснабжения, в которой не предусматривается использование сетевой воды потребителями для нужд горячего водоснабжения.

В системе центрального теплоснабжения возможны утечки сетевой воды из тепловых сетей, в системах теплопотребления через неплотности соединений и уплотнений трубопроводной арматуры, насосов. Потери компенсируются на источниках и ЦТП подпиточной водой, которая идет на восполнение утечек теплоносителя. В качестве исходной воды для подпитки теплосети в городе Анадырь используется вода из реки Казачка.

Таблица 66 – Установки водоподготовки.

Наименование котельной	Наличие системы водоподготовки	Производительность, м ³ /ч	Состав системы водоподготовки
Анадырская ТЭЦ	имеется	65	Осветлитель-бак коагулированной воды-механический фильтр-сорбционный фильтр-Н-катионитовый фильтр 1-ой ступени-Н-катионитовый фильтр 2-ой ступени- бак декарбонизованной воды-фильтр анионитовый- бак запаса химически обессоленной воды
Анадырская газомоторная ТЭЦ	имеется	42	2 фильтра обезжелезивания-2 фильтра Na-катионитного-бак запаса химически обессоленной воды

Таблица 67 – Расход теплоносителя по источникам городского округа Анадырь в отопительный и межотопительный периоды

Наименование ТСО	Отопительный период		Межотопительный период	
	Объём сетевой воды, м ³	технологические потери теплоносителя и затраты теплоносителя на собственные нужды, м ³ /год	Объём сетевой воды, м ³	технологические потери теплоносителя и затраты теплоносителя на собственные нужды, м ³ /год
МП ГКХ	1 531.821	48978	-	-

Таблица 68 – Характеристика ХВО ТЭЦ и ЦТП в ГО Анадырь

Источник	Способ и оборудование ХВО				
	метод обработки воды	количество фильтров	наименование	Производительность, т/ч	Расход на собственные нужды, т/ч
Анадырская	Частичное химическое	15	1.Механические 2.	60	20%

Источник	Способ и оборудование ХВО				
	метод обработки воды	количество фильтров	наименование	Производительность, т/ч	Расход на собственные нужды, т/ч
ТЭЦ	обессоливание по схеме: 1.Предварительная очистка 2.Коагуляция в осветлителе (2 ед) 3.Фильтрация на механических (Зед.) и сорбционных (3 ед) фильтрах.		Сорбционные 3.Н-катионитные 1 ступени 4.Н-катионитные 2 ступени 5.ОН-анионитные		
ГМ ТЭЦ	Умягчение воды осветлительно-сорбционные	2	Обезжелезивание	21	учет не ведется
	и натрий-катионитные фильтры	2	Na-катионитные	6,6	
	Дегазация воды	2	ДВ-25	50	
	Аккумуляторные баки	2	Аккумуляторные баки	100 м ³	
МП ГКХ	Дегазация на ЦТП -1,2	2	Деаэрактор струйно-вихревой СВД - 06	40	учет не ведется

Балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками приведены в таблице.

Таблица 69 – Баланс производительности водоподготовительных установок и максимально - часовых технологических потерь теплоносителя тепловых сетей

Наименование теплоисточника	Производительность фильтров, м ³ /ч	Фактический расход воды на подпитку, м ³ /час	Фактическая подпитка тепловой сети, м ³ /час	Фактический расход воды, м ³ /час	Нормативный расход подпиточной воды, м ³ /час	Нормативная аварийная подпитка теплосети, м ³ /ч	Резерв ВПУ/дефицит
Анадырская ТЭЦ	60	н/д	1,99	-	-	-	-
ГМ ТЭЦ	42	3,15	3,2	5,3	5,7	0	36,7
МП ГКХ	0	н/д	0,097	-	6,11	-	0

Система ХВО на Анадырской ТЭЦ и ГМ ТЭЦ используется для подпитки тепловой сети и на хозяйственные нужды. В аварийном режиме работы подпитка тепловых сетей осуществляется напрямую из городского водопровода.

Утвержденных балансов ВПУ для тепловых сетей и максимального потребления теплоносителя в аварийных режимах на Анадырской ТЭЦ и ГМ ТЭЦ не разрабатывались.

В соответствии с СП аварийная подпитка тепловых сетей от источников АО «Чукотэнерго» в количестве 2% от объема воды в тепловых сетях и присоединенных к ним систем теплопотребления может осуществляться химически не обработанной и недеаэрированной водой.

В таблице представлены расходы нормативных утечек теплоносителя котельных.

Таблица 70 – Расчетные потери теплоносителя муниципального образования городской округ Анадырь (без учета ГВС)

Диаметр трубопровода, d_i , мм	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	$V_i l_i$, м ³
530	0,2042	679	138,64
426	0,1294	2669	345,36
377	0,1023	712	72,84
325	0,0750	150	11,24
273	0,0535	1033	55,24
219	0,0336	836	28,12
159	0,0177	915	16,16
114	0,0087	8	0,07
89	0,0052	355	1,83
325	0,0750	1476	110,63
273	0,0535	2594	138,71
219	0,0336	8206	276,02
159	0,0177	7592	134,09
133	0,0121	464	5,60
114	0,0087	9960	86,20
89	0,0052	8218	42,33
76	0,0036	174	0,63
57	0,0020	1844	3,62
219	0,0336	284	9,55
114	0,0087	690	5,97
159	0,0177	1141,6	20,16
159	0,0177	3063,5	54,11
114	0,0087	1040,8	9,01
114	0,0087	1644,8	14,24
89	0,0052	3450,1	17,77
89	0,0052	1799,5	9,27
76	0,0036	2300,1	8,35
63	0,0025	5415,2	13,33
57	0,0020	10432,4	20,47
530	0,2042	567	115,77
530	0,2042	567	115,77
426	0,1294	345	44,64
426	0,1294	345	44,64
273	0,0535	518	27,70
273	0,0535	518	27,70

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

В соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (п. 6.17) аварийная подпитка в количестве 2% от объема воды в тепловых сетях и присоединенным к ним системам теплоснабжения осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой.

Таблица 71 – Объем теплоносителя необходимый для подпитки сети в аварийном режиме (без учета ГВС)

Показатель	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м ³	Аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной воды, м ³ /час
2020 год		
МП ГКХ	2256,69	45,13

Производительности сетевых и подпиточных насосов достаточно для обеспечения работы системы теплоснабжения.

8. ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ТОПЛИВОМ

8.1. Описание видов и количества используемого основного топлива

В качестве основного топлива Анадырской ТЭЦ используется бурый уголь марки ЗБР калорийность - 4100 Ккал/кг, зольность и влажность не более 30,0% и 22,5% соответственно, резервное - дизельное топливо, калорийностью 10000 ккал/кг.

На Анадырской ТЭЦ имеется основной угольный склад вместительностью 108 000 тонн и закрытый угольный склад вместимостью 2500 тонн, а также резервный склад на 150000 тонн. Суммарная вместительность проектная и фактическая емкость складов угля - 260500 тонн. Для хранения дизельного топлива на Анадырской ТЭЦ имеются две емкости РВС-200 общим полезным объемом 390 м.

Таблица 72 – Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения.

Показатели	Основное топливо		Резервное топливо
	проектное	фактическое	
Анадырская ТЭЦ			
Вид топлива	Бурый уголь Анадырского месторождения	Бурый уголь Анадырского месторождения и природный газ Западно-Озёрного газового месторождения	Дизельное топливо
Марка топлива	«БЗ рядовой»	Уголь - «БЗ рядовой»; Газ - «Западно-Озёрный»	«З» (зимнее)
Калорийность топлива	3800 ккал/кг	Уголь – 4268 ккал/кг; Газ – 7950 ккал/м ³	10000 ккал/кг
Расход топлива нормативный / фактический	<i>Нет данных</i>	Уголь - 56158 тонн/год. Газ - 6760,023 тыс.м ³ /год	49,081 тонн/год
Поставщик топлива	ОАО «Шахта Угольная»	Уголь - ОАО «Шахта Угольная»; Газ - ООО «Сибнефть-Чукотка»	ГУП «Чукотснаб»
Способ доставки	В зимнее время - автотранспортом по ледовой переправе Анадырь-Угольные Копи, через Анадырский лиман	Уголь - в зимнее время - автотранспортом по ледовой переправе Анадырь-Угольные Копи, через Анадырский лиман; Газ – с газового промысла «Западно-Озерный» по распределительному газопроводу высокого давления от ГРС до ограды АТЭЦ.	Поступает на склад в автоцистернах, для слива которых предусмотрена специальная площадка.
Откуда осуществляется поставка	ЧАО, п. Угольные Копи на расстоянии 13 км от Анадырской ТЭЦ	Уголь - ЧАО, п. Угольные Копи на расстоянии 13 км от Анадырской ТЭЦ; Газ - газовый промысел «Западно-Озерный». Месторождение расположено в 100 км к югу от г. Анадыря	г. Анадырь, нефтебаза ГУП «Чукотснаб»
Периодичность поставки	Сезонная поставка с 01 февраля – 30 апреля.	Уголь - сезонная поставка с 01 февраля – 30 апреля; Газ - непрерывный	По мере необходимости
Газомоторная ТЭЦ			
Вид топлива	природный газ Западно-Озёрного газового месторождения		Дизельное топливо
Марка топлива	«Западно-Озёрный»		«З» (зимнее)

Показатели	Основное топливо		Резервное топливо
	проектное	фактическое	
Калорийность топлива	7600 ккал/нм ³	7933 ккал/нм ³	10000 ккал/кг
Расход топлива нормативный / фактический	Нет данных	25 304,017 тыс.нм ³	110,536 тонн/год
Поставщик топлива	ООО «Сибнефть-Чукотка»		ГУП «Чукотснаб»
Способ доставки	по магистральному газопроводу Ду 200 мм длиной 104 км от месторождения до газораспределительной станции (ГРС) и по низконапорному газопроводу Ду 300 мм длиной 3,6 км от ГРС до газораспределительного пункта (ГРП) ГМ ТЭЦ.		Поступает на склад в автоцистернах, для слива которых предусмотрена специальная площадка.
Откуда осуществляется поставка	Газовый промысел «Западно-Озерный». Месторождение расположено в 100 км к югу от г.Анадыря		г.Анадырь, нефтебаза ГУП «Чукотснаб»
Периодичность поставки	Непрерывная		По мере необходимости

Таблица 73 – Расход основного топлива

Котельная	Единицы измерения	Вид основного топлива	Расход натурального топлива
Анадырской ТЭЦ	т	Бурый уголь	56158
	тыс.м ³	Природный газ	6760,023
Газомоторной ТЭЦ	тыс.м ³	Природный газ	25304,017

Таблица 74 – Расход основного и резервного топлива

Котельная	Единицы измерения	Вид основного топлива		Расход натурального топлива
		Основное	Резервное (аварийное)	
Анадырской ТЭЦ	т	Бурый уголь	Дизельное топливо	56158
	тыс.м ³	Природный газ	Дизельное топливо	6760,023
Газомоторной ТЭЦ	тыс.м ³	Природный газ	Дизельное топливо	25304,017

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

В качестве вспомогательного топлива на Анадырской ТЭЦ используется дизельное топливо марки А (арктическое) калорийностью 10000 Ккал/кг.

Дизельное топливо используется для растопки и подсветки котлов, выработки электроэнергии дизельгенераторами. Дизельное топливо по мере необходимости закупается у ГУП «Чукотснаб». Согласно «Нормам расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей на тепловых электростанциях» РД 34.10.503-89 расход дизтоплива на растопку котла составляет 14 т.у.т.

Для обеспечения топливоснабжения газомоторной теплоэлектростанции резервным топливом, на случай аварии в системе газоснабжения предусмотрен склад резервного дизельного топлива.

Дизельное топливо арктическое А -0,2, первый сорт, с температурой застывания минус 55° С.

Емкость склада дизельного топлива рассчитана на пятисуточный расход.

Склад дизельного топлива включает в себя следующие технологические сооружения:

- резервуарный парк 2 x 700м³;
- площадка слива топлива из автоцистерн;
- насосная станция перекачки топлива;
- емкость аварийного слива топлива из расходного резервуара ДЭС.

Топливо на склад доставляется автоцистернами. Слив топлива из автоцистерн в резервуары хранения производится при помощи насосов, установленных в насосной станции.

Резервуарный парк предназначен для хранения дизельного топлива в двух стальных вертикальных резервуарах V=700 м³.

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

8.3. Описание особенностей характеристик топлив в зависимости от мест поставки

Топливом для котельных на территории муниципального образования городского округа Анадырь являются: бурый уголь и природный газ.

ОП Анадырская ТЭЦ обеспечивается бурым углем марки ЗБР класс 10-200 мм по ГОСТ 10742-71 с теплотворной способностью 3800 ккал/кг. Топливоснабжение ТЭЦ осуществляется автомобильным транспортом только в зимний период по ледовой переправе через лиман Анадырского залива. Поставщиком угля является ОАО «Шахта Угольная». Поставку дизельного топлива на АТЭЦ и ГМ ТЭЦ обеспечивает ГУП «Чукотснаб». Дизельное топливо от ООО «РН-Находканефтепродукт» марки ДТ-А-К4 доставляется до приемных емкостей автомобильным транспортом.

Основное топливо - природный газ, для производственных нужд газомоторной ТЭЦ поставляется от Западно-Озерного месторождения, расположенного в 100 км к югу от г. Анадыря.

8.4. Описание использования местных видов топлива, анализ поставки топлива в периоды расчетных температур наружного воздуха

Местными видами топлива на источниках централизованного теплоснабжения муниципального образования городского округа Анадырь используются, природный газ - газовый промысел «Западно-Озерный. Месторождение расположено в 100 км к югу от г. Анадыря. Способ доставки: по магистральному газопроводу Ду 200 мм длиной 104 км от месторождения до газораспределительной станции (ГРС) и по низконапорному газопроводу Ду 300 мм длиной 3,6 км от ГРС до газораспределительного пункта (ГРП) ГМ ТЭЦ.

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

Виды топлива и значения низшей теплоты сгорания топлива, используемые для производства тепловой энергии на котельных муниципального образования городского округа Анадырь представлены в таблице.

Таблица 75 – Виды топлива и значения низшей теплоты сгорания топлива

Наименование котельной	Вид топлива	Значение низшей теплоты сгорания топлива
Анадырской ТЭЦ	Бурый уголь	3100
	Природный газ	8000
Газомоторной ТЭЦ	Природный газ	8000

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

Преобладающим видом топлива на котельных муниципального образования городского округа Анадырь является природный газ в общем топливном балансе.

Срыва поставок основного и резервного топлива для котельных г. Анадырь в период с 2010 по 2020 гг – не зафиксировано.

На данный момент муниципальное образование городской округ Анадырь готово к работе в сложных условиях, связанных со значительным понижением температуры воздуха.

Никаких ограничений в энергоснабжении потребителей не планируется. На период экстремальных погодных условий на предприятиях компании введен усиленный контроль над работой систем и оборудования.

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

Приоритетным направлением развития топливного баланса поселения является полный охват системой теплоснабжения территории поселения с использованием существующими и перспективными источниками тепловой энергии в качестве основного топлива природный газ.

9. НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Под надежностью системы теплоснабжения понимают способность проектируемых и действующих источников тепловой энергии, тепловых сетей в целом СЦТ обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения.

Надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты $R_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $R_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $R_{пт} = 0,99$;
- СЦТ в целом $R_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю рекомендуется выполнять с применением следующего алгоритма:

1. Определение пути 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 восстановлением (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

- λ_0 средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов участков в конкретной системе теплоснабжения при продолжительности эксплуатации участков от 3 до 17 лет (1/км/год);
- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 1 до 3 лет;
- средневзвешенная частота (интенсивность) отказов для участков тепловой сети с продолжительностью эксплуатации от 17 и более лет;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети;
- средневзвешенная продолжительность ремонта (восстановления) участков тепловой сети в зависимости от диаметра участка.

Частота (интенсивность) отказов каждого участка тепловой сети измеряется с помощью показателя λ_i , который имеет размерность [1/км/год] или [1/км/час].

Интенсивность отказов всей тепловой сети (без резервирования) по отношению к потребителю представляется как последовательное (в смысле надежности) соединение элементов, при котором отказ одного из всей совокупности элементов приводит к отказу всей системы в целом. Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} \times e^{-\lambda_2 L_2 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t \times \sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i} = e^{-\lambda_c t}$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке,

$$\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n \text{ [1/час]},$$

где L_i – протяженность каждого участка, [км].

Для описания параметрической зависимости интенсивности отказов рекомендуется использовать зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкую по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 (0,1\tau)^{\alpha-1},$$

где τ – срок эксплуатации участка [лет].

Характер изменения интенсивности отказов зависит от параметра α : при $\alpha < 1$, она монотонно убывает, при $\alpha > 1$ – возрастает; при $\alpha = 1$ функция принимает вид $\lambda(t) = \lambda_0 = Const$. А λ_0 – это средневзвешенная частота (интенсивность) устойчивых отказов в конкретной системе теплоснабжения.

Для распределения Вейбулла рекомендуется использовать следующие эмпирические коэффициенты:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 & \text{при } 0 < \tau \leq 3 \\ 1 & \text{при } 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{(\tau/20)} & \text{при } \tau > 17 \end{cases}$$

На рисунке 9 приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети.

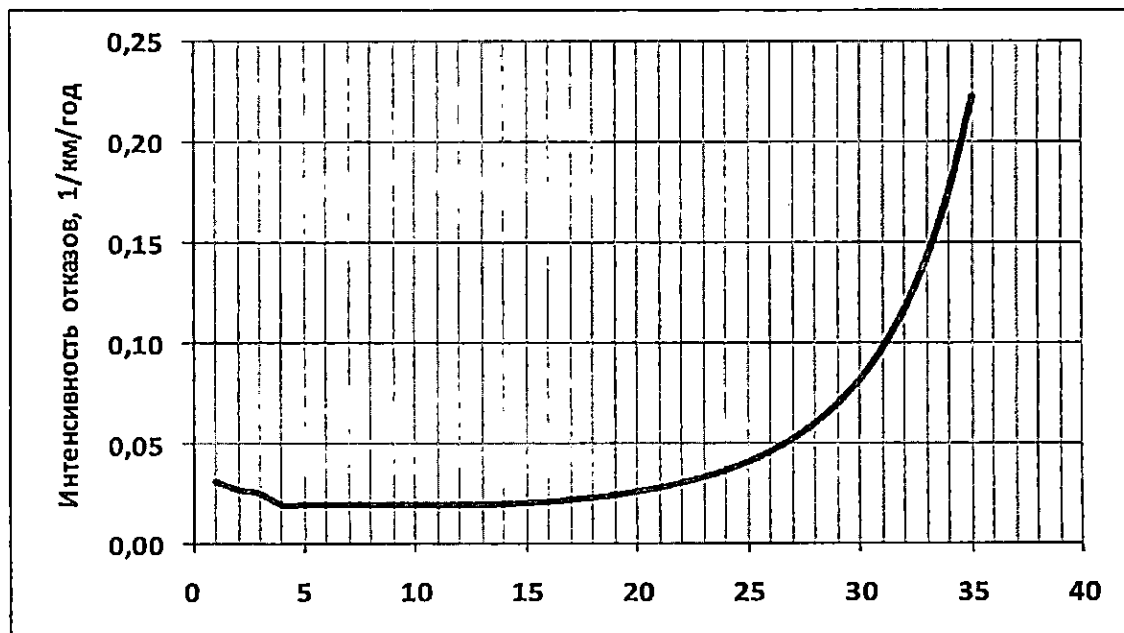


Рисунок 9 – Зависимость интенсивности отказов от срока эксплуатации участка ТС

При ее использовании следует помнить о некоторых допущениях, которые были сделаны при отборе данных:

- она применима только тогда, когда в тепловых сетях существует четкое разделение на эксплуатационный и ремонтный периоды;
- в ремонтный период выполняются гидравлические испытания тепловой сети после каждого отказа.

5. По данным региональных справочников по климату о среднесуточных температурах наружного воздуха за последние десять лет строят зависимость повторяемости температур наружного воздуха (график продолжительности тепловой нагрузки отопления). При отсутствии этих данных зависимость повторяемости температур наружного воздуха для местоположения тепловых сетей принимают по данным СНиП 2.01.01.82 или Справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности объектов теплоснабжения (зданий) определяют время, за которое температура внутри отапливаемого помещения снизится до температуры, установленной в критериях отказа теплоснабжения. Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12°C, в промышленных зданиях ниже +8°C (СНиП 41-02-2003. Тепловые сети). Например, для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_B = t_H + \frac{Q_0}{q_0 V} + \frac{t'_B - t'_H - \frac{Q_0}{q_0 V}}{\exp(z/\beta)}$$

где t_B – внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С;

z – время, отсчитываемое после начала исходного события, ч;

t'_B – температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;

t_H – температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С;

Q_0 – подача теплоты в помещение, Дж/ч;

q_0V – удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч×°С);

β – коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

Для расчета времени снижения температуры в жилом задании до +12°С при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при внезапном прекращении теплоснабжения эта формула при $\left(\frac{Q_0}{q_0V} = 0\right)$ имеет следующий вид:

$$z = \beta \times \ln \frac{(t_B - t_H)}{(t_{B,a} - t_H)},$$

где $t_{B,a}$ – внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12°С для жилых зданий).

7. На основе данных о частоте (потоке) отказов участков тепловой сети, повторяемости температур наружного воздуха и данных о времени восстановления (ремонта) элемента (участка, НС, компенсатора и т.д.) тепловых сетей определяют вероятность отказа теплоснабжения потребителя.

В случае отсутствия достоверных данных о времени восстановления теплоснабжения потребителей, рекомендуется использовать эмпирическую зависимость для времени, необходимом для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a[1 + (b + cl_{c.з})D^{1,2}],$$

где a, b, c – постоянные коэффициенты, зависящие от способа укладки теплопровода (подземный, надземный) и его конструкции, а также от способа диагностики места повреждения и уровня организации ремонтных работ;

$l_{c.з}$ – расстояние между секционирующими задвижками, м;

D – условный диаметр трубопровода, м.

Расчет рекомендуется выполнять для каждого участка и/или элемента, входящего в путь от источника до абонента:

- вычисляется время ликвидации повреждения на i -том участке;
- по каждой градации повторяемости температур вычисляется допустимое время проведения ремонта;

- вычисляется относительная и накопленная частота событий, при которых время снижения температуры до критических значений меньше чем время ремонта повреждения;
- вычисляются относительные доли и поток отказов участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры +12°C.

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_{i,j}}\right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{on}}$$

$$\bar{\omega}_i = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j},$$

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

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

Оценку недоотпуска тепловой энергии потребителям рекомендуется вычислять в соответствии с формулой:

$$\Delta Q_H = \bar{Q}_{пр} \times T_{оп} \times q_{тп}, \text{ Гкал}$$

где $\bar{Q}_{пр}$ – среднегодовая тепловая мощность теплотребляющих установок потребителя (либо, по другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;

$T_{оп}$ – продолжительность отопительного периода, час;

$q_{тп}$ – вероятность отказа теплопровода.

Уровень износа котельного оборудования в среднем составляет от 50 до 80%.

Максимальный износ котельного оборудования.

Уровень потерь тепловой энергии в тепловых сетях составляет 10-18%.

За последние 3 года технологических отказов и аварий в системах теплоснабжения зарегистрировано не было. Технологические отказы устраняются в кратчайшие сроки. Качество предоставляемых услуг соответствует требованиям законодательства.

Однако уровень износа оборудования котельных и тепловых сетей требует капитального ремонта и замены.

9.1. Поток отказов (частота отказов) участков тепловых сетей

В соответствии с МДК 4-01.2001 «Методические рекомендации по технологическому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса» авария – разрушение сооружений и(или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые

взрыв и(или) выброс опасных веществ. По предоставленным данным, аварийных отключений потребителей за последние 3 года зарегистрировано не было.

9.2. Частота отключений потребителей

Авариями в коммунальных отопительных котельных считаются:

1. Разрушения (повреждения) зданий, сооружений, паровых и водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды, взрывы и воспламенения газа в топках и газоходах котлов, вызвавшие их разрушение, а также разрушения газопроводов и газового оборудования, взрывы в топках котлов, работающих на твердом и жидком топливе, вызвавшие остановку их на ремонт.
2. Повреждение котла (вывод его из эксплуатации во внеплановый ремонт), если объем работ по восстановлению составляет не менее объема капитального ремонта.
3. Повреждение насосов, подогревателей, вызвавших вынужденный останов котла (котлов), приведший к снижению общего отпуска тепла более чем на 50% продолжительностью свыше 16 часов.

Авариями в тепловых сетях считаются:

1. Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов.
2. Повреждение трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, вызвавшее перерыв теплоснабжения потребителей I категории (по отоплению) на срок более 8 часов, прекращение теплоснабжения или общее снижение более чем на 50 % отпуска тепловой энергии потребителям продолжительностью выше 16 часов.

Технологическими отказами в коммунальных отопительных котельных считаются:

1. Неисправность котла с выводом его из эксплуатации на внеплановый ремонт, если объем работ по восстановлению его работоспособности составляет не менее объема текущего ремонта.
2. Неисправность насосов, подогревателей, другого вспомогательного оборудования, вызвавших вынужденный останов котла (котлов), приведший к общему снижению отпуска тепла более чем на 30, но не более 50% продолжительностью менее 16 часов.

3. Останов источника тепла из-за прекращения по вине эксплуатационного персонала подачи воды, топлива или электроэнергии при температуре наружного воздуха:

- до (-10°C) – более 8 часов;
- от (-10°C) до (-15°C) – более 4 часов;
- ниже (-15°C) – более 2 часов.

Технологическими отказами в тепловых сетях считаются:

- Неисправности трубопроводов тепловой сети, оборудования насосных станций, тепловых пунктов, поиск утечек, вызвавшие перерыв в подаче тепла потребителям I категории (по отоплению) свыше 4 до 8 часов, прекращение теплоснабжения (отопления) объектов соцкультбыта на срок, превышающий условия п. 4.16.1 ГОСТ Р 51617-2000 «Жилищно-коммунальные услуги. Общие технические условия» (допустимая длительность температуры воздуха в помещении не ниже 12°C – не более 16 часов; не ниже 10°C не более 8 часов; не ниже 8°C – не более 4 часов).

За 2020 год не было ни одной серьезной аварии повлекшей глобальное отключение потребителей от систем теплоснабжения. Отказов оборудования источников теплоснабжения не происходило.

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

Время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений, в значительной степени зависит от следующих факторов: диаметр трубопровода, тип прокладки, объем дренирования и заполнения тепловой сети.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой тепловой сети, и соответствует установленным нормативам. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода). Указанные нормативы представлены в таблице.

Таблица 75 – Среднее время на восстановление теплоснабжения при отключении тепловых сетей

Условный диаметр трубопровода отключаемой тепловой сети, мм	Среднее время на восстановление теплоснабжения при отключении тепловых сетей, час
50	5
80	5

Условный диаметр трубопровода отключаемой тепловой сети, мм	Среднее время на восстановление теплоснабжения при отключении тепловых сетей, час
100	5
150	5
200	10
300	15

По представленным сведениям, от АО «Чукотэнерго», МП ГКХ и ООО «Чукотжилсервис», аварий на источниках тепла и теплосетевых объектах, вследствие которых могли бы быть аварийные отключения потребителей тепла, за последний пятилетний период не происходило. Поэтому, ввиду отсутствия исходных данных для расчета показателей, необходимых для анализа аварийных отключений потребителей, сам анализ не может быть произведен.

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

Из рассмотренных выше пунктов можно сделать вывод, что, все теплоснабжающие организации работают в безаварийном режиме на протяжении последних 5 лет эксплуатации и поэтому указание наиболее уязвимых (в аварийном плане) участков тепловых сетей и источников тепловой энергии на графической карте города, не представляется возможным.

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 октября 2015 г. N 1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике»

Аварийные ситуации при теплоснабжении, расследование причин которых осуществлялось 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 октября 2015 г. №1114 «О расследовании причин аварийных ситуаций при теплоснабжении и о признании утратившими силу отдельных положений Правил расследования причин аварий в электроэнергетике», за базовый период не зафиксировано.

9.6. Результаты анализа времени восстановления теплоснабжения потребителей, отключенных в результате аварийных ситуаций при теплоснабжении, указанных в п. 9.5

Особые аварийные ситуации, влекущие тяжелые последствия при теплоснабжении потребителей, за базовый период не зафиксированы.

10. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ И ТЕПЛОСЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

В настоящем разделе приведены технико-экономические показатели теплоснабжающих и теплосетевых организаций в соответствии с требованиями, установленными в Постановлении Правительства РФ от 05.07.2013 г. № 570 «О стандартах раскрытия информации теплоснабжающими организациями, теплосетевыми организациями и органами регулирования».

В систему теплоснабжения муниципального образования городского округа Анадырь входят 2 котельные.

В городском округе Анадырь регулируемую деятельность в сфере теплоснабжения по состоянию на 01.01.2020 осуществляют: АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ.

Сведения приведены по теплоснабжающим/теплосетевым организациям муниципального образования городской округ Анадырь и содержат данные, сформированные службами ТСО.

Таблица 76 – Основные технико-экономические показатели деятельности АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ за 2020 гг.

№ п/п	Наименование показателя	Единицы измерения	Значение показателя
	АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ.		
	<i>г. Анадырь, с. Тавайваам (Анадырской ТЭЦ, Газомоторной ТЭЦ)</i>		
1	Установленная тепловая мощность	Гкал/ч	213,44
2	Максимальная присоединенная нагрузка	Гкал/ч	63,98
3	Объем вырабатываемой тепловой энергии	Гкал	189400,00
4	Объем покупаемой тепловой энергии	Гкал	0,00
5	Объем тепловой энергии, отпускаемой потребителям	Гкал	172200,00
6	Технологические потери тепловой энергии при передаче по тепловым сетям	%	н/д
7	Протяженность тепловых сетей (в двухтрубном исчислении) сети ГВС	км.	42,73
8	Количество котельных	шт.	2
9	Количество ЦТП	шт.	н/д
10	Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	кг у.т./Гкал	н/д
11	Удельный расход электрической энергии на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	тыс. кВт*ч/Гкал	-
12	Удельный расход холодной воды на единицу тепловой энергии, отпускаемой в тепловую сеть	куб.м/Гкал	-

11.ЦЕНЫ (ТАРИФЫ) В СФЕРЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Исполнительным органом государственной власти, уполномоченным осуществлять государственное регулирование цен (тарифов) на товары (услуги) организаций, осуществляющих регулируемую деятельность (в том числе в сфере теплоснабжения) на территории муниципального образования городской округ Анадырь является Государственный комитет по ценовой политике Чукотского автономного округа.

11.1.Утвержденные тарифы на тепловую энергию

Государственное регулирование цен (тарифов) на тепловую энергию (мощность) осуществляется на основе принципов, установленных Федеральным законом №190-ФЗ «О теплоснабжении» от 27.07.2010 года, в соответствии с основами ценообразования в сфере теплоснабжения, правилами регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации, иными нормативными правовыми актами и методическими указаниями, утвержденными федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в сфере теплоснабжения.

Регулирование цен (тарифов) в сфере теплоснабжения осуществляется в соответствии со следующими основными принципами:

- обеспечение доступности тепловой энергии (мощности), теплоносителя для потребителей;
- обеспечение экономической обоснованности расходов теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций на производство, передачу и сбыт тепловой энергии (мощности) теплоносителя;
- обеспечение достаточности средств для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения;
- стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении деятельности в сфере теплоснабжения;
- обеспечение стабильности отношений между теплоснабжающими организациями и потребителями за счет установления долгосрочных тарифов;
- обеспечение открытости и доступности для потребителей, в том числе для населения, процесса регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения;
- создание условий для привлечения инвестиций;

- определение размера средств, направляемых на оплату труда, в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями;
- обязательный раздельный учет организациями, осуществляющими регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, объема производства тепловой энергии, теплоносителя, доходов и расходов, связанных с производством, передачей и со сбытом тепловой энергии, теплоносителя;
- контроль за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности в целях сокращения потерь энергетических ресурсов, в том числе требований к разработке и реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, требований к организации учета и контроля используемых энергетических ресурсов.

В систему теплоснабжения муниципального образования городского округа Анадырь входит 2 котельные.

Тарифы в разрезе потребителей всех видов коммунальных ресурсов за 2018-2020 гг. размещены на официальном сайте Правительства Чукотского автономного округа. Анадырская ТЭЦ не осуществляет подключение к системе теплоснабжения.

Тарифы на тепловую энергию (мощность) на коллекторах источников тепловой энергии АО "Чукотэнерго" на 2019 - 2023 годы с календарной разбивкой, постановлению Правления Комитета государственного регулирования цен и тарифов Чукотского автономного округа от 4 декабря 2018 г. N 23-э/1, представлены в таблице

Таблица 77 – Тарифы на тепловую энергию для потребителей

Наименование подразделений, филиалов	Вид тарифа	Вода									
		с 01.01.2019 по 30.06.2019	с 01.07.2019 по 31.12.2019	с 01.01.2020 по 30.06.2020	с 01.07.2020 по 31.12.2020	с 01.01.2021 по 30.06.2021	с 01.07.2021 по 31.12.2021	с 01.01.2022 по 30.06.2022	с 01.07.2022 по 31.12.2022	с 01.01.2023 по 30.06.2023	с 01.07.2023 по 31.12.2023
Обособленное подразделение АО "Чукотэнерго" Анадырская ТЭЦ	одноставочный, руб./Гкал	3 802,65	3 937,21	3 937,21	4 262,84	4 168,27	4 168,27	4 168,27	4 485,14	4 412,62	4 412,62

Примечание.

1. Расходы на топливо, относимые на 1 Гкал тепловой энергии:

1.1. ОП Анадырская ТЭЦ: 2019 год - 1089,87 руб./Гкал; 2020 год - 1122,10 руб./Гкал; 2021 год - 1155,84 руб./Гкал; 2022 год - 1195,87 руб./Гкал; 2023 год - 1240,72 руб./Гкал.

11.2. Структура тарифов, установленных на момент разработки схемы теплоснабжения

Данные о структуре тарифов на тепловую энергию (услуги по передаче тепловой энергии) и теплоноситель, установленных на 2020 г., сформированы на основе данных, опубликованных на портале раскрытия информации, подлежащих свободному доступу Единого тарифного органа Чукотского автономного округа.

В структуре себестоимости тепловой энергии наибольший вес занимают следующие статьи расходов:

- «Топливо» - 30-37% от общей суммы расходов;
- «Расходы на оплату труда» и «Отчисления на социальные нужды» - 32-36% от общей суммы расходов;
- «Прочие расходы» (включая «Цеховые расходы» и «Общехозяйственные расходы») – 23-27% от общей суммы расходов;
- «Электроэнергия» - 5-7% от общей суммы расходов.
- Структура себестоимости, где наибольший удельный вес занимают расходы на топливо, является характерной для теплоснабжающей организации.

11.3. Плата за подключение к системе теплоснабжения и поступления денежных средств от осуществления указанной деятельности

В соответствии с пунктом 7 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 г. №83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» запрещается брать плату за подключение при отсутствии утвержденной инвестиционной программы и если все затраты по строительству сетей и подключению выполнены за счет средств потребителя. Плата за подключение к тепловым сетям может взиматься после утверждения Схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения муниципального образования городской округ Анадырь и тарифа за подключение в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 «О порядке подключения к системам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты правительства Российской Федерации» при заключении договора о подключении.

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

В соответствии с требованиями Федерального Закона Российской Федерации от 27.07.2010 №190-ФЗ «О теплоснабжении»: «потребители, подключенные к системе теплоснабжения, но не потребляющие тепловой энергии (мощности), теплоносителя по договору теплоснабжения, заключают с теплоснабжающими организациями договоры на оказание услуг по поддержанию резервной мощности.»

В Муниципальном образовании городской округ Анадырь, на момент актуализации схемы теплоснабжения, плата за услуги по поддержанию резервной тепловой мощности для всех категорий потребителей, в том числе и социально значимых - не утверждена.

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

Динамика предельных уровней цен на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, утверждаемых в ценовых зонах теплоснабжения отсутствует.

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

На территории муниципального образования городской округ Анадырь существует одна ценовая зона теплоснабжения.

12. ОПИСАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОБЛЕМ В СИСТЕМАХ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

12.1. Описание существующих проблем организации качественного теплоснабжения

По информации, полученной от теплоснабжающих организаций, основными существующими проблемами организации качественного теплоснабжения городского округа Анадырь являются:

- высокий уровень износа основного и вспомогательного оборудования на Анадырской ТЭЦ, а именно:
 - чистка трубных пучков ПСВ I и II сетевой установки;
 - обеспечение плотности вакуумной системы турбоагрегатов ст. № 1,2;
 - чистка трубной системы конденсаторов турбоагрегатов ст. №1,2;
 - снижение присосов воздуха в топку и конвективные шахты котлоагрегатов ст. №1,2 через ограждающие конструкции;
 - отсутствие системы автоматического регулирования производительностью дутьевых установок КА ст. № 1 с применением частотных преобразователей;
 - реконструкция конденсатных насосных установок;
 - отсутствие системы автоматического регулирования производительностью дымососов котлоагрегатов с применением ЧРП;
 - отсутствие системы автоматического регулирования производительностью цирк, насосов с применением ЧРП;
 - отсутствие системы плавного пуска мельничных вентиляторов;
- установка приборов учета на потребителях, указанных в таблице 1-43;
- зарастание трубопроводов сетей ГВС, в следствие коррозии металла трубопровода, из-за высокого содержания ионов железа;
- недостаточная производительность сетевых насосов на ЦТП-7.

12.2. Описание существующих проблем организации надежного и безопасного теплоснабжения

По информации, полученной от ресурсоснабжающих организаций, основными существующими проблемами организации надежного и безопасного теплоснабжения городского округа Анадырь являются:

- необходимость замены сетевых насосов на ЦТП 2, 3, 5;
- малый резерв установленной мощности на ГМ ТЭЦ, вследствие чего в перспективе развития строительного фонда будет иметь ограничение по присоединяемой тепловой мощности.

12.3. Описание существующих проблем развития систем теплоснабжения

На данный момент на энергоисточниках АО «Чукотэнерго», МП ГКХ и ООО «Чукотжилсервис» городского округа Анадырь сложился достаточный, более 26%, резерв по располагаемой тепловой мощности.

Вследствие этого существующие проблемы развития системы теплоснабжения города Анадырь отсутствуют.

Однако существуют проблемы, которые сдерживают развитие системы теплоснабжения муниципального образования городского округа Анадырь. Этими проблемами являются:

1. Низкий процент замены сетей теплоснабжения из-за недостатка финансовых средств. Необходимо выделение дополнительных целевых бюджетных средств на замену сетей теплоснабжения.
2. Необходима модернизация тепловой изоляции сетей ТВС надземной прокладки с применением передовых технологий.
3. Необходимо проведение наладки тепловых сетей в поселении.

Для решения проблем требуется разработка, финансирование и реализация инвестиционных программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

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

В качестве основного топлива на существующих источниках тепловой энергии системы теплоснабжения г. Анадырь используется бурый уголь и природный газ (резервное - дизельное топливо). Проблем в обеспечении действующих систем

теплоснабжения топливом не наблюдалось - как в номинальном режиме работы источников тепловой энергии, так и в пиковые периоды.

Проблемы в снабжении топливом (в том числе запасов) действующих систем теплоснабжения 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 системы теплоснабжения, не выявлены.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

Главы 2 - 18

СОДЕРЖАНИЕ

ГЛАВА 2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	8
1. Данные базового уровня потребления тепла на цели теплоснабжения.....	8
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.....	10
3. Прогнозы перспективных удельных расходов тепловой энергии на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение, согласованных с требованиями к энергетической эффективности объектов теплоснабжения, устанавливаемых в соответствии с законодательством Российской Федерации	16
3.1. Нормативы потребления тепловой энергии для целей отопления и вентиляции зданий	29
4. Прогнозы приростов объемов потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления и в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	32
5. 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 теплоснабжения и по видам теплоносителя (горячая вода и пар) в зоне действия каждого из существующих или предлагаемых для строительства источников тепловой энергии на каждом этапе.....	37
ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ	39
ГЛАВА 4. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.....	40
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	40
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.....	40
3. Выводы о резервах (дефицитах) существующей системы теплоснабжения при обеспечении перспективной тепловой нагрузки потребителей	46
ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ	47

1. Описание вариантов (не менее двух) перспективного развития систем теплоснабжения поселения (в случае их изменения относительно ранее принятого варианта развития систем теплоснабжения в утвержденной в установленном порядке схеме теплоснабжения).....47

2. Обоснование выбора приоритетного варианта перспективного развития систем теплоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения 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 поселения, городского округа, города федерального значения47

3. Техничко-экономическое сравнение вариантов перспективного развития систем теплоснабжения поселения.....48

ГЛАВА 6. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И МАКСИМАЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОПОТРЕБЛЯЮЩИМИ УСТАНОВКАМИ ПОТРЕБИТЕЛЕЦ, В ТОМ ЧИСЛЕ В АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ.....49

1. Расчетная величина нормативных потерь (в ценовых зонах теплоснабжения - расчетную величину плановых потерь, определяемых в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения) теплоносителя в тепловых сетях в зонах действия источников тепловой энергии.....49

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
...50

3. Сведения о наличии баков-аккумуляторов.....50

4. Нормативный и фактический (для эксплуатационного и аварийного режимов) часовой расход подпиточной воды в зоне действия источников тепловой энергии.....50

5. Существующий и перспективный баланс производительности водоподготовительных установок и потерь теплоносителя с учетом развития системы теплоснабжения.....51

ГЛАВА 7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ.....53

1. Описание условий организации централизованного теплоснабжения, индивидуального теплоснабжения, а также поквартирного отопления.....53

2. Описание текущей ситуации, связанной с ранее принятыми 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 ..58

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 теплоснабжения58

4. Обоснование предлагаемых для строительства источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, для обеспечения перспективных тепловых нагрузок.....	58
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.....	59
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.....	59
7. Обоснование предлагаемых для реконструкции и (или) модернизации котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зон действия существующих источников тепловой энергии.....	59
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.....	60
9. Обоснование предложений по расширению зон действия действующих источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	60
10. Обоснование предлагаемых для вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных при передаче тепловых нагрузок на другие источники тепловой энергии.....	60
11. Обоснование организации индивидуального теплоснабжения в зонах застройки поселения малоэтажными жилыми зданиями.....	60
12. Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения поселения.....	61
13. Анализ целесообразности ввода новых и реконструкции и (или) модернизации существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	61
14. Обоснование организации теплоснабжения в производственных зонах на территории поселения.....	64
15. Результаты расчетов радиуса эффективного теплоснабжения.....	64
ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ.....	67
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).....	67
2. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки под жилищную, комплексную или производственную застройку во вновь осваиваемых районах поселения, городского округа, города федерального значения.....	68
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.....	68
4. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы.....	68

теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных	68
5. Предложения по строительству тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	69
6. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	69
7. Предложения по реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	69
8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации насосных станций	69
ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ	70
1. Техничко-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), на закрытую систему горячего водоснабжения	70
2. Выбор и обоснование метода регулирования отпуска тепловой энергии от источников тепловой энергии	71
3. Предложения по реконструкции тепловых сетей для обеспечения передачи тепловой энергии при переходе от открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) к закрытой системе горячего водоснабжения	71
4. Расчет потребности инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения ..	71
... ..	71
5. оценка целевых показателей эффективности и качества теплоснабжения в открытой системе теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытой системе горячего водоснабжения	71
6. Предложения по источникам инвестиций	72
ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ	73
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 поселения	73
2. Результаты расчетов по каждому источнику тепловой энергии нормативных запасов топлива	75
3. Вид топлива, потребляемый источником тепловой энергии, в том числе с использованием возобновляемых источников энергии и местных видов топлива	75
4. виды топлива (в случае, если топливом являются уголь и природный газ, - вид ископаемого Угля и природного газа 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	75
5. Преобладающий в поселении, городском округе вид топлива, определяемый по совокупности всех систем теплоснабжения, находящихся в соответствующем поселении, городском округе	76
6. Приоритетное направление развития топливного баланса поселения, городского округа	77
ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	78

1. Обоснование метода и результатов обработки данных по отказам участков тепловых сетей (аварийным ситуациям), средней частоты отказов участков тепловых сетей (аварийных ситуаций) в каждой системе теплоснабжения.....78
2. Обоснование метода и результатов 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.....78
3. Обоснование результатов оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам78
4. Обоснование результатов оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки78
5. Обоснование результатов оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии79

... ..

ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ.....80

1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей.....80
2. Обоснованные предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности для осуществления строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации источников тепловой энергии и тепловых сетей83
3. Расчеты экономической эффективности инвестиций.....84
4. Расчеты ценовых (тарифных) последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции, технического перевооружения и (или) модернизации систем теплоснабжения.....85

ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ90

1. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях90
2. Количество прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии.....90
3. Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии (отдельно для тепловых электрических станций и котельных)90
4. Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети91
5. Коэффициент использования установленной тепловой мощности91
6. Удельная материальная характеристика тепловых сетей, приведенная к расчетной тепловой нагрузке91
7. Доля тепловой энергии, выработанной в комбинированном режиме (как отношение величины тепловой энергии, отпущенной из отборов турбоагрегатов, к общей величине выработанной тепловой энергии в границах поселения, городского округа, города федерального значения)92
8. Удельный расход условного топлива на отпуск электрической энергии.....93
9. Коэффициент использования теплоты топлива (только для источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии)93
10. Доля отпуска тепловой энергии, осуществляемого потребителям по приборам учета, в общем объеме отпущенной тепловой энергии.....93

11. Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей (для каждой системы теплоснабжения).....	93
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) (для каждой системы теплоснабжения, а также для поселения, городского округа, города федерального значения).....	94
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) (для поселения, городского округа, города федерального значения)....	94
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	94
ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ.....	96
1. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой системе теплоснабжения.....	96
2. Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей по каждой единой теплоснабжающей организации.....	96
3. Результаты оценки ценовых (тарифных) последствий реализации проектов схемы теплоснабжения на основании разработанных тарифно-балансовых моделей	96
ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ	97
1. Реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения	97
2. Реестр единых теплоснабжающих организаций, содержащий перечень систем теплоснабжения, входящих в состав единой теплоснабжающей организации	97
3. Основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающей организации присвоен статус единой теплоснабжающей организации.....	97
4. Заявки теплоснабжающих организаций, поданные в рамках разработки проекта схемы теплоснабжения (при их наличии), на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.....	98
5. Описание границ зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций).....	98
ГЛАВА 16. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ.....	99
1. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии	99
2. Перечень мероприятий по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации тепловых сетей и сооружений на них.....	99
3. Перечень мероприятий, обеспечивающих переход от открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) на закрытые системы горячего водоснабжения	100
...	100
ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	101

ГЛАВА 2 СУЩЕСТВУЮЩЕЕ И ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. ДАННЫЕ БАЗОВОГО УРОВНЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛА НА ЦЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Значения потребления тепловой энергии за отопительный период рассчитаны исходя из продолжительности отопительного периода. Значения потребления тепловой энергии за год рассчитаны исходя из планового ремонта тепловых сетей в межотопительный период.

Существующее и перспективное потребление тепловой энергии и потребление за 2019 год в целом, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Существующее потребление тепловой энергии, Гкал

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Объемы потребления тепловой энергии, Гкал				Потери, Гкал	Полезный отпуск, Гкал	Расход на собственные нужды, Гкал	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал
					Жилой фонд, Гкал	Объекты социальной сферы	Прочие	Всего				
2019 (факт)												
1	Анадырская ТЭЦ	140	7,23	63,98	79500	48600	19800	147900	24300	172200	17200	189400
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44										

Таблица 2 – Существующие нагрузки потребителей тепловой энергии, Гкал/ч

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, %
2019 год (факт)									
Анадырская ТЭЦ	140	140	18,53	121,47	7,23	63,98	71,21	124,96	89,26%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					

**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**

В соответствии с п. 2 ч. 1 ПП РФ от 03.04.2018 №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»:

«...ж) "элемент территориального деления " - территория поселения, городского округа или её часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;

з) "расчетный элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения...».

Для достижения нормативных показателей обеспеченности жилищным фондом и приведение самих условий проживания населения к необходимому уровню, требуется постановка соответствующей цели для решения проблем жилищной сферы как одной из приоритетных в деятельности органов местного самоуправления.

К услугам ЖКХ предоставляемым в поселении относится водоснабжение, водоотведение населения и вывоз мусора. Теплоснабжение осуществляется АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии.

Основным документом территориального планирования и градостроительного развития территории муниципального образования городского округа Анадырь является генеральный план.

В настоящий момент действующим является генеральный план совмещённый с проектом планировки Муниципального образования город Анадырь, ОАО «Сиб3-НИИЭП», г. Новосибирск (№ 102-07-2003-ГП-АНА-СУБ от 24 июля 2003г.).

Генеральным планом предусматривается строительство жилых домов как на территориях со сложившейся застройкой за счет сноса ветхого жилищного фонда, так и на свободных от застройки территориях.

Генеральный план поселения устанавливает:

- функциональное зонирование территории поселения;
- характер развития поселения с определением подсистем социально-культурных и общественно-деловых центров;
- направления развития различных типов жилищного строительства за счет сноса ветхого и аварийного жилья, а также путем освоения незастроенных территорий, обладающих высокой градостроительной ценностью;
- характер развития сети транспортных и инженерных узлов и коммуникаций, социальной и производственной инфраструктур;
- характер развития средозащитной и рекреационной инфраструктуры.

Генеральный план от 2004 года разработан на расчётный срок генплана – 10-15 лет. Этапы реализации генерального плана, их сроки определяются органами местного самоуправления поселения исходя из складывающейся социально-экономической обстановки в поселении, районе и округе, финансовых возможностей местного бюджета, сроков и этапов реализации соответствующих федеральных и окружных целевых программ в части, затрагивающей территорию поселения, приоритетных национальных проектов.

Численность населения

Показатели демографического развития являются ключевым при оценке перспективного спроса на все коммунальные ресурсы, поэтому надежность таких оценок повышает достоверность проведенных расчетов и качество программы комплексного развития в целом.

Численность постоянного населения муниципального образования городской округ Анадьрь по данным Федеральной службы государственной статистики., в 2017 г. = 16 024 чел; 2018г. = 16 215 чел; в 2019 г. = 16319 чел. Актуализированный прогноз по фактическим данным АО «Градиент» прогноз по фактическим данным: в 2022 г. = 16748 чел.; в 2030 г. = 17 299 человек.

Согласно расчетам численность постоянного населения будет продолжать расти среднегодовыми темпами 1,01% и достигнет 17299 человек на конец 2030 г. Соотношение мужчин и женщин не претерпит серьезных изменений, а доля трудоспособного населения будет постепенно уменьшаться на фоне незначительного роста долей населения младше и

старше трудоспособного возраста, что является следствием более высокой доли населения старше трудоспособного возраста в структуре прибывающих.

В соответствии с предоставленными исходными материалами прогноз прироста объемов потребления тепловой энергии не планируется в зонах действия индивидуально-го теплоснабжения, а также не планируется присоединение индивидуального теплоснабжения к системе централизованного теплоснабжения.

В соответствии с предоставленными исходными материалами прирост объемов потребления тепловой энергии не планируется объектами, расположенными в производственных зонах, а также перепрофилирование производственной зоны в жилую застройку.

На ближайшую перспективу предусматривается подключение новых объектов к централизованным системам теплоснабжения муниципального образования городского округа Анадырь.

В ходе реализации схемы теплоснабжения неизбежна её корректировка с учетом фактических вводимых в эксплуатацию площадей строительных фондов и реализуемых программ по строительству бюджетного жилья.

Обеспечение качественным жильем населения поселения является одной из важнейших социальных задач, стоящих перед муниципалитетом. Муниципальная жилищная политика – совокупность систематически принимаемых решений и мероприятий с целью удовлетворения потребностей населения в жилье.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии.

Основным документом территориального планирования и градостроительного развития территории муниципального образования городского округа Анадырь является генеральный план.

Численность населения

Показатели демографического развития являются ключевым при оценке перспективного спроса на все коммунальные ресурсы, поэтому надежность таких оценок повышает достоверность проведенных расчетов и качество программы комплексного развития в целом.

Численность постоянного населения муниципального образования городской округ Анадырь по данным Федеральной службы государственной статистики., в 2017 г. = 16 024 чел; 2018г. = 16 215 чел; в 2019 г. = 16319 чел. Актуализированный прогноз по фактиче-

ским данным АО «Градиент» прогноз по фактическим данным: в 2022 г. = 16748 чел.; в 2030 г. = 17 299 человек.

Согласно расчетам численность постоянного населения будет продолжать расти среднегодовыми темпами 1,01% и достигнет 17299 человек на конец 2030 г. Соотношение мужчин и женщин не претерпит серьезных изменений, а доля трудоспособного населения будет постепенно уменьшаться на фоне незначительного роста долей населения младше и старше трудоспособного возраста, что является следствием более высокой доли населения старше трудоспособного возраста в структуре прибывающих.

Прогноз ввода жилищного фонда по площадкам комплексного освоения в целях многоэтажного жилого и общественного строительства до 2030 г. принят по данным отдела строительства и городского хозяйства Управления промышленности и сельскохозяйственной политики Администрации городского округа Анадырь.

Жилищный фонд

В соответствии данными Федеральной службы государственной статистики, базы данных муниципалитетов, общая площадь жилищного фонда в 2015 г. = 273,4 тыс. м², в 2018 г. = 282,9 тыс. м², в 2019 г. = 282,9 тыс. м².

Обеспеченность жильем в 2018 г. = 17,6 м², в 2019 г. = 17,3 м² на 1 постоянного жителя (против 13,3 м² в 1984 г.).

Ориентировочно основная часть жилищного фонда (84%) размещается в 5-тиэтажной капитальной застройке, 12% - в 4-хэтажной, 4% - в 3-хэтажной, 1% - в 1-2-хэтажных жилых домах.

По данным и материалам, предоставленным Заказчиком перспективное и произведенное существующее строительство:

- 2 жилых многоквартирных дома по 40 квартир – ввод в 2022 г.
- жилой дом по Отке, 8 – ввод в 2021 г.

Общий площадь вводимых в 2021 и 2022 годах жилых помещений 6,3 тыс. м²

Итого 289,2 тыс. м².

Существенной проблемой является техническое состояние жилых зданий, которое обусловлено наличием:

- некапитального деревянного малоэтажного фонда (1946-1970 годов постройки)
 - 15 тыс. м² общей площади (6% от общего объема);
- ветхого и аварийного капитального многоэтажного фонда, домов первых серий постройки – около 20 тыс. м² (8% от общего объема);

- жилых домов, расположенных в зоне воздействия экзогенных процессов (деформированные и с нарушениями, приводящими к развитию деформации) – около 30 тыс. м² (11% от общего объёма).

Таким образом, всего по причине неудовлетворительного технического состояния (физическая и моральная амортизация, деформация зданий) постепенной замене и убыли подлежит ¼ часть (24%) существующего жилищного фонда.

В удовлетворительном состоянии находится порядка 200 тыс. м² общей площади. Средняя обеспеченность качественным жильём составляет 17-18 м² на 1 постоянного жителя.

Таблица 3 - Актуальные планы по перспективному строительству и сносу зданий в городском округе Анадырь до 2030 г.

№	Объект	Тип объекта	Адрес	Площадь помещения, м ²	Срок ввода/вывода в/из эксплуатацию	Источник
СНОС						
1	Жилой дом	Жилые помещения	ул. Колхозная, д. 23	424,8	2025	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
2	Жилой дом со встроенными нежилыми помещениями	Жилые помещения	ул. Ленина, д. 28	125,6	2022	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
		Прочие организации		237		
3	Жилой дом	Жилые помещения	ул. Ленина, д. 30	396,7	2022	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
4	Жилой дом со встроенными нежилыми помещениями	Жилые помещения	ул. Ленина, д. 42	182,9	2023	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
		Прочие организации		115,7		
5	Жилой дом со встроенными нежилыми помещениями	Жилые помещения	ул. Отке, д. 10	388,8	2023	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
		Прочие организации		83,8		
6	Жилой дом	Жилые помещения	ул. Отке, д. 12	374,3	2023	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
		Прочие организации		114,1		
7	Жилой дом	Жилые помещения	ул. Партизанская, д.7	982,6	2026	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
8	Жилой дом	Жилые помещения	ул. Чукоотская, д. 13	337,2	2024	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
ПЕРСПЕКТИВНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО						
1	Жилой дом со встроенными торгово-офисными помещениями	Жилой дом	ул. Отке д. 8	1 230	2022	Проектная документация 02-2019-ПЗ, срок ввода в эксплуатацию - оценка Заказчика
		Прочие организации		449	2022	

№	Объект	Тип объекта	Адрес	Площадь помещения, м ²	Срок ввода/вывода в/из эксплуатацию	Источник
	ми					
2	2 многоквартирных дома	Жилой дом	ул. Мандрикова, д. 20	5 028	2022	Проектная документация 01-2019-ПЗ, срок ввода в эксплуатацию - оценка Заказчика
3	Физкультурно-оздоровительный комплекс	Бюджетное учреждение		7 480	2025	Эскизное предложение (Омская проектная компания); срок ввода в эксплуатацию - оценка Заказчика
4	Школа в г. Анадырь	Бюджетное учреждение	ул. Чукотская, д. 1	7 634	2024	Поэтажный план (чертежи); срок ввода в эксплуатацию - оценка Заказчика; потребность в воде - оценка АО «Градиент»
5	Детский сад в г. Анадырь	Бюджетное учреждение	ул. Мира, д. 15	1 735	2023	Поэтажный план (чертежи); срок ввода в эксплуатацию - оценка Заказчика; потребность в воде - оценка АО «Градиент»
6	Психоневрологический корпус окружной больницы в г. Анадырь	Бюджетное учреждение		2180	2025	Информация от Департамента промышленной политики Чукотского автономного округа от 13.08.2020
7	Окружная ветеринарная лаборатория в г. Анадырь	Бюджетное учреждение	ул. Отке, д. 63	1 500	2023	Информация от Департамента промышленной политики Чукотского автономного округа от 13.08.2020
8	4-х этажный 24-х квартирный жилой дом	Жилой дом	ул. Дежнёва, 5	1 800	2024	Прогноз социально-экономического развития г. Анадырь до 2022 г.
9	7-ми этажный 32-х квартирный жилой дом	Жилой дом	ул. Горького	2 500	2024	Прогноз социально-экономического развития г. Анадырь до 2022 г.
10	Административно жилое здание	Жилой дом	ул. Южная, д.1	508	2020	Схема теплоснабжения г. Анадырь до 2030 г.
		Прочие организации		52	2020	Схема теплоснабжения г. Анадырь до 2030 г.
ИНДИВИДУАЛЬНОЕ ЖИЛИЩНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО						
11	Индивидуальное жилищное строительство	Жилой дом	Участки под ИЖС	300	2022	Информация предоставлена Заказчиком
		Жилой дом		400	2022	
		Жилой дом		400	2023	
		Жилой дом		600	2024	
		Жилой дом		600	2025	
		Жилой дом		600	2026	
		Жилой дом		600	2027	
		Жилой дом		600	2028	
		Жилой дом		600	2029	
		Жилой дом		600	2030	

Бюджетные учреждения

По данным опросного листа потребления т/э по объектам МП «ГКХ», на первое полугодие 2020 г. площадь отапливаемых зданий бюджетных учреждений составила 173,7 тыс. м².

По данным и материалами материалами предоставленными Заказчиком перспективное строительство:

- физкультурно-оздоровительный комплекс: площадь – 7,5 тыс.м²; ввод – 2025 г.;
- школа: площадь – 7,6 тыс. м²; ввод – 2024 г.;
- детский сад: площадь – 1,7 тыс. м²; ввод – 2025 г.

Итого: 190,06 тыс. м²

Прочие организации

По данным опросного листа потребления т/э по объектам МП «ГКХ», на первое полугодие 2020 г. площадь отапливаемых зданий прочих организаций составила 99,8 тыс. м²

По данным и материалами материалами предоставленными Заказчиком произведено строительство:

- торгово-офисные помещения на Отке 8: площадь – 0,5 тыс. м²; ввод – 2021 г..

3.ПРОГНОЗЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ УДЕЛЬНЫХ РАСХОДОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ОТОПЛЕНИЕ, ВЕНТИЛЯЦИЮ И ГОРЯЧЕЕ ВОДОСНАБЖЕНИЕ, СОГЛАСОВАННЫХ С ТРЕБОВАНИЯМИ К ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЪЕКТОВ ТЕПЛОПОТРЕБЛЕНИЯ, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ В СООТВЕТСТВИИ С ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Удельные показатели теплотребления перспективного строительства рассчитываются исходя из:

- базового уровня энергопотребления жилых зданий с учетом требований энергоэффективности в соответствии с данными таблиц 13 и 14 СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий», Приказа Министерства регионального развития Российской Федерации от 17 мая 2011 г. № 224 «Об утверждении требований энергетической эффективности зданий, строений, сооружений»;
- удельных показателей теплотребления зданий перспективного строительства в период 2017-2032 гг. в соответствии с требованиями п.15 Постановления Правительства РФ от 25.01.2011 г. №18 «Об утверждении Правил установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, соору-

жений и требований к правилам определения класса энергетической эффективности многоквартирных домов», приказа Министерства спорта РФ от 14.01.2015 №54;

- ГОСТ Р 54964-2012 Оценка соответствия. Экологические требования к объектам недвижимости;
- СП СП 131.13330.2020 Строительная климатология;
- СП 42.13330.2011 Градостроительство. Планировка и застройка городских и городских поселений.

Климатические параметры для расчета удельных показателей теплопотребления зданий нового строительства приняты по СП СП 131.13330.2020, для существующих зданий - по РМД 23-16-2019 и приведены в таблице.

Таблица 4 – Параметры климата, принятые при разработке удельных показателей

	Наименование показателя, здания	Единицы измерения	Существующая застройка	Новое строительство
1	Жилые здания, гостиницы общежития			
	Температура внутреннего воздуха	°С	20	20
	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления	°С	-39	-39
	Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	°С	-8,7	-8,7
	Продолжительность отопительного режима	сут.	249	249
2	Общественные, кроме перечисленных в графе 3, 4 и 5			
	Температура внутреннего воздуха	°С	18	18
	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления	°С	-39	-39
	Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	°С	-8,7	-8,7
3	Школы общеобразовательные			
	Температура внутреннего воздуха	°С	20	20
	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления	°С	-39	-39
	Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	°С	-8,7	-8,7
4	Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты			
	Температура внутреннего воздуха	°С	21	21
	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления	°С	-39	-39
	Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	°С	-8,7	-8,7
5	Дошкольные учреждения			
	Температура внутреннего воздуха	°С	22	22
	Расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления	°С	-39	-39
	Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	°С	-8,7	-8,7

3.1. Методология прогноза спроса на коммунальные ресурсы в городском округе Анадырь до 2045 г.

Для построения обоснованного прогноза спроса на коммунальные ресурсы в соответствии с рекомендациями по корректировке предпосылок будет использована следующая, согласованная с Заказчиком, методология прогноза до 2030 г. При этом на период на 2031-2045 гг. берутся показатели на уровне 2030 г.

- Оснащение приборами учета по сторонним потребителям и реальный эффект невозможно объективно спрогнозировать, так как некоторым потребителям выгоднее платить по нормативам, поэтому предлагается в прогнозе принимать неизменным на уровне 2020 г.
- Потребление тепловой энергии населением привязано к объемам жилищного строительства, бюджетными организациями - строительству общественных зданий, прочих организаций - к индексу промышленного производства предлагается прогнозировать спрос на тепловую энергию по каждой категории потребителей через планы по перспективному строительству (Таблица 3);
- Необходимо учесть текущие планы по сносу зданий (Таблица 3);
- По новым зданиям принимается снижение удельного показателя потребления на 40% аналогично методологии, используемой в утвержденных НПА
- Автономный технический прогресс **принимается в прогноз** для прочих организаций в виде ежегодного **коэффициента 0,02** аналогично методологии, используемой в утвержденных НПА
- Учитывать ежегодное утепление 0,5% зданий жилого фонда со снижением удельного потребления тепла на 40%
- Использовать прогноз численности населения, утвержденный Программой комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры г. Анадырь;
- Использовать прогноз объемов площади жилого фонда, бюджетных учреждений и прочих организаций в соответствии планами по перспективному строительству, индивидуальному жилищному строительству и сносу аварийных зданий (Таблица 3);
- Принять количество бюджетных и прочих учреждений, потребляющих тепловую энергию в 2019 г. (согласно данным, предоставленным МП «ГКХ») как базовое, а также учитывать информацию об объектах перспективного строительства (Таблица 3);

Прогнозные значения на основании анализа нормативно-правовых актов, строительной документации и прочей информации от Заказчика были определены актуальные планы по перспективному строительству и сносу зданий и сооружений в городском округе Анадырь.

Для уточнения потенциальной величины оптимизации потребления проведен дополнительный анализ сложившейся ситуации в системе, в том числе на уровне потребителей.

Последующий анализ причин сложившегося уровня фактических потерь при передаче, удельных показателей потреблений по категориям потребителей сформирован план мероприятий в программе повышения энергоэффективности и энергосбережения и программе развития коммунальной инфраструктуры муниципального образования.

- Для населения: перспективные объемы потребления т/э считаются по прогнозируемым объемам жилого фонда через удельный показатель (Гкал/м²), скорректированный на 40% для новых зданий и сооружений, а также 0,5% площади жилых зданий, ежегодно утепляемой в рамках программы по капитальному ремонту;
- Для бюджетных учреждений: перспективные объемы потребления т/э считаются по прогнозируемым объемам площади бюджетных учреждений через удельный показатель (Гкал/м²), скорректированный на 40% для новых зданий и сооружений (Таблица 3);
- Для прочих организаций: перспективные объемы потребления т/э считаются по прогнозируемым объемам площади прочих организаций через удельный показатель (Гкал/м²), скорректированный на 40% для новых зданий и сооружений. Также применяется коэффициент 0,02, отражающий автономный технический прогресс;

В соответствии с методологией прогноза спроса на коммунальные ресурсы были определены удельные показатели, используемые для оценки перспективных объемов потребления тепловой энергии в разрезе категорий потребителей, результаты представлены в таблице ниже.

Таблица 5 - Изменение удельного потребления тепловой энергии за 2017-2019 гг. в разрезе категорий потребителей

Потребители	Ед. изм.	2017	2018	2019	Для прогноза	Комментарий
Жилой фонд	Гкал/м ² /год	0,27	0,28	0,28	0,28	Среднее за 2017-2019 гг.
Бюджетные учреждения	Гкал/м ² /год	0,25	0,26	0,28	0,26	Среднее за 2017-2019 гг.
Прочие организа-	Гкал/м ² /год	0,22	0,20	0,20	0,21	Среднее за 2017-2019 гг.

Потребители	Ед. изм.	2017	2018	2019	Для про-гноза	Комментарий
щии						

Далее с помощью удельных показателей показателей потребления, в соответствии с методологией прогноза спроса, были рассчитаны перселективные объемы потребления тепловой энергии в городском округе Анадырь в разрезе категорий потребителей до 2045 г.

Таблица 6 Прогноз объемов потребления тепловой энергии в городском округе Анадырь в разрезе категорий потребителей до 2045 г., тыс. Гкал

Год/показатель	Потребление теплоэнергии:	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями
2015	173,3	95,1	57,3	20,9
2016	168,2	95,1	51,2	21,8
2018	143,9	78,4	47,8	17,7
2019	147,9	79,5	48,6	19,8
2020	144,1	78,3	45,7	20,1
2021	147,1	79,4	48,6	19,1
2022	147,5	80,2	48,6	18,6
2023	147,6	80,4	48,9	18,3
2024	148,6	80,5	50,2	17,9
2025	149,6	80,4	51,7	17,5
2026	149,1	80,2	51,7	17,2
2027	149,5	79,9	52,8	16,8
2028	149,1	79,8	52,8	16,5
2029	148,7	79,7	52,8	16,2
2030	148,3	79,7	52,8	15,9
2031	148,3	79,7	52,8	15,9
2032	148,3	79,7	52,8	15,9
2033	148,3	79,7	52,8	15,9
2034	148,3	79,7	52,8	15,9
2035	148,3	79,7	52,8	15,9
2036	148,3	79,7	52,8	15,9
2037	148,3	79,7	52,8	15,9
2038	148,3	79,7	52,8	15,9
2039	148,3	79,7	52,8	15,9
2040	148,3	79,7	52,8	15,9
2041	148,3	79,7	52,8	15,9
2042	148,3	79,7	52,8	15,9
2043	148,3	79,7	52,8	15,9
2044	148,3	79,7	52,8	15,9
2045	148,3	79,7	52,8	15,9

Фактические значения потребления тепловой энергии, за 2016 год из источника: «Схема теплоснабжения муниципального образования городского округа Анадырь на период до 2030 г (актуализация на 2020 г.)»:

Потребители тепловой энергии = 236,5234 тыс. Гкал/год;

В том числе: Население = 95,09 тыс. Гкал/год;

Бюджетные организации = 51,2447 тыс. Гкал/год;

Прочие потребители = 90,189 тыс. Гкал/год;

Потери = 1,533 тыс. Гкал/год.

И источника «прогноз объемов потребления тепловой энергии в городском округе Анадырь» (Таблица 20):

Потребление теплоэнергии: 168,2 тыс. Гкал/год

В том числе:

Населением = 95,1 тыс. Гкал/год

Бюджетными учреждениями = 51,2 тыс. Гкал/год

Прочими организациями = 21,8 тыс. Гкал/год

Данные отличаются от на 15%.

3.2. Описание фактического потребления коммунальных ресурсов, а также технического состояния зданий и коммунальной инфраструктуры бюджетных учреждений с указанием основной проблематики и возможных путей повышения энергоэффективности

Общие сведения о потреблении в базовом году бюджетными учреждениями тепловой энергии представлены в таблице ниже. Собственником муниципального имущества является городской округ Анадырь.

Таблица 7 - Потребление тепловой энергии, а также потенциал внедрения мероприятий

№ п/п	Энергетический ресурс	Общее потребление ресурсов в 2019 году	Потребление в 2019 году в отношении зданий/помещений, к которым применимы мероприятия по энергосбережению	Доля потребления ресурсов зданий/помещений, к которым целесообразно применить мероприятия по энергосбережению	Количество зданий/помещений, к которым применимы мероприятия по энергосбережению
1	Тепловая энергия, Гкал	48 640	46 549	95,7 %	150

Состояние рассматриваемых зданий удовлетворительное, значимых дефектов не выявлено. Возможные дефекты и нарушения, возникающие в процессе эксплуатации, выявляются и устраняются при внедрении соответствующих мероприятий.

Ключевой проблемой инженерных систем зданий (системы отопления: трубопроводы, отопительные приборы, системы водоснабжения, зачастую водоотведения) является отсутствие/недостаточность промывки. В связи с имеющимися отложениями на внутренних поверхностях трубопроводов и отопительных приборов нарушена гидравлика систем, эффективность теплоотдачи.

Как видно из таблицы выше, для бюджетных учреждений существует значительный потенциал повышения энергоэффективности.

Отсутствие приборов учета при внедрении энергосберегающих мероприятий приводит к отсутствию учтенной и численно подтвержденной экономии, поэтому при внедрении энергосберегающих мероприятий обязательна установка приборов учета. Стоит отметить, что непосредственно установка приборов экономии не несет, однако приборы учета дают необходимую основу для проведения дальнейшей работы по повышению энергетической эффективности.

Из зданий/помещений, рассматриваемых к применению энергосберегающих мероприятий, на 51 потребителе (здание/помещение/отдельные помещения в здании) не установлены приборы учета тепловой энергии. Ситуация с приборами учета холодной воды следующая – необходимо установить приборы учета у 16-ти потребителей, располагающихся по 10-ти адресам. Приборы учета потребляемой горячей воды необходимо установить для 4-х потребителей, расположенных на 3-х адресах. Это говорит о необходимых дополнительных затратах для этих потребителей.

Снижение объема сточных вод, сбрасываемых в систему водоотведения, является результатом экономии холодной и горячей воды, поэтому мероприятия по снижению сброса сточных вод отдельно не рассматриваются. В расчетах мероприятий по сбережению холодной и горячей воды стоимость водоотведения (по утвержденному тарифу МУП ГКХ) включена в стоимость сэкономленной соответственно холодной и горячей воды.

Ключевыми проблемами в управлении энергосбережением в бюджетной сфере являются игнорирование темы энергосбережения в стратегических документах на уровне предприятий и органов местного самоуправления, а также отсутствие рабочей системы мониторинга и анализа состояния дел с объемом энергопотребления бюджетных потребителей.

3.2.1. Отсутствие в стратегических документах приоритетов энергосбережения

Лицом, ответственным за эксплуатацию здания, сооружения, является собственник здания, сооружения или лицо, которое владеет зданием, сооружением на ином законном основании (на праве аренды, хозяйственного ведения, оперативного управления и другое) в случае, если соответствующим договором, решением органа государственной власти или органа местного самоуправления установлена ответственность такого лица за эксплуатацию здания, сооружения, либо привлекаемое собственником или таким лицом в целях обеспечения безопасной эксплуатации здания, сооружения на основании договора физическое или юридическое лицо.

Управление и обеспечение безопасной эксплуатации зданий, помещений муниципального имущества городского округа Анадырь, передано управляющим компаниям. Переданные в управления здания, помещения остаются в рамках текущего ремонта, Программы ремонтов, производственной Программы, Программы подготовки к отопительному сезону. Все эти Программы в основном сфокусированы на поддержании технологического оборудования, ограждающих конструкций зданий в исправном состоянии, в состоянии в котором оборудование было принято для эксплуатации. Перечисленные программы не реализуют мероприятия энергосбережения и повышения энергетической эффективности зданий.

Примером отсутствия планомерной работы в области энергоэффективности зданий являются:

- программы управляющих компаний, которые сфокусированы на поддержании технологического оборудования, ограждающих конструкций зданий в исправном состоянии;
- подпрограмма «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в г. о. Анадырь» муниципальной Программы «Развитие территории городского округа Анадырь на 2019 - 2023 годы». В данной Программе рассматриваются мероприятия по сокращению потерь при транспортировке электрической энергии. Мероприятия по системам теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения в Программе не учтены.

3.2.2. Отсутствие системы мониторинга и анализа уровня энергопотребления

В соответствии с федеральным законодательством, основными индикаторами контроля производства работ по энергосбережению и повышению энергетической эффективности зданий, помещений муниципального имущества являются:

- Анализ динамики балансовых показателей потребления топливно-энергетических ресурсов и воды в отчетных периодах;
- Анализ динамики удельных показателей потребления топливно-энергетических ресурсов и воды в отчетных периодах.

По данным индикаторам в бюджетной сфере г. Анадыря наблюдается ежегодный рост потребления ТЭР бюджетными потребителями на основании анализа динамики фактического баланса потребления тепла, ГВС и ХВС бюджетными организациями, представленного в п.3.2, Главы 2.

Ежегодный (поквартальный, месячный) рост потребления ТЭР бюджетными потребителями возможно сократить и нивелировать за счет реализации и внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности зданий.

3.3. Перечень предложений по проведению мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности бюджетных учреждений

3.3.1. Перечень мероприятий по экономии тепловой энергии.

В связи с тем, что часть учреждений находится во встроенных помещениях многоквартирных домов без отдельного теплового ввода, мероприятия по экономии тепловой энергии в учреждениях отразятся в теплоснабжении всего здания и минимально – на этих учреждениях; в таких случаях затраты по объемам не сопоставимы с величиной экономии ресурса, а срок окупаемости мероприятий значителен, поэтому для этих помещений применение энергосберегающих мероприятий не рассматривается. Таким образом, в качестве потенциально применимых для энергосбережения рассматриваются мероприятия, направленные на потребление ресурсов в отдельно стоящих зданиях или в помещениях, имеющих отдельный тепловой ввод (данные об установленных приборах учета являются подтверждением наличия отдельных тепловых вводов). К зданиям/помещениям, в которых в 2019 году потребление ресурсов отсутствовало, мероприятия по энергосбережению потенциально применимы и учитываются при расчете потенциальных эффектов (но без срока окупаемости).

Установка приборов учета тепловой энергии (при их отсутствии) и промывка стояков, трубопроводов системы отопления, а также отопительных приборов.

Описание: мероприятие не несет в себе экономии, однако создает для нее необходимую основу. Увеличивается эффективность системы отопления.

Таблица 1. Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Промывка стояков, трубопроводов системы отопления, а также отопительных приборов	65 232 000	-	-	-	-

Инструктаж персонала по методам энергосбережения и повышения энергетической эффективности, административный контроль. Установка средств наглядной агитации по энергосбережению. Обучение ответственных специалистов в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Таблица 2. Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Инструктаж персонала по методам энергосбережения и повышения энергетической эффективности, административный контроль	38 123 000	-	1 191	6 450 313	5,9

Ежегодный тепловизионный контроль наружных ограждающих конструкций зданий для выявления тепловых потерь (трещины, стыки ограждающих конструкций, окна и т.п.).

Таблица 3. Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Ежегодный тепловизионный контроль наружных ограждающих конструкций зданий для выявления тепловых потерь	2 378 000	6	954	5 163 711	0,5

Установка тепловых отражателей на стену за отопительными приборами.

Таблица 4 - Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Установка тепловых отражателей на стену за отопительными приборами	13 342 000	1	1 191	6 450 313	2,1

Установка термостатических клапанов перед каждым отопительным прибором.

Описание: в связи с внедрением этого мероприятия стоит обратить внимание на то, что регулировка на отопительном приборе не должна оказывать влияние на другие отопительные приборы, при невыполнении этого условия необходимо установить такие замыкающие участки перед отопительными приборами, на которых будут установлены термостатические клапаны. Реализация данного мероприятия кроме экономии позволит сбалансировать систему отопления и достичь нормируемой температуры внутри каждого помещения.

Таблица 5 - Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Установка термостатических клапанов перед каждым отопительным прибором	57 185 000	4	2 383	12 902 817	4,4

Установка АТН упрощенной модификации (автоматизированный тепловой пункт с циркуляционным насосом, погодозависимой регулировкой) на вводе в здание.

Описание: снижение теплопотребления в здании в ночное время, а также в выходные дни. Кроме того, экономия достигается благодаря устранению возможных перетоков в период с мая по сентябрь. Для внедрения данного мероприятия необходимы технические условия и проект.

Таблица 6 - Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Установка АТТІ упрощенной модификации на вводе в здание	246 854 000	от 6	7 148	38 707 965	6,4

Утепление (облицовка) наружных стен, технического этажа, кровли, перекрытий теплоизоляционными плитами (пенопласт под штукатурку, минераловатные плиты, плиты из вспененного стекла и базальтового волокна, вентилируемый фасад и т.п.) в соответствии с требуемым сопротивлением теплопередачи.

Описание: для реализации мероприятия по утеплению наружных ограждающих конструкций необходим детальный проект.

Таблица 7 - Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Утепление (облицовка) наружных стен, технического этажа, кровли, перекрытий теплоизоляционными плитами	1 382 003 000	от 8	16 679	90 317 155	15,3

Общий потенциальный эффект от реализации энергосберегающих мероприятий в городском округе Анадырь приведен в таблице.

Таблица 12 - Показатели реализации энергосберегающих мероприятий в городском округе Анадырь

№	Энергетический ресурс	Объем капитальных вложений, руб.	Эффект от внедрения мероприятий ¹ (годовой), Гкал или м ³	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. (без НДС)
1	Тепловая энергия	1 805 117 000	29 546	159 992 374

¹ полученная величина суммарной экономии теоретическая, не учитывает взаимное влияние мероприятий друг на друга. Реально достижимый эффект от внедрения всего перечня мероприятий оценивается на уровне 60-70% от указанной величины

По результатам расчетов эффектов от реализации мероприятий, были определены прогнозные объемы потребления коммунальных ресурсов в городском округе Анадырь до 2045 г. с учетом потенциала повышения энергоэффективности бюджетных учреждений.

Прогноз потребления тепловой энергии в городском округе Анадырь до 2045 г. в разрезе категорий потребителей и с учетом реализации мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности бюджетных учреждений представлен в таблице ниже

Таблица 13 - Прогноз объемов потребления тепловой энергии в городском округе Анадырь до 2045 г. с учетом потенциала энергоэффективности бюджетных учреждений, тыс. Гкал

Год/показатель	Потребление тепло- энергии:	Населением	Бюджетными учрежд-ми	Прочими организа- циями
2015	173,3	95,1	57,3	20,9
2016	168,2	95,1	51,2	21,8
2017	142,3	77,2	47	18,1
2018	143,9	78,4	47,8	17,7
2019	147,9	79,5	48,6	19,8
2020	144,1	78,3	45,7	20,1
2021	147,1	79,4	48,6	19,1
2022	147,5	80,2	48,6	18,6
2023	144,2	80,4	45,6	18,3
2024	119,1	80,5	20,6	17,9
2025	120,1	80,4	22,2	17,5
2026	119,6	80,2	22,2	17,2
2027	119,9	79,9	23,2	16,8
2028	119,5	79,8	23,2	16,5
2029	119,2	79,7	23,2	16,2
2030	118,8	79,7	23,2	15,9
2031	118,8	79,7	23,2	15,9
2032	118,8	79,7	23,2	15,9
2033	118,8	79,7	23,2	15,9
2034	118,8	79,7	23,2	15,9
2035	118,8	79,7	23,2	15,9
2036	118,8	79,7	23,2	15,9
2037	118,8	79,7	23,2	15,9
2038	118,8	79,7	23,2	15,9
2039	118,8	79,7	23,2	15,9
2040	118,8	79,7	23,2	15,9
2041	118,8	79,7	23,2	15,9
2042	118,8	79,7	23,2	15,9
2043	118,8	79,7	23,2	15,9
2044	118,8	79,7	23,2	15,9
2045	118,8	79,7	23,2	15,9

В результате сравнительного анализа стратегических документов, а также фактических значений потребления коммунальных ресурсов, было выявлено, что на 2019 г. текущие базовые значения спроса (Факт потребления тепловой энергии в 2019 г. = 147,9 тыс. Гкал; полезный отпуск тепловой энергии в 2019 г. = 172,2 тыс. Гкал)(Источник: данные

МП «ГКХ» - файл «Бизнес-план 2019 факт»)) являются отличными, от фактических показателей (Базовые тепловые нагрузки муниципального образования городского округа Анадьрь на 01.01.2019: Потребление тепловой энергии = 193,574 тыс. Гкал (Источник: данные МП «ГКХ» - файл «Бизнес-план 2019 факт»)) для тепловой энергии – на 23,6%. Данные результаты демонстрируют некорректность предпосылок, закладываемых в прогноз, и необходимость корректировки методологии и, как следствие, прогнозируемых объемов потребления коммунальных ресурсов.

Площадь вводимых общественных зданий в ПКР прогнозируется на основе той же пропорции между жилой и общественной площадью, что была применена при оценке базового значения. Данная предпосылка некорректна – корреляция не наблюдается. Кроме того, строительство бюджетных учреждений требует отдельного согласования и финансирования. Необходимо учитывать реалистичные планы по строительству и сносу объектов.

Необходимо пересчитать прогноз по актуальным планам строительства, а также учитывать программу капитального ремонта жилфонда, которая Заказчиком не представлена.

Необходимо скорректировать методологию и прогнозируемые объемы потребления тепловой энергии.

Схемой скорректированы прогнозируемые объемы потребления тепловой энергии с учетом данных значений.

3.4. Нормативы потребления тепловой энергии для целей отопления и вентиляции зданий

Базовые показатели удельной потребности в тепловой мощности зданий нового строительства на нужды отопления и вентиляции приведены в таблице.

Таблица 14 – Базовая удельная потребность зданий нового строительства в тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции по СП СП 131.13330.2020 Вт/(°С*м³)

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	0,29
2 Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	0,487	0,44	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 учре-	0,521	0,521	0,521	-	-	-	-	-

Тип здания	Этажность здания							
	1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
здания, хосписы								
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

Удельная базовая потребность зданий нового строительства в тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции с учетом расчетной разности температур внутреннего и наружного воздуха приведены в таблице.

Таблица 15 – Удельная базовая потребность зданий нового строительства в тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции ккал/(ч*м³)

Тип здания	Расчетная температура внутреннего воздуха	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1 Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	20	17,2	15,7	14,1	13,6	12,7	12,1	11,4	11
2 Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	18	17,6	15,9	15,1	13,4	13	12,4	11,7	11,2
3 Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	20	14,9	14,5	14	13,6	13,2	12,7	12,3	11,8
4 Дошкольные учреждения, хосписы	21	20,2	20,2	20,2					
5 Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки	18	9,6	9,2	8,8	8,4	8,4			
склады	16	9,1	8,8	8,4	8	8			
6 Административного назначения (офисы)	18	15,1	14,2	13,8	11,3	10	9,2	8,4	8,4

Удельная базовая потребность зданий нового строительства в тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции с учетом расчетной разности температур внутреннего и наружного воздуха на 1 м² общей площади при принятой для расчета высоте этажа приведены в таблице.

Таблица 16 – Удельная базовая потребность зданий нового строительства в тепловой мощности на нужды отопления и вентиляции ккал/(ч*м²)

Тип здания	Высота этажа	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше

Тип здания	Высота этажа	Этажность здания							
		1	2	3	4, 5	6, 7	8, 9	10, 11	12 и выше
1 Жилые многоквартирные, гостиницы, общежития	3,5	60,2	54,8		47,5	44,5	42,2	39,9	38,4
2 Общественные, кроме перечисленных в строках 3-6	3	52,8	47,7	45,2	40,2	38,9	37,1	35,1	33,7
	6	105,5	95,3	90,4	80,4	77,8	74,1	70,2	67,4
	12	211	190,7	180,7	160,8	155,6	148,2	140,4	134,8
3 Поликлиники и лечебные учреждения, дома-интернаты	3	44,7	43,4	42,1	40,7	39,5	38,1	36,8	35,3
4 Дошкольные учреждения, хосписы	3	60,5	60,5	60,5	0	0	0	0	0
5 Сервисного обслуживания, культурно-досуговой деятельности, технопарки,	3	28,8	27,6	26,3	25,1	25,1	0	0	0
	6	57,6	55,3	52,7	50,3	50,3	0	0	0
склады	6	52,1	50	47,6	45,5	45,5			
	12	104,3	100	95,3	91	59,8			
6 Административного назначения (офисы)	3	45,2	42,7	41,4	33,9	30,1	27,6	25,1	25,1
	4,5	67,8	64	62,1	50,9	45,2	41,4	37,7	37,7
	6	90,4	85,4	82,8	67,8	60,2	55,3	50,3	50,3

У потребителей, у которых узлов учета тепла не установлено, тепловые нагрузки на отопление и горячее водоснабжение рассчитываются по нормативам потребления услуг, принятых Чукотского автономного округа Постановлением № 302 от 28 мая 2015 «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг (по отоплению в жилых и нежилых помещениях на территории городского округа Анадырь Чукотского автономного округа), а также Постановлением №259 от 27 апреля 2015 г. «О внесении изменений в Постановление Правительства Чукотского автономного округа от 10 декабря 2013 года № 493» «Об утверждении нормативов потребления коммунальных услуг по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в помещениях многоквартирных домов и жилых домах на территории Чукотского автономного округа» в соответствии со статьей 157 Жилищного кодекса Российской Федерации, Постановлением Правительства Российской Федерации от 23.05.2006 № 306 «Об утверждении Правил установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг».

Нормативы потребления, действующие в городском округе Анадырь, приведены в таблице

Таблица 17 – Нормативы потребления тепловой энергии

Категория многоквартирного (жилого) дома (этажность)	Норматив потребления		
	многоквартирные и жилые дома со стенами из камня, кирпича	многоквартирные и жилые дома со стенами из панелей, блоков	многоквартирные и жилые дома со стенами из дерева, смешанных и других материалов

(Гкал на 1 кв. метр общей площади жилого помещения в месяц) *			
многоквартирные и жилые дома до 1999 года постройки включительно			
1	-	0,046757	0,046848
2	-	0,045182	0,044164
3-4	-	0,034952	-
5-9	-	0,031283	-
многоквартирные и жилые дома после 1999 года постройки			
3	-	0,033361	-
4-5	-	0,034750	-

Базовые нормативы потребления коммунальной услуги по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях многоквартирных домов и жилых домах, не оборудованных коллективными (общедомовыми), индивидуальными или общими (квартирными) приборами учёта коммунального ресурса, расположенных на территории Чукотского автономного округа приведены в таблице. Повышенные нормативы потребления коммунальной услуги по холодному и горячему водоснабжению, водоотведению в жилых помещениях многоквартирных домов и жилых домах, не оборудованных коллективными (общедомовыми), индивидуальными или общими (квартирными) приборами учёта коммунального ресурса, расположенных на территории Чукотского автономного округа представлены в таблице.

Установленные нормативы включают в себя объемы тепловой энергии, используемые на отопление жилых и нежилых помещений многоквартирного дома, а также помещений, входящих: в состав общего имущества в многоквартирном доме.

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

Прогноз прироста тепловых нагрузок потребителей, сгруппированных по зонам действия источников тепловой энергии представлен в таблице.

Таблица 18 – Расчет приростов спроса на тепловую нагрузку для централизованного теплоснабжения с разделением по видам теплоснабжения в зависимости от прогноза потребления с учетом прироста и сноса строительных фондов (Таблица 3)

Год/показатель	Базовые значения, тыс. Гкал/год				Новое строительство, Гкал/год			Снос, Гкал/год			Итого, Гкал/год			
	Потребление тепловой энергии:	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Годовое потребление
2019	147,9	79,5	48,6	19,8							79500,0	48600,0	19800,0	147900,0
2020	144,1	78,3	45,7	20,1	73,45		2,43				78373,4	45700,0	19406,4	143479,9
2021	147,1	79,4	48,6	19,1							79400,0	48600,0	19018,3	147018,3
2022	147,5	80,2	48,6	18,6	2771,14			195,37		88,65	82775,8	48600,0	18549,3	149925,1
2023	147,6	80,4	48,9	18,3	149,91	1210,07		353,86		117,30	80196,1	50110,1	18061,0	148367,1
2024	148,6	80,5	50,2	17,9	1833,31	2855,54		126,13			82207,2	53055,5	17699,8	152962,5
2025	149,6	80,4	51,7	17,5	224,87	3613,38		158,90			80466,0	55313,4	17345,8	153125,1
2026	149,1	80,2	51,7	17,2				367,55			79832,5	51700,0	16998,9	148531,3
2027	149,5	79,9	52,8	16,8	224,87						80124,9	52800,0	16658,9	149583,8
2028	149,1	79,8	52,8	16,5	224,87						80024,9	52800,0	16325,7	149150,6
2029	148,7	79,7	52,8	16,2	224,87						79924,9	52800,0	15999,2	148724,1
2030	148,3	79,7	52,8	15,9	224,87						79924,9	52800,0	15679,2	148404,1
2031	148,3	79,7	52,8	15,9							79700,0	52800,0	15365,6	147865,6
2032	148,3	79,7	52,8	15,9							79700,0	52800,0	15058,3	147558,3

Таблица 19 – Расчет приростов спроса на фактическое потребление тепловой энергии с разделением по видам теплоснабжения в зависимости от прогноза потребления с учетом прироста и сноса строительных фондов (Таблица 3)

Год/показатель	Базовые значения, Гкал/ч				Новое строительство, Гкал/ч			Снос, Гкал/ч			Итого, Гкал/ч			
	Потребление тепловой энергии:	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Годовое потребление
2019	69,47	37,34	22,83	9,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,34	22,83	9,30	69,47
2020	67,69	36,78	21,47	9,44	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,81	21,47	9,44	67,72
2021	69,10	37,30	22,83	8,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,30	22,83	8,97	69,10
2022	69,28	37,67	22,83	8,74	1,30	0,00	0,00	0,09	0,00	0,04	38,88	22,83	8,70	70,40
2023	69,33	37,77	22,97	8,60	0,07	0,57	0,00	0,17	0,00	0,06	37,67	23,54	8,54	69,75

Год/показатель	Базовые значения, Гкал/ч				Новое строительство, Гкал/ч			Снос, Гкал/ч			Итого, Гкал/ч			
	Потребление энергии:	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Годовое потребление
2024	69,80	37,81	23,58	8,41	0,86	1,34	0,00	0,06	0,00	0,00	38,61	24,92	8,41	71,94
2025	70,27	37,77	24,28	8,22	0,11	1,70	0,00	0,07	0,00	0,00	37,80	25,98	8,22	72,00
2026	70,03	37,67	24,28	8,08	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	37,50	24,28	8,08	69,86
2027	70,22	37,53	24,80	7,89	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,64	24,80	7,89	70,33
2028	70,03	37,48	24,80	7,75	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,59	24,80	7,75	70,14
2029	69,85	37,44	24,80	7,61	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,54	24,80	7,61	69,95
2030	69,66	37,44	24,80	7,47	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,54	24,80	7,47	69,81
2031	69,66	37,44	24,80	7,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,44	24,80	7,47	69,71
2032	69,66	37,44	24,80	7,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,44	24,80	7,47	69,71

Таблица 20 – Прогнозы приростов спроса на тепловую мощность для централизованного теплоснабжения с разделением по видам теплопотребления, Гкал/ч

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, %
2019 год (факт)									
Анадырская ТЭЦ	140	140	18,53	121,47	7,23	63,98	71,21	124,96	89,26%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					
2020 год									
Анадырская ТЭЦ	140	140	18,53	121,47	7,16	62,37	69,53	126,64	90,46%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					
2021-2025 годы									
Анадырская ТЭЦ	140	140	18,53	121,47	6,80	66,31	73,11	123,06	87,90%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					
2026-2029 годы									
Анадырская ТЭЦ	140,00	140,00	18,530	121,47	6,53	64,42	70,95	125,22	89,44%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, %
2030-2032 годы									
Анадырская ТЭЦ	140,00	140,00	18,530	121,47	6,33	64,20	70,53	125,64	89,74%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					

Таблица 21 – Прогнозы приростов потребления тепловой энергии централизованного теплоснабжения с разделением по видам теплотребления, Гкал

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Объемы потребления тепловой энергии, Гкал				Потери, Гкал	Полезный отпуск, Гкал	Расход на собственные нужды, Гкал	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал
					Жилой фонд, Гкал	Объекты социальной сферы	Прочие	Всего				
2019 (факт)												
1	Анадырская ТЭЦ	140	7,23	63,98	79500	48600	19800	147900	24300	172200	17200	189400
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44										
2020												
1	Анадырская ТЭЦ	140,00	7,16	62,37	78300,00	45700,00	20100,00	144100,00	24057,00	168157,00	17200,00	185357,00
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44										
2021-2025 годы												
1	Анадырская ТЭЦ	140,00	6,80	66,31	85158,69	55313,38	17345,78	157817,85	22854,15	180672,00	17200,00	197872,00
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44										
2026-2029 годы												
1	Анадырская ТЭЦ	140,00	6,53	64,42	79924,87	52800,00	15999,20	148724,07	21939,98	170664,05	17200,00	187864,05
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44										
2030-2032 годы												
1	Анадырская ТЭЦ	140,00	6,33	64,20	79700,00	52800,00	15058,31	147558,31	21281,78	168840,10	17200,00	186040,10
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44										

Анализ приведенных в таблице данных показывает, что наблюдается уменьшение резерва тепловой мощности к расчётному сроку реализации схемы теплоснабжения.

5. 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

Не планируется прироста объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя объектами жилья и соцкультбыта, расположенными в производственных зонах, не планируется.

Планируемые для размещения объекты федерального значения, объекты регионального значения и местного значения муниципального района

Схемой территориального планирования Чукотский автономный округ мероприятия не предусмотрены.

На основании фактических данных по балансу тепловой мощности и нагрузки за базовый период с учетом спрогнозированного объема потребления тепловой энергии (мощности) на перспективу сформированы балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки в перспективных зонах действия каждого источника тепловой энергии., в том числе работающих на единую тепловую сеть по элементам территориального деления.

В Мастер-плане сформировано 2 варианта развития системы теплоснабжения муниципального образования городского округа Анадырь.

Вариант 1 предполагает сохранение существующей системы теплоснабжения с плановой реконструкцией источников теплоснабжения по мере износа, либо неисправного состояния основного и вспомогательного оборудования в процессе эксплуатации. Развитие тепловых сетей выполняется только для подключения новых абонентов, а также ремонт и замена существующих.

Предпосылкой для разработки Варианта 1 послужили Требования к схемам теплоснабжения (Постановление Правительства Российской Федерации №154 от 22 февраля 2012 г).

Это сохранит существующую выработку тепловой энергии с возможностью подключения новых потребителей.

Вариант 2 предполагает те же мероприятия, что и в первом варианте и дополнительно:

Реконструкция тепловых сетей;

- УТ-1П: Замена затворов Ду- 500 мм 4 шт.;
- УТ 4: Замена задвижек Ду-250 мм 4 шт.;
- УТ 4-УТ-5 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-5 Замена задвижек Ду-250 мм 2 шт.;
- УТ 5- УТ-7 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура.

В таблице представлены расчетные тепловые нагрузки на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение планируемых общественных зданий на первую очередь.

ГЛАВА 3. ЭЛЕКТРОННАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

В соответствии с п. 1а Постановления Правительства РФ от 3.04.2018 г. №405 «О внесении изменений в ПП РФ от 22.02.2012 г. «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», настоящая Глава является необязательной для поселений численностью населения до 100 тыс. человек, в связи с чем в настоящей актуализации не разрабатывается.

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

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, УСТАНОВЛИВАЕМЫХ 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

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 отражены в Таблице 7.

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

Системы теплоснабжения представляют собой взаимосвязанный комплекс потребителей тепла, отличающихся как характером, так и величиной теплотребления. Режимы расходов тепла многочисленными абонентами неодинаковы. Тепловая нагрузка отопительных установок изменяется в зависимости от температуры наружного воздуха, оставаясь практически стабильной в течение суток. Расход тепла на горячее водоснабжение не

зависит от температуры наружного воздуха, но изменяется как по часам суток, так и по дням недели.

В этих условиях необходимо искусственное изменение параметров и расхода теплоносителя в соответствии с фактической потребностью абонентов. Регулирование повышает качество теплоснабжения, сокращает перерасход тепловой энергии и топлива.

В зависимости от места осуществления регулирования различают центральное, групповое, местное и индивидуальное регулирование.

Центральное регулирование выполняют в котельной по преобладающей нагрузке, характерной для большинства абонентов. В городских тепловых сетях такой нагрузкой может быть отопление или совместная нагрузка отопления и горячего водоснабжения. На ряде технологических предприятий преобладающим является технологическое теплопотребление.

Местное регулирование предусматривается на абонентском вводе для дополнительной корректировки параметров теплоносителя с учетом местных факторов.

Индивидуальное регулирование осуществляется непосредственно у теплопотребляющих приборов, например у нагревательных приборов систем отопления, и дополняет другие виды регулирования.

Тепловая нагрузка многочисленных абонентов современных систем теплоснабжения неоднородна не только по характеру теплопотребления, но и по параметрам теплоносителя. Поэтому центральное регулирование отпуска тепла дополняется групповым, местным и индивидуальным, т. е. осуществляется комбинированное регулирование.

Комбинированное регулирование, состоящее из нескольких ступеней, взаимно дополняющих друг друга, создает наиболее полное соответствие между отпуском тепла и фактическим тепло, потреблением.

По способу осуществления регулирования может быть автоматическим и ручным.

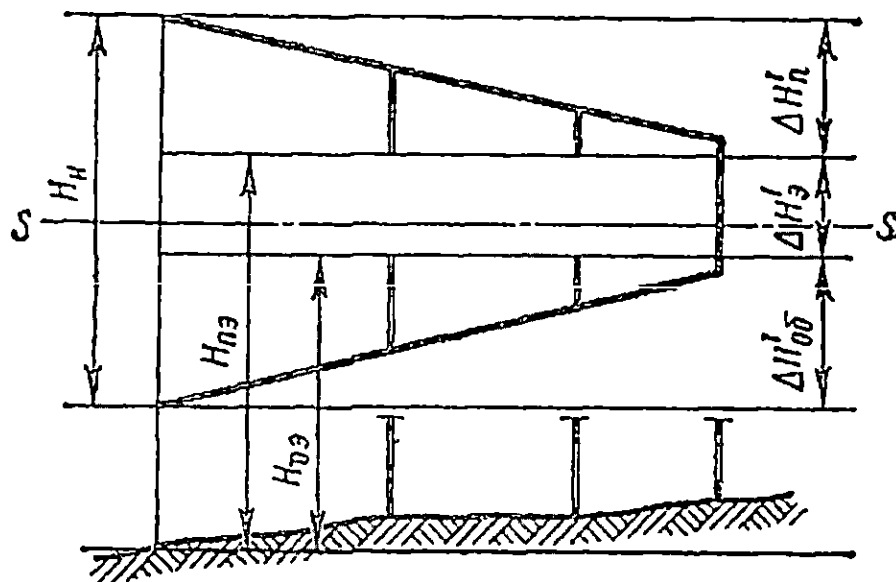


Рисунок 1 Пьезометрический график тепловой сети при пропорциональной регулировке абонентов.

Гидравлическим режимом определяется взаимосвязь между расходом теплоносителя и давлением в различных точках системы в данный момент времени.

Расчетный гидравлический режим характеризуется распределением теплоносителя в соответствии с расчетной тепловой нагрузкой абонентов. Давление в узловых точках сети и на абонентских вводах равно расчетному. Наглядное представление об этом режиме дает пьезометрический график, построенный по данным гидравлического расчета.

Однако в процессе эксплуатации расход воды в системе изменяется. Переменный расход вызывается неравномерностью водопотребления на горячее водоснабжение, наличием местного количественного регулирования разнородной нагрузки, а также различными переключениями в сети. Изменение расхода воды и связанное с ним изменение давления приводят к нарушению как гидравлического, так и теплового режима абонентов. Расчет гидравлического режима дает возможность определить перераспределение расходов и давлений в сети и установить пределы допустимого изменения нагрузки, обеспечивающие безаварийную эксплуатацию системы.

Гидравлические режимы разрабатываются для отопительного и летнего периодов времени. В открытых системах теплоснабжения дополнительно рассчитывается гидравлический режим при максимальном водоразборе из обратного и подающего трубопроводов.

Расчет гидравлического режима базируется на основных уравнениях гидродинамики. В тепловых сетях, как правило, имеет место квадратичная зависимость падения давления ΔP (Па) от расхода:

$$\Delta P = S \cdot V^2$$

где S — характеристика сопротивления, представляющая собой падение давления при единице расхода теплоносителя, Па/(м³/ч)²; V — расход теплоносителя, м³/ч.

Гидравлический режим систем теплоснабжения в значительной степени зависит от нагрузки горячего водоснабжения. Суточная неравномерность водопотребления, а также сезонное изменение расхода сетевой воды на горячее водоснабжение существенно изменяют гидравлический режим системы.

При отсутствии регуляторов расхода переменная нагрузка горячего водоснабжения вызывает изменение расходов воды, как в тепловой сети, так и в отопительных системах, особенно на концевых участках сети.

Центральное регулирование гидравлическим режимом в таких случаях возможно лишь при обеспечении одинаковой степени изменения расхода воды на отопление у всех потребителей. Исследованиями доказано, что для пропорциональной разрегулировки отопительных систем должны быть выполнены следующие условия:

- отношение расчетных расходов воды на горячее водоснабжение и отопление должно быть одинаково у всех абонентов при одинаковом суточном графике водопотребления;
- при начальной регулировке системы, производимой при расчетном расходе воды на вводах, у всех абонентов устанавливаются одинаковые полные давления в подающей линии перед элеватором НПЭ и в обратном трубопроводе после отопительной системы НОЭ.

Разработка гидравлического режима тепловых сетей.

Гидравлический режим тепловых сетей определяет давление в любой точке в подающих и обратных трубопроводах, располагаемые напоры на выводах тепловой сети у источника теплоты и на тепловых пунктах потребителей, давление во всасывающих патрубках сетевых и подкачивающих насосов, требуемые напоры насосов источника теплоты и подкачивающих станций. К гидравлическому режиму работы тепловых сетей предъявляют следующие требования:

- давление воды в обратных трубопроводах не должно превышать допустимого рабочего давления в непосредственно присоединенных системах потребителей теплоты и в то же время должно быть выше на 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) статического давления систем отопления для обеспечения их заполнения;
- давление воды в обратных трубопроводах тепловой сети во избежание подсоса воздуха должно быть не менее 0,05 МПа (0,5 кгс/см²);
- давление воды во всасывающих патрубках сетевых, подпиточных, подкачивающих и смесительных насосов не должно превышать допустимого по условиям

прочности конструкции насосов и быть не ниже 0,05 МПа (0,5 кгс/см²) или величины допустимого кавитационного запаса;

- давление в подающем трубопроводе при работе сетевых насосов должно быть таким, чтобы не происходило кипения воды при ее максимальной температуре в любой точке подающего трубопровода, в оборудовании источника теплоты и в приборах систем теплопотребителей, непосредственно присоединенных к тепловым сетям; при этом давление в оборудовании источника теплоты и тепловой сети не должно превышать допустимых пределов их прочности;
- перепад давлений на тепловых пунктах потребителей должен быть не меньше гидравлического сопротивления систем теплопотребления с учетом потерь давления в дроссельных диафрагмах и соплах элеваторов в случае их присутствия;
- статическое давление в системе теплоснабжения не должно превышать допустимого давления в оборудовании источника теплоты, в тепловых сетях и системах теплопотребления, непосредственно присоединенных к сетям, и обеспечивать заполнение их водой; статическое давление должно определяться условно для температуры воды до 100 °С; для случаев аварийной остановки сетевых насосов или отключения отдельных участков тепловой сети при сложных рельефе местности и гидравлическом режиме допускается учитывать повышение статического давления во избежание кипения воды с температурой выше 100°С.

Для учета взаимного влияния рельефа местности, высоты абонентских систем, потерь давления в тепловых сетях и предъявляемых выше требований в процессе разработки гидравлического режима тепловой сети необходимо строить пьезометрический график. На пьезометрических графиках величины гидравлического потенциала выражены в единицах напора.

Пьезометрический график представляет собой графическое изображение напоров в тепловой сети относительно местности, на которой она проложена. На пьезометрическом графике в определенном масштабе наносят рельеф местности, высоту присоединенных зданий, величины напоров в сети. На горизонтальной оси графика откладывают длину сети, а на вертикальной оси - напоры. Линии напоров в сети наносят как для рабочего, так и для статического режимов.

Пьезометрические графики построены с учетом рекомендаций и параметров работы существующего оборудования на источниках тепла.

Выводы по разработке гидравлического режима тепловых сетей.

Данные выводы относятся ко всем рассмотренным теплотрассам.

1) Давление в отдельных точках системы не превышает пределы прочности, следовательно нет необходимости предусматривать подключение отдельных потребителей по независимой схеме или деление тепловых сетей на зоны с выбором для каждой зоны своей линии статического напора.

2) Так как профиль трассы практически ровный, требование заполнения верхних точек систем теплоснабжения, не превышая допустимые давления, выполняется.

3) Напор в любой точке тепловой сети определяется величиной отрезка между данной точкой и линией пьезометрического графика подающей или обратной магистрали.

4) Напоры на входе сетевых насосов и на выходе из источника теплоты, удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к гидравлическому режиму.

5) Так как тепловые сети не большой протяженности и профиль теплотрассы не сложный, для обеспечения требований гидравлического режима, установка подкачивающих насосных и дроссельных станций на подающем и обратном трубопроводах не требуется.

Рекомендации по выполнению мероприятий на тепловых сетях.

Для согласованной работы всех теплопотребителей и контроля параметров теплоносителя на отдельно взятом объекте, рекомендуем:

1. Промыть систему отопления каждого здания и сооружения включая отопительные приборы.

2. Для контроля и регулирования входных и выходных параметров теплоносителя на вводе в здания и сооружения установить контрольно-измерительные приборы прямого действия (манометры, термометры):

2.1. на подающем и обратном трубопроводе каждого здания или сооружения;

2.2. на подающем трубопроводе после запорной арматуры и на обратном трубопроводе до запорной арматуры каждого ответвления по ходу теплоносителя при наличии распределительных коллекторов;

3. Система приготовления горячего водоснабжения должна иметь регулирующую арматуру и не оказывать разрегулирующего воздействия на систему отопления здания или сооружения.

4. Имеющиеся в зданиях и сооружениях индивидуальные тепловые пункты и потребители тепловой энергии имеющие автоматическое регулирование должны быть настроены в соответствии с теплоснабжением здания или сооружения.

5. Для обеспечения надёжной и бесперебойной работы внутренней системы отопления, включая отопительные приборы установить на подающем и обратном трубопроводе каждого здания или сооружения фильтры механической очистки теплоносителя. Предусмотреть запорную арматуру, позволяющую легко провести обслуживание фильтров.

6. Для исключения перерасхода тепловой и электрической энергии, а так-же газового топлива котельных установить узлы учёта потребляемого тепла на каждом здании и сооружении.

7. На выходе теплоносителя из здания или сооружения установить регулирующую арматуру (балансировочный клапан), для установления номинального расхода теплоносителя применительно к каждому объекту.

8. Для снижения потребления тепловой энергии без ухудшения качества отопления рекомендуем установить индивидуальные тепловые пункты с автоматическим регулированием на каждом здании или сооружении, что позволяет:

8.1. регулировать температуру теплоносителя, а следовательно и температуру внутри помещений в прямой зависимости от температуры наружного воздуха;

8.2. Поддерживать температуру теплоносителя в обратном трубопроводе индивидуального теплового пункта (сетевой воды возвращаемую на котельные) на одном и том же уровне в течение длительного времени.

3. ВЫВОДЫ О РЕЗЕРВАХ (ДЕФИЦИТАХ) СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ОБЕСПЕЧЕНИИ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

На источниках теплоснабжения дефицитов тепловой мощности не выявлено. Анализ приведенных в таблице 7 данных показывает, что наблюдается уменьшение резерва тепловой мощности к расчётному сроку реализации схемы теплоснабжения.

ГЛАВА 5. МАСТЕР-ПЛАН РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

1. ОПИСАНИЕ ВАРИАНТОВ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ (В СЛУЧАЕ ИХ ИЗМЕНЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНО РАНЕЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В УТВЕРЖДЕННОЙ В УСТАНОВЛЕННОМ ПОРЯДКЕ СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ)

В Мастер-плане сформировано 2 варианта развития системы теплоснабжения муниципального образования городского округа Анадырь.

Вариант 1 предполагает сохранение существующей системы теплоснабжения с плановой реконструкцией источников теплоснабжения по мере износа, либо неисправного состояния основного и вспомогательного оборудования в процессе эксплуатации. Развитие тепловых сетей выполняется только для подключения новых абонентов, а также ремонт и замена существующих.

Предпосылкой для разработки Варианта 1 послужили Требования к схемам теплоснабжения (Постановление Правительства Российской Федерации №154 от 22 февраля 2012 г).

Это сохранит существующую выработку тепловой энергии с возможностью подключения новых потребителей.

Вариант 2 предполагает те же мероприятия, что и в первом варианте и дополнительно:

Реконструкция тепловых сетей;

- УТ-1П: Замена затворов Ду- 500 мм 4 шт.;
- УТ 4: Замена задвижек Ду-250 мм 4 шт.;
- УТ 4-УТ-5 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-5 Замена задвижек Ду-250 мм 2 шт.;
- УТ 5- УТ-7 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура.

2. ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ПРИОРИТЕТНОГО ВАРИАНТА ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

**ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО
ЗНАЧЕНИЯ 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 ПОСЕЛЕНИЯ,
ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ**

Вариант 1. Данный вариант развития системы теплоснабжения на территории муниципального образования городского округа Анадырь предлагает сравнительно небольшие капиталовложения с небольшим сроком окупаемости, что не сильно повлияет на увеличение динамики роста тарифов на тепловую энергию.

Вариант 2. Данный вариант развития системы теплоснабжения на территории муниципального образования городского округа Анадырь предлагает более современное развитие, но для выполнения требуются большие капиталовложения с длительным сроком окупаемости.

Таким образом, наиболее приоритетным вариантом перспективного развития систем теплоснабжения на территории муниципального образования городского округа Анадырь является 2 вариант развития.

**3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ
ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ПОСЕЛЕНИЯ**

Изменения относительно принятого варианта развития систем теплоснабжения отсутствуют

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

**1. РАСЧЕТНАЯ ВЕЛИЧИНА НОРМАТИВНЫХ ПОТЕРЬ (В ЦЕНОВЫХ ЗОНАХ
ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ - РАСЧЕТНУЮ ВЕЛИЧИНУ ПЛАНОВЫХ ПОТЕРЬ,
ОПРЕДЕЛЯЕМЫХ В СООТВЕТСТВИИ С МЕТОДИЧЕСКИМИ УКАЗАНИЯМИ
ПО РАЗРАБОТКЕ СХЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ) ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В
ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ В ЗОНАХ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ
ЭНЕРГИИ**

Таблица 22 - Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ на территории Муниципального образования городской округ Анадырь

Диаметр трубопровода, d_i , мм	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	$V_i l_i$, м ³
530	0,2042	679	138,64
426	0,1294	2669	345,36
377	0,1023	712	72,84
325	0,0750	150	11,24
273	0,0535	1033	55,24
219	0,0336	836	28,12
159	0,0177	915	16,16
114	0,0087	8	0,07
89	0,0052	355	1,83
325	0,0750	1476	110,63
273	0,0535	2594	138,71
219	0,0336	8206	276,02
159	0,0177	7592	134,09
133	0,0121	464	5,60
114	0,0087	9960	86,20
89	0,0052	8218	42,33
76	0,0036	174	0,63
57	0,0020	1844	3,62
219	0,0336	284	9,55
114	0,0087	690	5,97
159	0,0177	1141,6	20,16
159	0,0177	3063,5	54,11
114	0,0087	1040,8	9,01
114	0,0087	1644,8	14,24
89	0,0052	3450,1	17,77
89	0,0052	1799,5	9,27
76	0,0036	2300,1	8,35
63	0,0025	5415,2	13,33
57	0,0020	10432,4	20,47
530	0,2042	567	115,77
530	0,2042	567	115,77
426	0,1294	345	44,64

Диаметр трубопровода, d_y , мм	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	$V_i l_i$, м ³
426	0,1294	345	44,64
273	0,0535	518	27,70
273	0,0535	518	27,70

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

Система теплоснабжения Муниципального образования городской округ Анадырь закрытая.

3. СВЕДЕНИЯ О НАЛИЧИИ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ

В Муниципальном образовании городской округ Анадырь баки-аккумуляторы отсутствуют.

4. НОРМАТИВНЫЙ И ФАКТИЧЕСКИЙ (ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО И АВАРИЙНОГО РЕЖИМОВ) ЧАСОВОЙ РАСХОД ПОДПИТОЧНОЙ ВОДЫ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В Муниципальном образовании городской округ Анадырь в качестве теплоносителя для передачи тепловой энергии от источников до потребителей используется горячая вода. Качество используемой воды должно обеспечивать работу оборудования системы теплоснабжения без превышающих допустимые нормы отложений накипи и шлама, без коррозионных повреждений, поэтому исходную воду необходимо подвергать обработке в водоподготовительных установках.

Присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения будет осуществляться по независимой схеме присоединения систем отопления потребителей и закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через индивидуальные тепловые пункты.

Тепловые узлы существующих потребителей должны быть реконструированы с установкой теплообменного оборудования для создания закрытого контура водоснабже-

ния. При невозможности выполнения реконструкции предполагается отказаться от централизованного горячего водоснабжения и использовать индивидуальные электрические водонагреватели.

Балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками приведены в таблице.

Таблица 23 – Баланс теплоносителя Муниципального образования городской округ Анадырь

Источник централизованного теплоснабжения	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м ³	Нормируемая утечка теплоносителя, м ³ /год	Производительность установки водоподготовки, м ³ /час
2020 год				
МП ГКХ	69,53	2256,69	5,6417	12,41

В соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (п. 6.17) аварийная подпитка в количестве 2% от объема воды в тепловых сетях и присоединенным к ним системам теплоснабжения осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой.

Таблица 24 – Объем теплоносителя необходимый для подпитки сети в аварийном режиме

Показатель	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м ³	Аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной воды, м ³ /час
2020 год		
МП ГКХ	2256,69	45,13

5. СУЩЕСТВУЮЩИЙ И ПЕРСПЕКТИВНЫЙ БАЛАНС ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И ПОТЕРЬ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С УЧЕТОМ РАЗВИТИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 25 – Баланс теплоносителя Муниципального образования городской округ Анадырь

Источник централизованного теплоснабжения	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м ³	Нормируемая утечка теплоносителя, м ³ /год	Производительность установки водоподготовки, м ³ /час
МП ГКХ	69,53	2256,69	5,6417	12,41
2021-2023 годы				

МП ГКХ	73,11	2466,90	6,1672	13,57
2024-2026 годы				
МП ГКХ	70,95	2698,90	6,7473	14,84
2027-2032 годы				
МП ГКХ	70,53	2954,84	7,3871	16,25

В соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (п. 6.17) аварийная подпитка в количестве 2% от объема воды в тепловых сетях и присоединенным к ним системам теплоснабжения осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой.

Таблица 26 – Объем теплоносителя необходимый для подпитки сети в аварийном режиме

Показатель	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м ³	Аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной воды, м ³ /час
Анадырская ТЭЦ	2256,69	45,13
2021-2023 годы		
Анадырская ТЭЦ	2466,90	49,34
2024-2026 годы		
Анадырская ТЭЦ	2698,90	53,98
2027-2032 годы		
Анадырская ТЭЦ	2954,84	59,10

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

1. ОПИСАНИЕ УСЛОВИЙ ОРГАНИЗАЦИИ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ПОКВАРТИРНОГО ОТОПЛЕНИЯ

С целью качественного и бесперебойного обеспечения потребности в теплоснабжении для потребителей, расположенных вне зон действия существующих энергоисточников, предлагается провести мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению. Проведение мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению котельных позволит существенно снизить затраты эксплуатирующей организации на топливо и текущие ремонты устаревшего оборудования.

Для обеспечения теплом существующих домов, и общественных зданий на рассматриваемую перспективу предлагается:

- УТ-1П: Замена затворов Ду- 500 мм 4 шт.;
- УТ 4: Замена задвижек Ду-250 мм 4 шт.;
- УТ 4-УТ-5 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-5 Замена задвижек Ду-250 мм 2 шт.;
- УТ 5- УТ-7 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура.

В течение расчетного срока схемы теплоснабжения (2022-2030гг.) выполнить монтажные работы по установке приборов учета отпуска и потребления тепловой энергии.

Предлагаемый вариант обеспечивает наиболее оптимальное распределение тепловой энергии существующим и перспективным потребителям, а также минимально возможные финансовые вложения на модернизацию источников теплоснабжения.

Согласно статье 14, Федерального закона от 27.07.2010 г. №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 ФЗ №190 «О теплоснабжении» и правилами подключения к системам теплоснабжения, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.04.2012 г. №307 «О порядке подключения к систе-

мам теплоснабжения и о внесении изменений в некоторые акты Правительства РФ» (далее Правила).

Подключение осуществляется на основании договора на подключение к системе теплоснабжения, который является публичным для теплоснабжающей организации, теплосетевой организации. Теплоснабжающая или теплосетевая организация, к которой следует обращаться заявителям, согласно Правилам, определяется в соответствии с зонами эксплуатационной ответственности таких организаций, определенных в настоящей схеме теплоснабжения. При наличии технической возможности подключения к системе теплоснабжения в соответствующей точке подключения отказ потребителю в заключении договора о подключении объекта, находящегося в границах определенного настоящей схемой теплоснабжения радиуса эффективного теплоснабжения, в соответствии с Правилами не допускается.

Нормативный срок подключения (с даты заключения договора о подключении) установлен п. 31. Правил и составляет:

- не более 18 месяцев - в случае наличия технической возможности;
- не более 3 лет - в случае если техническая возможность подключения обеспечивается в рамках инвестиционной программы исполнителя или смежной ТСО и иной срок не указан в ИП.

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, 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 сроки, в порядке и на основании критериев, которые установлены порядком разработки и утверждения схем

теплоснабжения, утвержденным Правительством Российской Федерации, 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 Правительством Российской Федерации. 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, утвержденными Правительством Российской Федерации.

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 договоры долгосрочного теплоснабжения по свободной (обойдно приемлемой) цене, в целях компенсации затрат на строительство новых и реконструкцию существующих тепловых сетей, и увеличению радиуса эффективного теплоснабжения.

Зоны централизованного теплоснабжения представлены в книге 1 обосновывающих материалов.

Индивидуальное теплоснабжение предусматривается для:

1. Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
2. Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,10 (Гкал/ч)/га;
3. Многоэтажных жилых домов расположенных вне перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения, для которых проектом предусмотрено индивидуальное теплоснабжение, в том числе поквартирное отопление;
4. Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
5. Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление угля и природного газа;
6. Инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м²год, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

Согласно постановлению Правительства Российской Федерации от 5 июля 2018 г. № 787 «Правила подключения (технологического присоединения) к системам теплоснабжения, включая правила недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению)»

Настоящие Правила определяют порядок подключения (технологического присоединения) теплопотребляющих установок, тепловых сетей и источников тепловой энергии к системам теплоснабжения, а также порядок обеспечения недискриминационного доступа к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения.

Недискриминационный доступ к услугам по подключению (технологическому присоединению) к системам теплоснабжения предусматривает обеспечение равных условий предоставления указанных услуг их потребителям.

В случае отсутствия технической возможности подключения исполнитель направляет заявителю письмо с предложением выбрать один из следующих вариантов подключения:

- подключение будет осуществлено за плату, установленную в индивидуальном порядке, без внесения изменений в инвестиционную программу исполнителя и с последующим внесением соответствующих изменений в схему теплоснабжения в установленном порядке;
- подключение будет осуществлено после внесения необходимых изменений в инвестиционную программу исполнителя и в соответствующую схему теплоснабжения.

Техническая возможность подключения существует при одновременном наличии резерва пропускной способности тепловых сетей, обеспечивающего передачу необходимого объема тепловой энергии, теплоносителя, и резерва тепловой мощности источников тепловой энергии.

В случае отсутствия технической возможности подключения и выбора заявителем процедуры подключения в порядке, теплоснабжающая организация или теплосетевая организация обязана обратиться в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, или орган местного самоуправления, утвердившие схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения подключаемого объекта с приложением заявки на подключение.

В случае если теплоснабжающая организация или теплосетевая организация направила обращение в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, утвердивший схему теплоснабжения, с предложением о включении в нее мероприятий по обеспечению технической возможности подключения к системе теплоснабжения подключаемого объекта, федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения, направляет его в соответствующий орган местного самоуправления.

В свою очередь орган местного самоуправления направляет в теплоснабжающую организацию или теплосетевую организацию решение о включении соответствующих мероприятий в схему теплоснабжения или об отказе во включении таких мероприятий в схему теплоснабжения.

В поселениях, городских округах с численностью населения 500 тыс. человек и более орган местного самоуправления одновременно с направлением указанного решения в

теплоснабжающую организацию или теплосетевую организацию направляет его в федеральный орган исполнительной власти, уполномоченный на реализацию государственной политики в сфере теплоснабжения.

2. ОПИСАНИЕ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ, СВЯЗАННОЙ С РАНЕЕ ПРИНЯТЫМИ 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

На территории Муниципального образования городской округ Анадырь отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

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

На территории Муниципального образования городской округ Анадырь отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

4. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по новому строительству генерирующих мощностей с комбинированной

выработкой тепловой и электрической энергии для обеспечения теплоснабжения потребителей возможны только в случае утвержденных решений по строительству генерирующих мощностей в региональных схемах и программах перспективного развития электроэнергетики, разработанных в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 17 октября 2009 года №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».

В данных программах перспективного развития, строительство нового источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии на территории муниципального образования не предусматривается. Базовым и актуализированным проектом Схемы теплоснабжения, размещение источников комбинированной выработки на территории Муниципального образования городской округ Анадырь не предусматривается.

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

На территории Муниципального образования городской округ Анадырь отсутствуют источники комбинированной выработки тепловой и электрической энергии.

6. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ПЕРЕБОРУДОВАНИЮ 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

Базовым и актуализированным проектом Схемы теплоснабжения, размещение источников комбинированной выработки на территории Муниципального образования городской округ Анадырь не предусматривается.

7. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ЗОНЫ ИХ ДЕЙСТВИЯ

ПУТЕМ ВКЛЮЧЕНИЯ В НЕЕ ЗОН ДЕЙСТВИЯ СУЩЕСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Реконструкция котельных с увеличением зоны их действия путем включения в нее зоны действия, существующих источников тепловой энергии не предусматривается.

Предусматриваются мероприятия по строительству, реконструкции или техническому перевооружению источников тепловой энергии на территории Муниципального образования городской округ Анадырь .

8. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ПЕРЕВОДА В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ КОТЕЛЬНОЙ ПО ОТНОШЕНИЮ К ИСТОЧНИКАМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИМ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Перевод котельной в пиковый режим по отношению к источникам энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии не предусматривается.

9. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО РАСШИРЕНИЮ ЗОН ДЕЙСТВИЯ ДЕЙСТВУЮЩИХ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Не предусматривается из-за отсутствия в муниципальном образовании источника с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергией.

10. ОБОСНОВАНИЕ ПРЕДЛАГАЕМЫХ ДЛЯ ВЫВОДА В РЕЗЕРВ И (ИЛИ) ВЫВОДА ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОТЕЛЬНОЙ 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 предусматривается.

11. ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНАХ ЗАСТРОЙКИ ПОСЕЛЕНИЯ МАЛОЭТАЖНЫМИ ЖИЛЫМИ ЗДАНИЯМИ

Существующие и планируемые к застройке потребители вправе использовать для отопления индивидуальные источники теплоснабжения. Использование автономных источников теплоснабжения целесообразно в случаях:

1. Индивидуальных жилых домов до трех этажей вне зависимости от месторасположения;
2. Малоэтажных (до четырех этажей) блокированных жилых домов (таунхаузов) планируемых к строительству вне перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения при условии удельной нагрузки теплоснабжения планируемой застройки менее 0,10 (Гкал/ч)/га;
3. Многоэтажных жилых домов расположенных вне перспективных зон действия источников централизованного теплоснабжения, для которых проектом предусмотрено индивидуальное теплоснабжение, в том числе поквартирное отопление;
4. Социально-административных зданий высотой менее 12 метров (четыре этажей) планируемых к строительству в местах расположения малоэтажной и индивидуальной жилой застройки, находящихся вне перспективных зон действия источников теплоснабжения;
5. Промышленных и прочих потребителей, технологический процесс которых предусматривает потребление угля и природного газа;
6. Инновационных объектов, проектом теплоснабжения которых предусматривается удельный расход тепловой энергии на отопление менее 15 кВт·ч/м²год, т.н. «пассивный (или нулевой) дом» или теплоснабжение которых предусматривается от альтернативных источников, включая вторичные энергоресурсы.

Потребители, отопление которых осуществляется от индивидуальных источников, могут быть подключены к централизованному теплоснабжению на условиях организации централизованного теплоснабжения.

12.ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ БАЛАНСОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ И ПРИСОЕДИНЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В КАЖДОЙ ИЗ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

Схемой предусмотрено подключение существующей и перспективной застройки с так же генеральным планом предусмотрено дальнейшее увеличение жилищного фонда. Результаты расчетов отражены в таблице 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

В качестве потенциальных для нужд теплоснабжения возобновляемых ресурсов могут рассматриваться солнечная энергия, низкопотенциальная теплота грунта, поверхностных и сточных вод.

Целесообразность (конкурентоспособность) использования ВИЭ зависит от многих факторов, главными из которых являются технический и экономический потенциал возобновляемых ресурсов в данном регионе, технико-экономические показатели тепловых установок на базе ВИЭ, вид замещаемой нагрузки (отопление или ГВС) и замещаемого энергоносителя (органического топлива или электроэнергии), себестоимость тепловой энергии, отпускаемой от замещаемого источника.

Солнечная радиация

Климатические условия Чукотский автономный округ характеризуются относительно низкими показателями солнечного излучения. Годовой приход суммарной радиации на горизонтальную поверхность не превышает 3200 МДж/м² (0,76 Гкал/ч), а число часов солнечного сияния составляет 1600-1700 час/год. Большая часть солнечного излучения приходится на летние месяцы, когда основной нагрузкой является ГВС.

При среднем за летний период приходе суммарной радиации на ориентированную поверхность теплоприемника около 400-500 ккал/м²·час и КПД солнечной водонагревательной установки 0,5-0,7 потребная площадь солнечных коллекторов на 1 Гкал/ч летней нагрузки ГВС составит 2800-4000 м². За год такая установка выработает около 900-1200 Гкал. При капитальных затратах в установку порядка 30-40 млн руб и стоимости замещаемой тепловой энергии 1500 руб/Гкал, простой срок окупаемости установки составит более 20 лет.

Также очевидно, что для установки централизованного ГВС требуются большие площади под солнечные коллекторы, которые в городской черте изыскать не удастся. Поэтому в далекой перспективе использование солнечных водонагревательных установок может быть конкурентоспособным для пригородной малоэтажной застройки в случае применения для децентрализованного теплоснабжения жидкого топлива или электроэнергии.

Геотермальное тепло

В настоящее время наиболее отработаны технологии извлечения тепла недр Земли с помощью тепловых насосов. В Чукотский автономный округ функционируют сотни теплонасосных установок (ТНУ) с единичной тепловой мощностью до 50 кВт. Преимущественно, это установки отопления и ГВС индивидуальных жилых домов. Одна из первых в

многоэтажном жилищном строительстве установка ГВС на базе грунтовых тепловых насосов реализована в 2001 году на энергоэффективном жилом доме в микрорайоне “Никулино-2” г. Москвы.

В состав подобных установок входят собственно тепловой насос, система сбора тепла грунта, баки-аккумуляторы горячей воды, котел на органическом топливе или электрический нагреватель, работающий с тепловым насосом в каскаде, а также система низкотемпературного отопления.

Система теплосбора при наличии свободных площадей выполняется в виде горизонтальных коллекторов из пластмассовых труб, уложенных в грунт на глубину 1,5-2 м, однако чаще используются вертикальные скважины-зонды глубиной до 50 метров с U-образными петлями для циркуляции холодоносителя – антифриза.

Удельная стоимость теплового насоса (ТН) с системой теплосбора составляет 30-60 тыс. руб за 1 кВт тепловой мощности, что в несколько раз превышает аналогичные показатели для котлов и квартирных теплогенераторов, поэтому с целью снижения затрат тепловая мощность ТН выбирается в диапазоне 0,4-0,6 от расчетной тепловой нагрузки здания, при этом за счет работы установки замещается от 60% до 70% годового теплопотребления.

Энергетическая эффективность ТН определяется коэффициентом преобразования (КОП), равным отношению тепловой мощности к электрической мощности компрессора. Для современных образцов ТН в диапазоне перепада температур между нагреваемой водой и антифризом 50-60 °С значения КОП достигают 3,5-4 ед.

С учетом расхода электроэнергии на привод циркуляционных насосов общий КОП ТНУ снижается до 3,0-3,5 ед.

Анализ результатов сравнения показывает, что при сложившемся уровне цен на оборудование и тарифов на тепловую и электрическую энергию, грунтовые тепловые насосы не могут составлять конкуренцию котельным на природном газе (простой срок окупаемости превышает 25 лет).

Конкурентоспособность теплонасосных систем может иметь место при замещении котельных на жидком топливе (дизтопливо, СУГ), либо электрокотельных при стоимости отпускаемой тепловой энергии более 3 тыс. руб./Гкал.

Нужно также отметить, что тепловые насосы, как инновационное оборудование, требуют регулярного сервисного обслуживания, что связано с существенными текущими затратами.

Выводы:

Централизованное теплоснабжение с использованием возобновляемых источников энергии в условиях Муниципального образования городской округ Анадырь в ближайшей перспективе не является конкурентоспособным традиционным системам.

Применение солнечных водонагревательных установок и геотермальных тепловых насосов имеет перспективу только при децентрализованном теплоснабжении малоэтажной индивидуальной застройки для замещения дорогих энергоносителей (жидкого топлива, СУГа и электроэнергии).

14.ОБОСНОВАНИЕ ОРГАНИЗАЦИИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЗОНАХ НА ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ

Согласно Методическим рекомендациям по разработке схем теплоснабжения, предложения по организации теплоснабжения в производственных зонах выполняются в случае участия источника теплоснабжения, расположенного на территории производственной зоны, в теплоснабжении жилищной сферы.

По положению на 2020 г. отсутствуют сведения о проектах модернизации производственных котельных с целью выхода на рынок теплоснабжения.

Существующие производственные зоны, расположенные вне зон существующих источников теплоснабжения и имеющих собственные тепловые источники, сохраняются.

Изменений в организации теплоснабжения в существующих производственных зонах схемой теплоснабжения не предполагается.

15.РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ РАДИУСА ЭФФЕКТИВНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Согласно ФЗ №190 от 27.07.2010 г., «радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;

- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину эффективного радиуса теплоснабжения.

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Для расчета радиусов теплоснабжения использованы характеристики объектов теплоснабжения, а также информация о технико-экономических показателях теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей. Расчету не подлежат следующие категории источников тепловой энергии:

- Котельные, осуществляющие теплоснабжение 1 потребителя;
- Котельные, вырабатывающие тепловую энергию исключительно для собственного потребления;
- Ведомственные котельные, не имеющие наружных тепловых сетей.

Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Современных утвержденных методик определения радиуса эффективного теплоснабжения не имеется, поэтому в основу расчета были положено соотношение, представленное еще в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году и адаптированное к современным условиям в соответствии с изменившейся структурой себестоимости производства и транспорта тепловой энергии.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения осуществляется с помощью следующей полуэмпирической зависимости:

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

Где:

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

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

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

s - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²;

B - среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, $1/\text{км}^2$;

Π - теплоплотность района, $\text{Гкал}/\text{ч}\cdot\text{км}^2$;

$\Delta\tau$ - расчетный перепад температур теплоносителя в тепловой сети, $^{\circ}\text{C}$;

φ - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ; 1- для котельных.

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

$$R_{\text{э}} = 563 \cdot \left(\frac{\varphi}{s}\right)^{0,35} \cdot \frac{H^{0,07}}{B^{0,09}} \cdot \left(\frac{\Delta\tau}{\Pi}\right)^{0,13}$$

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для о источников теплоснабжения Муниципального образования городской округ Анадырь приводятся в таблице. Необходимо подчеркнуть, рассмотренный общий подход уместен для получения только самых укрупнённых и приближенных оценок, в основном – для условий нового строительства не только потребителей, но и самих источников теплоснабжения. Для принятия конкретных решений по подключению удалённых потребителей к уже имеющимся источникам целесообразно выполнять конкретные технико-экономические расчёты

Таблица 27 – Эффективный радиус теплоснабжения источников

Источник	Расстояние источника до наиболее удаленного потребителя, км	Эффективный радиус теплоснабжения, км
Анадырская ТЭЦ	1,93	2,55
ГМ ТЭЦ	1,93	2,55

ГЛАВА 8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

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)

Рекомендуется использование труб в ППУ-изоляции.

Способ прокладки принимается: надземно, на низких опорах; наземно, в бетонных гидроизолированных каналах. Согласно данным администрации на территории Муниципального образования городской округ Анадырь предусматривается:

- Строительство новых сетей теплоснабжения к существующим потребителям
- Ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа

Таблица 28 Перечень тепловых сетей к перекладке в ГО Анадырь.

Диаметр	Длина участка	Тип прокладки	Изоляция
Ø 530 x 12,0	679	надземная	ППУ
Ø 426 x 10,0	2690	надземная	ППУ
Ø 377 x 9,0	712	надземная	ППУ
Ø 325 x 8,0	150	надземная	ППУ
Ø 273 x 8,0	987	надземная	ППУ
Ø 219 x 7,0	1511	надземная	ППУ
Ø 159 x 5,0	230	надземная	ППУ
Ø 114 x 4,0	8	надземная	ППУ
Ø 89 x 4,0	355	надземная	ППУ
Итого	7322		
Ø 325 x 8,0	738	надземная	ППУ
Ø 273 x 8,0	1297	надземная	ППУ
Ø 219 x 7,0	4104	надземная	ППУ
Ø 159 x 5,0	3796	надземная	ППУ
Ø 133 x 4,0	232	надземная	ППУ
Ø 114 x 4,0	4980	надземная	ППУ
Ø 89 x 4,0	4109	надземная	ППУ
Ø 76 x 3,5	87	надземная	ППУ
Ø 57 x 3,5	922	надземная	ППУ
Итого	20265		
Ø 159 x 5,0	570,8	надземная	ППУ
Ø 140 x 12,7	1531,75	надземная	ППУ
Ø 114 x 4,0	520,4	надземная	ППУ
Ø 110 x 10,0	822,4	надземная	ППУ
Ø 90 x 8,2	1725,05	надземная	ППУ
Ø 89 x 4,0	899,75	надземная	ППУ
Ø 76 x 3,5	1150,05	надземная	ППУ
Ø 63 x 5,7	2707,6	надземная	ППУ
Ø 57 x 3,5	5216,2	надземная	ППУ
Итого	15144	надземная	ППУ
Общий итог	42731		

Реконструкция тепловых сетей;

- УТ-1П: Замена затворов Ду- 500 мм 4 шт.;
- УТ 4: Замена задвижек Ду-250 мм 4 шт.;
- УТ 4-УТ-5 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-5 Замена задвижек Ду-250 мм 2 шт.;
- УТ 5- УТ-7 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура.

2. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ ПОД ЖИЛИЩНУЮ, КОМПЛЕКСНУЮ ИЛИ ПРОИЗВОДСТВЕННУЮ ЗАСТРОЙКУ ВО ВНОВЬ ОСВАИВАЕМЫХ РАЙОНАХ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ

Согласно данным администрации на территории Муниципального образования городской округ Анадырь предусматривается строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки.

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 тепловых сетей, для обеспечения возможности поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения не требуется.

4. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЗА СЧЕТ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНЫХ В ПИКОВЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ИЛИ ЛИКВИДАЦИИ КОТЕЛЬНЫХ

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

5. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НОРМАТИВНОЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Для обеспечения надежной работы системы теплоснабжения требуется перекладка части существующих магистральных трубопроводов, а так же строительство резервных трубопроводных связей как в тепловых сетях одного района теплоснабжения, так и смежных теплосетевых районов. Поэтому необходима разработка проекта на прокладку новых систем.

6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ДИАМЕТРА ТРУБОПРОВОДОВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ПРИРОСТОВ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ

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

7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ПОДЛЕЖАЩИХ ЗАМЕНЕ В СВЯЗИ С ИСЧЕРПАНИЕМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО РЕСУРСА

В связи с физическим и моральным износом участков существующих тепловых сетей необходима их реконструкции.

8. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ

Строительство повысительных насосных станции на территории муниципального образования не требуется.

ГЛАВА 9. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

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), НА ЗАКРЫТУЮ СИСТЕМУ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

На территории Муниципального образования городской округ Анадырь закрытая схема теплоснабжения.

В соответствии с п. 10. ФЗ №417 от 07.12.2011 г. «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона "О водоснабжении и водоотведении»:

- с 1 января 2013 года подключение объектов капитального строительства потребителей к централизованным открытым системам теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается;
- с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) для нужд горячего водоснабжения, осуществляемого путем отбора теплоносителя на нужды горячего водоснабжения, не допускается.

Переход на закрытую систему теплоснабжения возможен:

1) Посредством установки индивидуальных автоматизированных, оборудованных приборами учета тепловой энергии тепловых пунктов (ИТП) совместно с тепловой сетью в двухтрубном исполнении. В индивидуальных жилых домах целесообразнее установить газовые бойлеры для обеспечения ГВС;

2) Посредством прокладки тепловой сети в четырехтрубном исполнении.

Переход на закрытую схему ГВС посредством установки ИТП у потребителей признан нецелесообразным, поскольку в существующих и проектируемых многоквартирных домах не предусмотрены подвальные помещения. Кроме того, может потребоваться реконструкция системы холодного водоснабжения и электроснабжения что так же существенно увеличивает затраты на мероприятия по переходу на закрытую схему ГВС.

Переход на закрытую схему теплоснабжения не требуется

2. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА РЕГУЛИРОВАНИЯ ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Для источников тепловой энергии и ЦТП принято качественно-количественное регулирование отпуска тепловой энергии. Теплоснабжение в городе Анадырь осуществляется по трубопроводам 1 -го контура перегретым теплоносителем с температурой 135-75°C от двух источников теплоснабжения, Анадырской ТЭЦ и Газомоторной ТЭЦ, по гидравлически независимой схеме до 10 центральных тепловых пунктов (ЦТП № 1-9, 11). На ЦТП установлены водоводяные пластинчатые подогреватели в которых снижаются параметры теплоносителя (2-й контур) до температуры 95-70°C, а от теплоносителя 2-го контура (от ЦТП № 7) по независимой схеме на ЦТП № 10 снижается теплоноситель (3-й контур) с параметрами 85-65°C.

3. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПЕРЕДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ПЕРЕХОДЕ ОТ ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) К ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

На территории Муниципального образования городской округ Анадырь закрытая схема теплоснабжения. Переход на закрытую схему теплоснабжения не требуется

4. РАСЧЕТ ПОТРЕБНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ ДЛЯ ПЕРЕВОДА ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТУЮ СИСТЕМУ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

На территории Муниципального образования городской округ Анадырь закрытая схема теплоснабжения. Переход на закрытую схему теплоснабжения не требуется

5. ОЦЕНКА ЦЕЛЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И КАЧЕСТВА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ОТКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) И ЗАКРЫТОЙ СИСТЕМЕ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

На территории Муниципального образования городской округ Анадырь закрытая схема теплоснабжения. Переход на закрытую схему теплоснабжения не требуется

6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ

На территории Муниципального образования городской округ Анадырь закрытая схема теплоснабжения. Переход на закрытую схему теплоснабжения не требуется

ГЛАВА 10. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

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 ПОСЕЛЕНИЯ

Перспективные тепловые и топливные балансы для всех источников централизованного теплоснабжения на расчетный период реализации схемы теплоснабжения приведены в таблице.

Таблица 29 – Существующие и перспективные топливные балансы

Наименование котельной	Тепловая нагрузка с учетом потерь при транспортировке и СН, Гкал/час	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Основное топливо	Фактический удельный расход удельного топлива, кг.у.т./Гкал	Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Годовой расход основного топлива, т.у.т.	Годовой расход натурального топлива, т (м³)
Анадырская ТЭЦ	88,06	62,37	185357,00	Бурый уголь	182,44	3100	18139,034	56158
				Природный газ	475	8000	45491,41	6760,023
				Природный газ	475	8000	170282,75	25304,017
Газомоторная ТЭЦ								
2021-2025 годы								
Анадырская ТЭЦ	91,64	66,31	193179,28	Бурый уголь	182,44	3100	18905	58527,93
				Природный газ	475	8000	47411	7045,30
				Природный газ	475	8000	177469	26371,88
Газомоторная ТЭЦ								
2026-2029 годы								
Анадырская ТЭЦ	89,48	64,42	187864,05	Бурый уголь	182,44	3100	18384	56917,57
				Природный газ	475	8000	46107	6851,46
				Природный газ	475	8000	172586	25646,27
Газомоторная ТЭЦ								
2030-2032 годы								
Анадырская ТЭЦ	89,06	64,20	186959,56	Бурый уголь	182,44	3100	18296	56643,53
				Природный газ	475	8000	45885	6818,47
				Природный газ	475	8000	171755	25522,79
Газомоторная ТЭЦ								

2. РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ ПО КАЖДОМУ ИСТОЧНИКУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НОРМАТИВНЫХ ЗАПАСОВ ТОПЛИВА

Таблица 30 – Основные исходные данные и результаты расчета создания нормативного неснижаемого запаса топлива (ННЗТ) АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ

Наименование котельной	Максимально-часовой расход топлива, т.у.т./час	Максимально-часовой расход топлива, т/час	Расход топлива за сутки, т/сут	Аварийный запас топлива, т
Анадырская ТЭЦ	3,50	10,84	260,19	780,57
	8,78	1,31	31,32	93,96
Газомоторная ТЭЦ	32,87	4,88	117,24	351,72
2021-2025 годы				
Анадырская ТЭЦ	3,65	11,30	271,17	813,52
	9,15	1,36	32,64	97,93
Газомоторная ТЭЦ	34,26	5,09	122,19	366,56
2026-2029 годы				
Анадырская ТЭЦ	3,55	10,99	263,71	791,13
	8,90	1,32	31,74	95,23
Газомоторная ТЭЦ	33,32	4,95	118,82	356,47
2030-2032 годы				
Анадырская ТЭЦ	3,54	10,95	262,70	788,09
	8,87	1,32	31,62	94,87
Газомоторная ТЭЦ	33,19	4,93	118,37	355,10

3. ВИД ТОПЛИВА, ПОТРЕБЛЯЕМЫЙ ИСТОЧНИКОМ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, В ТОМ ЧИСЛЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ И МЕСТНЫХ ВИДОВ ТОПЛИВА

Основным видом топлива для всех источников тепловой энергии являются уголь и природный газ.

4. ВИДЫ ТОПЛИВА (В СЛУЧАЕ, ЕСЛИ ТОПЛИВОМ ЯВЛЯЕТСЯ УГОЛЬ, - ВИД ИСКОПАЕМОГО УГЛЯ И ПРИРОДНОГО ГАЗА 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

Основным видом используемого топлива являются уголь и природный газ.

Таблица 31 - Характеристика топлив, используемых на источниках теплоснабжения

Показатели	Основное топливо		Резервное топливо
	проектное	фактическое	
Анадырская ТЭЦ			
Вид топлива	Бурый уголь Анадырского месторождения	Бурый уголь Анадырского месторождения и природный газ Западно-Озёрного газового месторождения	Дизельное топливо
Марка топлива	«БЗ рядовой»	Уголь - «БЗ рядовой»; Газ - «Западно-Озёрный»	«З» (зимнее)
Калорийность топлива	3800 ккал/кг	Уголь - 4268 ккал/кг; Газ - 7950 ккал/м ³	10000 ккал/кг
Расход топлива нормативный / фактический	Нет данных	Уголь - 56158 тонн/год. Газ - 6760,023 тыс.м ³ /год	49,081 тонн/год
Поставщик топлива	ОАО «Шахта Угольная»	Уголь - ОАО «Шахта Угольная»; Газ - ООО «Сибнефть-Чукотка»	ГУП «Чукотснаб»
Способ доставки	В зимнее время - автотранспортом по ледовой переправе Анадырь-Угольные Копи, через Анадырский лиман	Уголь - в зимнее время - автотранспортом по ледовой переправе Анадырь-Угольные Копи, через Анадырский лиман; Газ - с газового промысла «Западно-Озерный» по распределительному газопроводу высокого давления от ГРС до ограды АТЭЦ.	Поступает на склад в автоцистернах, для слива которых предусмотрена специальная площадка.
Откуда осуществляется поставка	ЧАО, п. Угольные Копи на расстоянии 13 км от Анадырской ТЭЦ	Уголь - ЧАО, п. Угольные Копи на расстоянии 13 км от Анадырской ТЭЦ; Газ - газовый промысел «Западно-Озерный». Месторождение расположено в 100 км к югу от г. Анадыря	г. Анадырь, нефтебаза ГУП «Чукотснаб»
Периодичность поставки	Сезонная поставка с 01 февраля - 30 апреля.	Уголь - сезонная поставка с 01 февраля - 30 апреля; Газ - непрерывный	По мере необходимости
Газомоторная ТЭЦ			
Вид топлива	природный газ Западно-Озёрного газового месторождения		Дизельное топливо
Марка топлива	«Западно-Озёрный»		«З» (зимнее)
Калорийность топлива	7600 ккал/м ³	7933 ккал/м ³	10000 ккал/кг
Расход топлива нормативный / фактический	Нет данных	25 304,017 тыс.м ³	110,536 тонн/год
Поставщик топлива	ООО «Сибнефть-Чукотка»		ГУП «Чукотснаб»
Способ доставки		по магистральному газопроводу Ду 200 мм длиной 104 км от месторождения до газораспределительной станции (ГРС) и по низконапорному газопроводу Ду 300 мм длиной 3,6 км от ГРС до газораспределительного пункта (ГРП) ГМ ТЭЦ.	Поступает на склад в автоцистернах, для слива которых предусмотрена специальная площадка.
Откуда осуществляется поставка		Газовый промысел «Западно-Озерный». Месторождение расположено в 100 км к югу от г. Анадыря	г. Анадырь, нефтебаза ГУП «Чукотснаб»
Периодичность поставки		Непрерывная	По мере необходимости

**5. ПРЕОБЛАДАЮЩИЙ В ПОСЕЛЕНИИ, ГОРОДСКОМ ОКРУГЕ ВИД
ТОПЛИВА, ОПРЕДЕЛЯЕМЫЙ ПО СОВОКУПНОСТИ ВСЕХ СИСТЕМ**

**ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, НАХОДЯЩИХСЯ В СООТВЕТСТВУЮЩЕМ
ПОСЕЛЕНИИ, ГОРОДСКОМ ОКРУГЕ**

Преобладающим видом топлива являются уголь и природный газ. На начало периода планирования использование угля и природного газа на источниках тепловой энергии составляет 100%, на конец периода планирования - использование угля и природного газа на источниках тепловой энергии составляет 100 %.

**6. ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ ТОПЛИВНОГО БАЛАНСА
ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА**

Приоритетным направлением развития топливного баланса поселения является полная охват 100% территории поселения централизованным теплоснабжением с использованием существующими и перспективными источниками тепловой энергии в качестве основного топлива угля и природного газа.

ГЛАВА 11. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА И РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПО ОТКАЗАМ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (АВАРИЙНЫМ СИТУАЦИЯМ), СРЕДНЕЙ ЧАСТОТЫ ОТКАЗОВ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Информация о методах и результатах обработки данных по отказам участков тепловых сетей отсутствует. Статистика отказов и восстановлений тепловых сетей за последние 5 лет отсутствует.

2. ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА И РЕЗУЛЬТАТОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ ПО ВОССТАНОВЛЕНИЯМ ОТКАЗАВШИХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, НА КОТОРЫХ ПРОИЗОШЛИ АВАРИЙНЫЕ СИТУАЦИИ), СРЕДНЕГО ВРЕМЕНИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ОТКАЗАВШИХ УЧАСТКОВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Информация о методах и результатах обработки данных по восстановлению участков тепловых сетей отсутствует.

3. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА (АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ) И БЕЗОТКАЗНОЙ (БЕЗАВАРИЙНОЙ) РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПО ОТНОШЕНИЮ К ПОТРЕБИТЕЛЯМ, ПРИСОЕДИНЕННЫМ К МАГИСТРАЛЬНЫМ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ ТЕПЛОПРОВОДАМ

Информация о результатах оценки вероятности отказа (аварийной ситуации) и безотказной (безаварийной) работы системы теплоснабжения по отношению к потребителям, присоединенным к магистральным и распределительным теплопроводам отсутствует.

4. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ГОТОВНОСТИ ТЕПЛОПРОВОДОВ К НЕСЕНИЮ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

Информация о результатах оценки коэффициентов готовности теплопроводов к несению тепловой нагрузки отсутствует.

5. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ НЕДООТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО ПРИЧИНЕ ОТКАЗОВ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) И ПРОСТОЕВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Информация о результатах оценки недоотпуска тепловой энергии по причине отказов (аварийных ситуаций) и простоев тепловых сетей и источников тепловой энергии отсутствует.

ГЛАВА 12. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИЮ

1. ОЦЕНКА ФИНАНСОВЫХ ПОТРЕБНОСТЕЙ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

Схемой теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия:

Таблица 32 – Необходимые мероприятия, руб

Диаметр	Длина участка	Тип прокладки	Изоляция	Стоимость замены ветхих сетей, руб	Годы перекладки
Магистральные					
Ø 530 x 12,0	679	надземная	ППУ	10 438 996	2028-2030
Ø 426 x 10,0	2690	надземная	ППУ	32 836 659	2028-2030
Ø 377 x 9,0	712	надземная	ППУ	7 563 838	2028-2030
Ø 325 x 8,0	150	надземная	ППУ	1 315 692	2028-2030
Ø 273 x 8,0	987	надземная	ППУ	7 986 287	2028-2030
Ø 219 x 7,0	1511	надземная	ППУ	9 293 868	2028-2030
Ø 159 x 5,0	230	надземная	ППУ	876 821	2028-2030
Ø 114 x 4,0	8	надземная	ППУ	19 824	2028-2030
Ø 89 x 4,0	355	надземная	ППУ	727 869	2028-2030
Итого	7322			71 059 855	
Т1, Т2					
Ø 325 x 8,0	738	надземная	ППУ	6 473 205	2028-2030
Ø 273 x 8,0	1297	надземная	ППУ	10 494 645	2028-2030
Ø 219 x 7,0	4104	надземная	ППУ	25 242 909	2028-2030
Ø 159 x 5,0	3796	надземная	ППУ	14 471 357	2028-2030
Ø 133 x 4,0	232	надземная	ППУ	670 587	2028-2030
Ø 114 x 4,0	4980	надземная	ППУ	12 340 615	2028-2030
Ø 89 x 4,0	4109	надземная	ППУ	8 424 825	2028-2030
Ø 76 x 3,5	87	надземная	ППУ	156 327	2028-2030
Ø 57 x 3,5	922	надземная	ППУ	1 338 569	2028-2030
Итого	20265			79 613 038	
Т3, Т4					
Ø 159 x 5,0	570,8	надземная	ППУ	2 176 041	2028-2030
Ø 140 x 12,7	1531,75	надземная	ППУ	4 427 462	2028-2030
Ø 114 x 4,0	520,4	надземная	ППУ	1 289 569	2028-2030
Ø 110 x 10,0	822,4	надземная	ППУ	2 037 936	2028-2030
Ø 90 x 8,2	1725,05	надземная	ППУ	3 536 930	2028-2030
Ø 89 x 4,0	899,75	надземная	ППУ	1 844 789	2028-2030
Ø 76 x 3,5	1150,05	надземная	ППУ	2 066 481	2028-2030
Ø 63 x 5,7	2707,6	надземная	ППУ	4 865 184	2028-2030
Ø 57 x 3,5	5216,2	надземная	ППУ	7 572 931	2028-2030
Итого	15144	надземная	ППУ	29 817 323	

Диаметр	Длина участка	Тип прокладки	Изоляция	Стоимость замены ветхих сетей, руб	Годы перекладки
Ощий итог	42731			180 490 216	

Таблица 33 – Финансовые потребности в реализацию мероприятий по развитию тепловых сетей, тыс. руб.

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.					
		Всего	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025-2030 гг.
1	<i>Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии</i>						
1.1	Не предусматривается	-	-	-	-	-	
2	<i>Предложения по реконструкции, модернизации, прокладке тепловых сетей:</i>						
2.1	УТ-1П: Замена затворов Ду- 500мм 4 шт.	2000,0		2000,0			
2.2	УТ 4: Замена задвижек Ду-250 мм 4 шт.	500,0			500,0		
2.3	УТ 4-УТ-5 Замена трубопроводов прямого и обратного контура	3000,0			3000,0		
2.4	УТ-5 Замена задвижек Ду-250 мм 2 шт.	300,0				300,0	
2.5	УТ 5- УТ-7 Замена трубопроводов прямого и обратного контура	100,0				100,0	
2.6	УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура	1000,0				1000,0	
2.7	УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура	1500,0				1500,0	
2.8	УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура	1500,0				1500,0	
	Всего объем финансовых затрат, в том числе по источникам их финансирования:	9900	-	2000	3500	1400	3000
	- бюджетное финансирование	9900	-	2000	3500	1400	3000
	- собственные средства	-	-	-	-	-	-
	- внебюджетные средства	-	-	-	-	-	-
3	<i>Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения, и прочие расходы.</i>						
3.1	Мероприятия не предусматриваются	-	-	-	-	-	-
	ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты в том числе по источникам	9900	-	2000	3500	1400	3000
	- бюджетное финансирование	9900	-	2000	3500	1400	3000
	- собственные средства	-	-	-	-	-	-
	- внебюджетные средства	-	-	-	-	-	-

* Все мероприятия предложены посредством предварительного анализа. Окончательные мероприятия и цены будут выявлены на этапе проектирования.

Перечень объектов и расчетные нагрузки приведены в таблицах (расчетные данные определены без учета потерь в тепловых сетях и котельных).

Прогнозная оценка тепловых нагрузок выполнена по укрупненным показателям расхода тепла с учетом внедрения мероприятий по энергосбережению.

Максимальная часовая тепловая нагрузка на отопление жилых зданий определена по формуле:

$$Q_{\max} = q_{\text{уд}} \times S, \text{ где:}$$

- $q_{\text{уд}}$ – удельный укрупненный показатель максимального расхода тепла на отопление (ккал/ч на 1 м²), принимаемый по Правилам установления и определения нормативов потребления коммунальных услуг, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации № 306 от 23 мая 2006 г;
- S – общая площадь зданий, м².

Средний часовой расход тепла на горячее водоснабжение жилых зданий определен по формуле:

$$Q_{\text{гвс}} = \frac{1.2ma(55 - t_c)}{24}, \text{ где:}$$

- a – норма расхода воды на горячее водоснабжение на 1 человека в сутки, принимается 120 л/сутки;
- m – число человек.

Тепловая нагрузка на отопление нежилых зданий различного функционального назначения определена по нормируемым удельным расходам тепловой энергии, указанным в таблице 9 СНиП 23-02-2003 «Тепловая защита зданий», а также по проектам аналогичных сооружений. На вентиляцию и горячее водоснабжение по паспортам проектов зданий аналогичных планируем. Все расчетные данные сведены в таблицы (расчетные данные определены без учета потерь в тепловых сетях и котельных).

2. ОБОСНОВАННЫЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ИСТОЧНИКАМ ИНВЕСТИЦИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ФИНАНСОВЫЕ ПОТРЕБНОСТИ ДЛЯ ОСУЩЕСТВЛЕНИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

По данным администрации единственным источником инвестиций являются бюджетные средства

3. РАСЧЕТЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ

Бюджетное финансирование указанных проектов осуществляется из бюджета Российской Федерации, бюджетов субъектов Российской Федерации и местных бюджетов в соответствии с Бюджетным кодексом РФ и другими нормативно-правовыми актами.

Дополнительная государственная поддержка может быть оказана в соответствии с законодательством о государственной поддержке инвестиционной деятельности, в том числе при реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Внебюджетное финансирование осуществляется за счет собственных средств теплоснабжающих и теплосетевых предприятий, состоящих из прибыли и амортизационных отчислений.

В соответствии с действующим законодательством и по согласованию с органами тарифного регулирования в тарифы теплоснабжающих и теплосетевых организаций может включаться инвестиционная составляющая, необходимая для реализации указанных выше мероприятий.

Собственные средства энергоснабжающих предприятий

Прибыль. Чистая прибыль предприятия – один из основных источников инвестиционных средств на предприятиях любой формы собственности.

Амортизационные фонды. Амортизационный фонд – это денежные средства, накопленные за счет амортизационных отчислений основных средств (основных фондов) и предназначенные для восстановления изношенных основных средств и приобретения новых.

Бюджетное финансирование

Федеральный бюджет. Возможность финансирования мероприятий Программы из средств Федерального бюджета рассматривается в установленном порядке на федеральном уровне при принятии соответствующих федеральных целевых программ.

Согласно опубликованному проекту, целью Программы является повышение уровня надежности поставки коммунальных ресурсов и эффективности деятельности организаций коммунального хозяйства при обеспечении доступности коммунальных услуг для населения.

В результате реализации программы по модернизации котельной и тепловых сетей потребители будут обеспечены качественными услугами теплоснабжения.

Показателями производственной эффективности в рамках разработки схемы теплоснабжения являются снижение объемов потерь тепловой энергии, экономия материальных и трудовых ресурсов, усовершенствование технологии, улучшение качества предоставляемых услуг, внедрение современных технологий.

Для уточнения капитальных затрат на строительство, реконструкцию тепловых сетей требуется выполнение дальнейших проектных и сметных работ.

Стоимость мероприятий по техническому перевооружению котельной, приобретению и установке оборудования, приобретению и установке приборов учёта выработки и отпуска тепловой энергии в сеть принята в соответствии со средней стоимостью оборудования и работ по наладке и установке в данном регионе.

4. РАСЧЕТЫ ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММ СТРОИТЕЛЬСТВА, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения должна подбираться в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. В зависимости от способа формирования источника финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала, за счет заемных средств и за счет инвестиционной надбавки к тарифу. При этом возмещение средств затраченных на реализацию проекта осуществляется за счёт экономии от энергосберегающих мероприятий (например, увеличение КПД котлоагрегатов, уменьшение тепловых потерь при реконструкции тепловых сетей, и т.д.) и надбавки к тарифу в соответствии со сценариями.

Предлагается рассмотреть 8 сценариев по финансированию мероприятий:

Полный объем финансовых затрат покрывается за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

1.20% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

2.60% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

3.100% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

4. Полный объем финансовых затрат покрывается за счет заёмного капитала.

5.20% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет заемного капитала.

6.60% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет заемного капитала.

7.100% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет заемного капитала.

На основании этих данных рассчитываются показатели эффективности инвестиционного проекта:

- Приведенный (дисконтированный) доход NPV за период;
- Индекс рентабельности инвестиций PI;
- Срок окупаемости (динамический) от начала операционной деятельности.

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих периодов в расчете использованы индексы-дефляторы, установленные в соответствии:

- с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2020 год и на плановый период 2021 и 2022 годов из письма Минэкономразвития России;
- с показателями долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2032 года в соответствии с таблицей прогнозируемых индексов цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности, установленных письмом заместителя Министра экономического развития Российской Федерации.

Период расчета для инвестиционного проекта – 14 лет (2022 – 2036 гг.). Шаг расчета – 1 год.

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в таблице.

Таблица 34 - Изменения индексов показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР

Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода														
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Инфляция (ИПЦ), средне-годовая	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	0,05	0,05	0,05	0,07	0,09	0,06	0,05	0,05	0,06	0,05	0,04	0,02	0,01	0,01	
Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году, %	0,046	0,033	0,034	0,09	0,09	0,07	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,04	0,04
Рост цен на Уголь и природный газ (оптовые цены без НДС)	0,05	0,05	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

Источники финансирования определены. В условиях недостатка собственных средств организаций коммунального комплекса на проведение работ по модернизации существующих сетей и сооружений, модернизации объектов систем теплоснабжения, затраты на реализацию мероприятий схемы предлагается финансировать за счет денежных средств потребителей.

Кроме этого, схема предусматривает повышение качества предоставления коммунальных услуг для населения и создания условий для привлечения средств из внебюджетных источников для модернизации объектов коммунальной инфраструктуры.

Объем средств будет уточняться после доведения лимитов бюджетных обязательств из бюджетов всех уровней на очередной финансовый год и плановый период.

Эффективность капиталовложений определяется наиболее экономически оправданными мероприятиями по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника, тепловых сетей, потребителей тепловой энергии.

Увеличение тарифа на тепловую энергию в первую очередь связано с увеличением стоимости энергоресурсов (увеличение тарифа соответствует данным Минэкономразвития по энергетическому сценарию развития РФ). Вводимые мероприятия по энергосбережению и ресурсосбережению не позволяют в полной мере обеспечить сдерживание роста тарифа на тепловую энергию. При этом необходимость инвестиций обусловлено необходимостью обеспечения качественного и надежного теплоснабжения. Включение в тариф

дополнительной составляющей, учитывающей прибыль организации или инвестора, вызовет дополнительный рост тарифа для конечных потребителей.

Варианты финансирования за счет собственного капитала, который не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу, может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

Реализация мероприятия окажет значительное влияние на финансовое положение предприятия и не может быть осуществлено полностью за счет собственного капитала.

Кредитное финансирование используется, как правило, в процессе реализации краткосрочных инвестиционных проектов с высокой нормой рентабельности инвестиций. Особенность заемного капитала заключается в том, что его необходимо вернуть на определенных заранее условиях, при этом кредитор не претендует на участие в доходах от реализации инвестиций.

Основным показателем, характеризующим рентабельность использования заемного капитала является эффект финансового рычага.

Эффект финансового рычага – это показатель, отражающий изменение рентабельности собственных средств, полученное благодаря использованию заемных средств.

Эффект финансового рычага проявляется в разности между стоимостью заемного и размещенного капиталов, что позволяет увеличить рентабельность собственного капитала и уменьшить финансовые риски.

Положительный эффект финансового рычага базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. Отрицательный эффект (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

По оценкам экономистов на основании изучения эмпирического материала успешных зарубежных компаний, оптимально эффект финансового рычага находится в пределах 30–50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при плече финансового рычага 0,67–0,54. В этом случае обеспечивается прирост рентабельности собственного капитала не ниже прироста доходности вложений в активы.

Финансовый рычаг характеризует возможность повышения рентабельности собственного капитала и риск потери финансовой устойчивости. Чем выше доля заемного капитала, тем выше чувствительность чистой прибыли к изменению балансовой прибыли.

Таким образом, при дополнительном заимствовании может возрасти рентабельность собственного капитала.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако нужно иметь в виду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение – минимум 125% суммы займа, гарантия (например, муниципальная) или залог оборудования.

Вариант финансирования полностью за счет заемного капитала, не предполагающий установления инвестиционной надбавки к тарифу, не может быть осуществлен, т.к. проявляется отрицательный эффект финансового рычага. Рекомендуется воспользоваться вариантами финансирования, которые предполагают установление инвестиционной надбавки к тарифу

ГЛАВА 13. ИНДИКАТОРЫ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

1. КОЛИЧЕСТВО ПРЕКРАЩЕНИЙ ПОДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В РЕЗУЛЬТАТЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ

Прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на тепловых сетях не зафиксировано.

2. КОЛИЧЕСТВО ПРЕКРАЩЕНИЙ ПОДАЧИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В РЕЗУЛЬТАТЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА ИСТОЧНИКАХ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

Прекращений подачи тепловой энергии, теплоносителя в результате технологических нарушений на источниках тепловой энергии не зафиксировано.

3. УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА НА ЕДИНИЦУ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ОТПУСКАЕМОЙ С КОЛЛЕКТОРОВ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ (ОТДЕЛЬНО ДЛЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И КОТЕЛЬНЫХ)

Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии, отпускаемой с коллекторов источников тепловой энергии равен:

Таблица 35 - Удельный расход условного топлива на единицу тепловой энергии

Наименование котельной	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Основное топливо	Годовой расход основного топлива, т.у.т.	Фактический удельный расход условного топлива, кг.у.т./ккал
Анадырская ТЭЦ	185357,00	Бурый уголь	18139,03	97,86
		Природный газ	45491,41	245,43
Газомоторная ТЭЦ		Природный газ	170282,75	918,67
2021-2025 годы				
Анадырская ТЭЦ	193179,28	Бурый уголь	18904,52	97,86
		Природный газ	47411,20	245,43

Наименование котельной	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Основное топливо	Годовой расход основного топлива, т.у.т.	Фактический удельный расход удельного топлива, кг.у.т./ккал
Газомоторная ТЭЦ		Природный газ	177468,88	918,67
2026-2029 годы				
Анадырская ТЭЦ	187864,05	Бурый уголь	18384,37	97,86
		Природный газ	46106,70	245,43
Газомоторная ТЭЦ		Природный газ	172585,92	918,67
2030-2032 годы				
Анадырская ТЭЦ	187141,61	Бурый уголь	18313,68	97,86
		Природный газ	45929,39	245,43
Газомоторная ТЭЦ		Природный газ	171922,22	918,67

4. ОТНОШЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ К МАТЕРИАЛЬНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ ТЕПЛОВОЙ СЕТИ

Таблица 36 - Отношение величины технологических потерь тепловой энергии, теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети

Наименование источника	Материальная Характеристика тепловой сети, м ²	Технологические потери тепловой энергии, Гкал/ч	Технологические потери теплоносителя, м ³	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Отношение величины технологических потерь т теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети
Анадырский ГО	2424,6	7,16	484,00	0,00295	67,62

5. КОЭФФИЦИЕНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УСТАНОВЛЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ МОЩНОСТИ

Таблица 37 - Коэффициент перспективного использования установленной тепловой мощности

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Коэффициент использования установленной тепловой мощности
Анадырская ТЭЦ	140	186040,10	0,26
Газомоторная ТЭЦ	73,44		0,50

6. УДЕЛЬНАЯ МАТЕРИАЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ, ПРИВЕДЕННАЯ К РАСЧЕТНОЙ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКЕ

Таблица 38 - Материальная характеристика тепловых сетей

Диаметр трубопровода, d_y , мм	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	Материальная Ха-рка участков
530	679	359,87
426	2669	1136,99
377	712	268,42
325	150	48,75
273	1033	282,01
219	836	183,08
159	915	145,49
114	8	0,91
89	355	31,60
325	1476	479,7
273	2594	708,162
219	8206	1797,114
159	7592	1207,128
133	464	61,712
114	9960	1135,44
89	8218	731,402
76	174	13,224
57	1844	105,108
219	284	62,196
114	690	78,66
159	1141,6	181,5144
159	3063,5	487,0965
114	1040,8	118,6512
114	1644,8	187,5072
89	3450,1	307,0589
89	1799,5	160,1555
76	2300,1	174,8076
63	5415,2	341,1576
57	10432,4	594,6468
530	567	300,51
530	567	300,51
426	345	146,97
426	345	146,97
273	518	141,414
273	518	141,414

7. МАЗЬ, ВЫРАБОТАННОЙ В КОМБИНИРОВАННОМ РЕЖИМЕ (КАК ОТНОШЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ОТПУЩЕННОЙ ИЗ ОТБОРОВ ТУРБОАГРЕГАТОВ, К ОБЩЕЙ ВЕЛИЧИНЕ ВЫРАБОТАННОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ В ГРАНИЦАХ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ)

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на территории муниципального образования городского округа Анадырь не осуществляется.

8. УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД УСЛОВНОГО ТОПЛИВА НА ОТПУСК ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на территории муниципального образования городского округа Анадырь не осуществляется.

9. КОЭФФИЦИЕНТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОТЫ ТОПЛИВА (ТОЛЬКО ДЛЯ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ В РЕЖИМЕ КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ)

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на территории муниципального образования городского округа Анадырь не осуществляется.

10. ДОЛЯ ОТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ, ОСУЩЕСТВЛЯЕМОГО ПОТРЕБИТЕЛЯМ ПО ПРИБОРАМ УЧЕТА, В ОБЩЕМ ОБЪЕМЕ ОТПУЩЕННОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

В Муниципальном образовании городской округ Анадырь есть объекты, подключенные к центральному теплоснабжению снабжены приборами учета.

Для остальных потребителей расчет за потребляемое количество теплоты осуществляется по расчетной величине.

11. СРЕДНЕВЗВЕШЕННЫЙ (ПО МАТЕРИАЛЬНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКЕ) СРОК ЭКСПЛУАТАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ (ДЛЯ КАЖДОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ)

Таблица 39 - Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей

Маргарита	Материальная Характеристика тепловой сети, м ²	Технологические потери тепловой энергии, Гкал/ч	Технологические потери теплоносителя, м ³	Отношение величины технологических потерь тепловой энергии к материальной характеристике тепловой сети	Отношение величины технологических потерь теплоносителя к материальной характеристике тепловой сети	Средневзвешенный (по материальной характеристике) срок эксплуатации тепловых сетей, лет
Анадырский ГО	2424,6	7,16	484,00	0,00295	67,62	41,0

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) (ДЛЯ КАЖДОЙ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ)

Реконструкция сетей не проводилась.

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) (ДЛЯ ПОСЕЛЕНИЯ, ГОРОДСКОГО ОКРУГА, ГОРОДА ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ)

За последний год реконструкция источников тепловой энергии не проводилась.

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

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 не зафиксировано.

ГЛАВА 14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

1. ТАРИФНО-БАЛАНСОВЫЕ РАСЧЕТНЫЕ МОДЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПО КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Тарифно-балансовые расчетные модели теплоснабжения потребителей отражены в п.4 гл. 12.

2. ТАРИФНО-БАЛАНСОВЫЕ РАСЧЕТНЫЕ МОДЕЛИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПО КАЖДОЙ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Статусом единой теплоснабжающей организации обладает АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ.

3. РЕЗУЛЬТАТЫ ОЦЕНКИ ЦЕНОВЫХ (ТАРИФНЫХ) ПОСЛЕДСТВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ОСНОВАНИИ РАЗРАБОТАННЫХ ТАРИФНО-БАЛАНСОВЫХ МОДЕЛЕЙ

Вариант финансирования полностью за счет заемного капитала, не предполагающий установления инвестиционной надбавки к тарифу, не может быть осуществлен, т.к. проявляется отрицательный эффект финансового рычага. Рекомендуется воспользоваться вариантами финансирования, которые предполагают установление инвестиционной надбавки к тарифу

ГЛАВА 15. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ

1. РЕЕСТР СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, СОДЕРЖАЩИЙ ПЕРЕЧЕНЬ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ДЕЙСТВУЮЩИХ В КАЖДОЙ СИСТЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, РАСПОЛОЖЕННЫХ В ГРАНИЦАХ ПОСЕЛЕНИЯ

Статусом единой теплоснабжающей организации обладает АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ.

2. РЕЕСТР ЕДИНЫХ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, СОДЕРЖАЩИЙ ПЕРЕЧЕНЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, ВХОДЯЩИХ В СОСТАВ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Статусом единой теплоснабжающей организации обладает АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ.

3. ОСНОВАНИЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ КРИТЕРИИ, В СООТВЕТСТВИИ С КОТОРЫМИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПРИСВОЕН СТАТУС ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Решение по установлению единой теплоснабжающей организации осуществляется на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации, а именно, Постановлением Правительства Российской Федерации от 8 августа 2012 г. N 808, далее – Постановление.

В соответствии с п. 7. Постановления критериями определения единой теплоснабжающей организации являются:

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

В настоящее время на территории муниципального образования существует одна теплоснабжающая организация: АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ. Предприятие отвечает требованиям критериев по определению единой теплоснабжающей организации.

Таким образом, на основании критериев определения единой теплоснабжающей организации, установленных в правилах организации теплоснабжения, утверждаемых Правительством Российской Федерации, предлагается определить теплоснабжающими организацию АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ.

4. ЗАЯВКИ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ПОДАННЫЕ В РАМКАХ РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ПРИ ИХ НАЛИЧИИ), НА ПРИСВОЕНИЕ СТАТУСА ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ

Статусом единой теплоснабжающей организации обладает АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ. Другие теплоснабжающие организации в муниципальном образовании отсутствуют.

5. ОПИСАНИЕ ГРАНИЦ ЗОН ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)

Система теплоснабжения АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ охватывает территорию Муниципального образования городской округ Анадырь. Теплоснабжение обеспечивается от котельных установок, которые находятся в муниципальной собственности и эксплуатируются АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ, при этом осуществляется транспортировка тепловой энергии потребителям (через тепловые сети и сооружения на них).

ГЛАВА 16. РЕЕСТР МЕРОПРИЯТИЙ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

С целью качественного и бесперебойного обеспечения потребности в теплоснабжении для потребителей, расположенных вне зон действия существующих энергоисточников, предлагается провести мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению. Проведение мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению котельных позволит существенно снизить затраты эксплуатирующей организации на топливо и текущие ремонты устаревшего оборудования.

Для обеспечения теплом существующих домов, и общественных зданий на рассматриваемую перспективу предлагается:

Реконструкция тепловых сетей;

- УТ-1П: Замена затворов Ду- 500 мм 4 шт.;
- УТ 4: Замена задвижек Ду-250 мм 4 шт.;
- УТ 4-УТ-5 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-5 Замена задвижек Ду-250 мм 2 шт.;
- УТ 5- УТ-7 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура.

В течение расчетного срока схемы теплоснабжения (2022-2030гг.) выполнить монтажные работы по установке приборов учета отпуска и потребления тепловой энергии.

Предлагаемый вариант обеспечивает наиболее оптимальное распределение тепловой энергии существующим и перспективным потребителям, а также минимально возможные финансовые вложения на модернизацию источников теплоснабжения.

2. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ, ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ И (ИЛИ) МОДЕРНИЗАЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

Согласно данным администрации на территории Муниципального образования городской округ Анадырь предусматривается:

- Строительство новых сетей теплоснабжения к существующим потребителям
- Строительство новых сетей теплоснабжения к перспективным потребителям
- Ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа

3. ПЕРЕЧЕНЬ МЕРОПРИЯТИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПЕРЕХОД ОТ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) НА ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Переход на закрытую схему ГВС не требуется.

ГЛАВА 17. ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ К ПРОЕКТУ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

1. ПЕРЕЧЕНЬ ВСЕХ ЗАМЕЧАНИЙ И ПРЕДЛОЖЕНИЙ, ПОСТУПИВШИХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ, УТВЕРЖДЕНИИ И АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения отсутствуют.

2. ОТВЕТЫ РАЗРАБОТЧИКОВ ПРОЕКТА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ НА ЗАМЕЧАНИЯ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ

Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения отсутствуют.

3. ПЕРЕЧЕНЬ УЧТЕННЫХ ЗАМЕЧАНИЙ И ПРЕДЛОЖЕНИЙ, А ТАКЖЕ РЕЕСТР ИЗМЕНЕНИЙ, ВНЕСЕННЫХ В РАЗДЕЛЫ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ГЛАВЫ ОБОСНОВЫВАЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения отсутствуют.

УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

СОДЕРЖАНИЕ

Общие сведения о муниципальном образовании «Муниципальное образование городской округ Анадырь	7
1. Показатели существующего и перспективного спроса на тепловую энергию (мощность) и теплоноситель в установленных границах территории поселения	13
1.1. Величина существующей отапливаемой площади строительных фондов и прироста отапливаемой площади строительных фондов по расчетным элементам территориального деления с разделением объектов строительства на многоквартирные дома, индивидуальные жилые дома, общественные здания и производственные здания промышленных предприятий по этапам - на каждый год первого 5-летнего периода и на последующие 5-летние периоды (далее - этапы)	13
1.2. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя с разделением по видам теплоснабжения в каждом расчетном элементе территориального деления на каждом этапе	32
1.3. Существующие и перспективные объемы потребления тепловой энергии (мощности) и теплоносителя объектами, расположенными в производственных зонах, на каждом этапе	37
2. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей	37
2.1. Описание существующих и перспективных зон действия систем теплоснабжения и источников тепловой энергии	37
2.2. Описание существующих и перспективных зон действия индивидуальных источников тепловой энергии	41
2.3. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности и тепловой нагрузки потребителей в зонах действия источников тепловой энергии, в том числе работающих на единую тепловую сеть, на каждом этапе	41
2.4. Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей в случае, если зона действия источника тепловой энергии расположена в границах двух или более поселений, городских округов либо в границах городского округа (поселения) и города федерального значения или городских округов (поселений) и города федерального значения, с указанием величины тепловой нагрузки для потребителей каждого поселения, городского округа, города федерального значения	42
2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение (технологическое присоединение) теплоснабжающих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно, и определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения	42
3. Существующие и перспективные балансы теплоносителя	44
3.1. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками потребителей	44
4. Основные положения мастер-плана развития систем теплоснабжения поселения	47
.. .. .	47
4.1. Описание сценариев развития теплоснабжения поселения	47

4.2. Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения	48
5. Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии.....	48
5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей и радиуса эффективного теплоснабжения.....	49
5.2. Предложения по реконструкции источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии.....	49
5.3. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения.....	50
5.4. Графики совместной работы источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии и котельных	50
5.5. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно.....	50
5.6. Меры по переоборудованию котельных в источники тепловой энергии, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии	51
5.7. Меры по переводу котельных, размещенных в существующих и расширяемых зонах действия источников тепловой энергии, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в пиковый режим работы, либо по выводу их из эксплуатации;.....	51
5.8. Температурный график отпуска тепловой энергии для каждого источника тепловой энергии или группы источников тепловой энергии в системе теплоснабжения, работающей на общую тепловую сеть, и оценку затрат при необходимости его изменения.. ..	51
5.9. Предложения по перспективной установленной тепловой мощности каждого источника тепловой энергии с предложениями по сроку ввода в эксплуатацию новых мощностей.....	54
5.10. Предложения по вводу новых и реконструкции существующих источников тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии, а также местных видов топлива.....	54
6. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей	54
6.1. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии (использование существующих резервов)	54

6.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, под жилищную, комплексную или производственную застройку	54
6.3. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей в целях обеспечения условий, при наличии которых существует возможность поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения.....	55
6.4. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельных в пиковый режим работы или ликвидации котельных.....	55
6.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей.....	55
7. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения.....	56
7.1. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения.....	56
7.2. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого отсутствует необходимость строительства индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов по причине отсутствия у потребителей внутридомовых систем горячего водоснабжения.....	57
8. Перспективные топливные балансы	57
8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива на каждом этапе.....	57
8.2. Потребляемые источником тепловой энергии виды топлива, включая местные виды топлива, а также используемые возобновляемые источники энергии	59
9. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.....	59
9.1. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников тепловой энергии на каждом этапе	59
9.2. Предложения по величине необходимых инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение тепловых сетей, насосных станций и тепловых пунктов на каждом этапе.....	60
9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения на каждом этапе	61
9.4. Предложения по величине необходимых инвестиций для перевода открытой системы теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытую систему горячего водоснабжения на каждом этапе	61
10. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций).....	61
10.1. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)	61

10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)..64	
10.3. основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией.....65	
10.4. Информация о поданных теплоснабжающими организациями заявках на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации.....65	
10.5. реестр систем теплоснабжения, содержащий перечень теплоснабжающих организаций, действующих в каждой системе теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа, города федерального значения.....65	
11. Решения о распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии....	65
12. Решения по бесхозяйным тепловым сетям.....66	
13. Синхронизация схемы теплоснабжения со схемой газоснабжения и газификации субъекта Российской Федерации и (или) поселения, схемой и программой развития электроэнергетики, а также со схемой водоснабжения и водоотведения поселения.....	66
13.1. Описание решений (на основе утвержденной региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций) о развитии соответствующей системы газоснабжения в части обеспечения топливом источников тепловой энергии	66
13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии	66
13.3. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) региональной (межрегиональной) программы газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций для обеспечения согласованности такой программы с указанными в схеме теплоснабжения решениями о развитии источников тепловой энергии и систем теплоснабжения	66
13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения.....	67
13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии .	67
13.6. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы водоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, утвержденной единой схемы водоснабжения и водоотведения) о развитии соответствующей системы водоснабжения в части, относящейся к системам теплоснабжения.....	68
13.7. Предложения по корректировке утвержденной (разработке) схемы водоснабжения поселения, городского округа, города федерального значения, единой схемы	

водоснабжения и водоотведения для обеспечения согласованности такой схемы и
указанных в схеме теплоснабжения решений о развитии источников тепловой энергии и
систем теплоснабжения68
14. Ценовые (тарифные) последствия.....68

ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МУНИЦИПАЛЬНОМ ОБРАЗОВАНИИ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ АНАДЫРЬ

Анадырь - административный центр и столица Чукотского автономного округа (пост Ново-Мариинск) создан как административный центр Анадырской округи в 1889 году. В 1932 году Анадырь становится центром Чукотского национального округа. С 1980 года Анадырь - административный центр Чукотского автономного округа. С 1992 года Анадырь - административный центр и столица субъекта Российской Федерации - Чукотского автономного округа.

В Анадыре находятся органы представительной и исполнительной ветвей власти Чукотского автономного округа - Дума Чукотского автономного округа и Правительство Чукотского автономного округа, аппарат федерального инспектора полномочного представителя Президента Российской Федерации в Дальневосточном федеральном округе, ведомства, предприятия и организации окружного и федерального подчинений.

В 2001 году Анадырь наделен статусом муниципального образования, город не имеет административно - территориального деления на районы, включает в свой состав пригородное село Тавайваам, обладающее статусом национального села.

Согласно Закону " О муниципальных образованиях Чукотского автономного округа", территория муниципального образования г. Анадырь установлена в действующих административно- территориальных границах города окружного подчинения Анадыря и села Тавайваам и составляет порядка 5300 га. 29 ноября 2004 года муниципальное образование город Анадырь наделено статусом городского округа.

Анадырь граничит с Анадырским районом. С ближайшими поселками, расположенными на противоположном от города левом берегу лимана, Угольными копиями (административный центр Анадырского района) и Аэропортом, где проживают работники предприятия «Чукотавиа», в летнее время связь осуществляется по воде Анадырского лимана. Морские перевозки пассажиров выполняются на катере ОАО «Анадырьморпорт». От морского пассажирского причала доехать до Угольных копей и Аэропорта можно по федеральной дороге автомобильным транспортом. В зимнее время из Анадыря до аэропорта можно доехать по ледовой трассе, проложенной по льду Анадырского лимана. В межсезонье город и аэропорт сообщаются только с помощью винтокрылых машин (вертолетные перевозки по маршруту «Аэропорт-Анадырь» и

«Анадырь-Аэропорт» выполняются предприятием «Чукотавиа»). Связь с некоторыми национальными селами соседнего Анадырского района в летнее время осуществляется речным транспортом, в зимнее время – вездеходной техникой по «зимникам».

Город расположен в самом отдаленном административном округе Дальневосточного федерального округа России.

МО г.о. Анадырь – политический, административно-управленческий, культурный и образовательный центр ЧАО, базовый центр материально-технического снабжения Анадырского района, опорный пункт освоения его ресурсной базы.

Улицы застроены 5-этажными блочными и панельными домами и хрущёвками. Большинство зданий построено на сваях.

Город размещается в устье р. Казачки на берегу Анадырского лимана. Имеет морской порт, аэропорт федерального значения.

Анадырь – один из главных транспортных узлов Чукотки, морскими и воздушными путями город связан с центральными регионами России и Дальнего Востока.

Город с подведомственной территорией расположен несколько южнее Северного Полярного круга в зоне вечной мерзлоты юго-восточной части Чукотского полуострова на берегу Анадырского залива Берингова моря (высота над уровнем моря 108 метров).

Краткая географическая характеристика

Анадырь расположен на правом берегу близ устья реки Казачка, впадающей в Анадырский залив Берингова моря, в зоне вечной мерзлоты. Расстояние от столицы Чукотки до Москвы по дуге выше Полярного круга примерно 6400 км.

Географическое и графическое положение муниципального образования показано на рисунках.



Рисунок 1 - Географическое положение муниципального образования г.о. Анадырь.

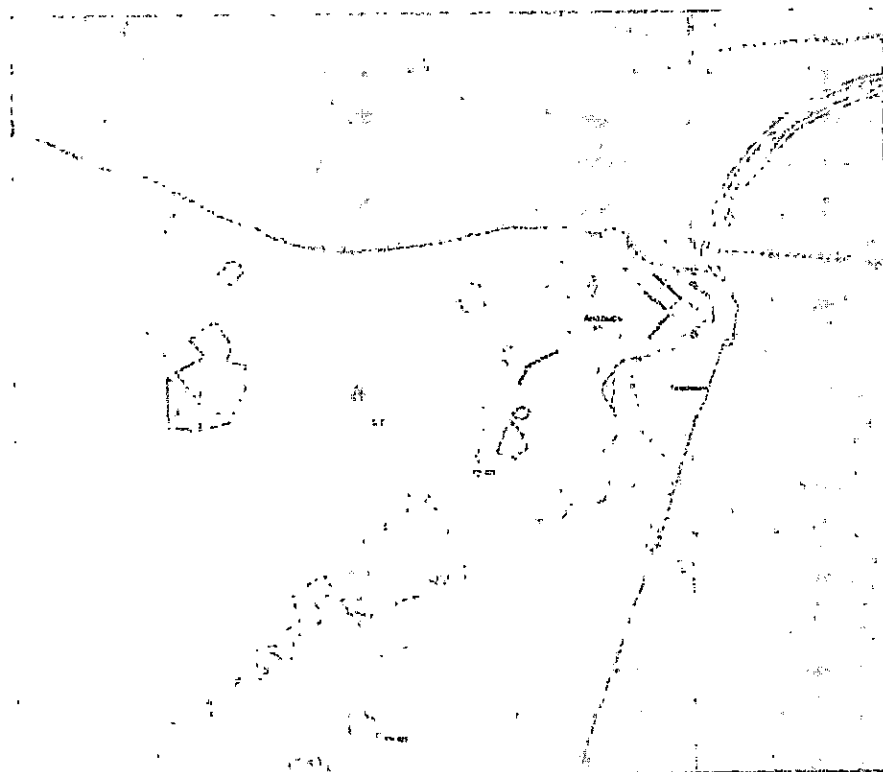


Рисунок 2 - Графическое положение муниципального образования г.о. Анадырь.

Город Анадырь расположен на южном берегу наиболее узкой части, Анадырского лимана, в устьевой части одноименной реки. Местность – крупнохолмистая, открытая тундровая равнина абс. высотой от 1,5 – 10,0 до 110 м с общим уклоном на восток – в сторону долины р. Казачка (где сосредоточены минимальные высотные отметки) и менее

выраженным уклоном на север в сторону южного берега лимана. К лиману равнина обрывается скалистыми уступами высотой от 10-15 м до 30-40 м. Естественный рельеф местности в значительной степени изменен планировочными работами, и большая часть площади города держится в пределах 20-70 м. абс. высоты. Лишь отдельные небольшие участки в западной и юго-западной части территории сохранили естественную поверхность.

Гидрографическая сеть г. Анадырь представлена Анадырским лиманом, омывающим территорию города с севера на восток р. Казачкой, протекающей по восточной окраине города и многочисленными ручьями, впадающими в р. Казачку и лиман.

Основные климатические данные.

Продолжительность зимнего сезона в городе Анадыре составляет 7 месяцев (с октября по апрель). Зимой часто наблюдаются сильные ветры, с продолжительными и интенсивными метелями. Средняя месячная скорость ветра в зимний период составляет 8-10 м/с, а число дней с метелью достигает 60-80. Зимой часто бывают оттепели, температура воздуха может достигать пяти градусов тепла. Велико количество пасмурных дней.

Весна длится всего один месяц – май. Активное снеготаяние происходит во второй половине мая.

Лето – с июня по вторую декаду августа. Обычно оно холодное и сырое. Довольно часто в летний период наблюдаются туманы. В среднем в Анадыре бывает 27 пасмурных дней.

Осень продолжается с третьей декады августа до конца сентября. Характеризуется пасмурной, холодной и сырой погодой, осадками смешанного типа, несильными ветрами. Снежный покров появляется во второй декаде сентября.

Средняя годовая температура воздуха составляет -8 - -9 °С.

Самым холодным является январь, самым теплым июль.

Средняя температура января -22 - -23 °С, а июля +12-+13 °С.

Абсолютный минимум температуры воздуха составил -47°С, абсолютный максимум - +28 °С.

Переход среднесуточной температуры через ноль весной обычно наблюдается в двадцатых числах мая, осенью – конце сентября, но ночные заморозки возможны уже в августе.

Город Анадырь находится под совместным влиянием морского и континентального климатов с суровым и продолжительным периодом низких температур (среднегодовая температура – минус 7,7оС), с частыми ветрами, туманами, гололедом.

Климат характеризуется морозной снежной зимой и холодным летом. Продолжительность неблагоприятного периода 8,5 месяцев, с 20 сентября по 5 июня.

Зима длится 7,5 месяцев. Снежный покров лежит 7-8 месяцев и устанавливается в третьей декаде октября. Высота снежного покрова в среднем 40-60 см, распределен очень неравномерно – ветрами снег перемещается с открытых мест в понижения рельефа.

Средняя дата образования устойчивого снежного покрова – 19.X.

Средняя дата разрушения устойчивого снежного покрова – 31.Y.

Среднемесячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца 81 %.

Количество осадков за ноябрь – март 140 мм, за апрель – октябрь 191 мм.

Суточный максимум осадков 45 мм.

В процентном отношении за год твердые осадки составляют 46%, жидкие – 47%, смешанные – 7 %.

Число ясных и пасмурных дней в году по общей облачности составляет соответственно 56 и 158.

Среднее число дней с туманом – 28 дней в году.

Среднее число дней с метелью – 64 дня в году.

Средняя продолжительность метелей за год – 674 часа.

Средняя продолжительность безморозного периода – 82 дня.

Расчетная температура самой холодной пятидневки – 40°С.

Абсолютная минимальная температура воздуха – 45 °С.

Среднемесячная, максимальная и минимальная температуры поверхности почвы в году, соответственно: –7; 0; –12.

Нередкие циклоны сопровождаются метелями и повышением температуры до оттепелей.

Преобладающее направление за декабрь-февраль – СЗ, за июнь-август – ЮВ.

Среднегодовая скорость ветра – 6,6 м / сек.

Среднее число дней с сильным ветром в году – 69.

Максимальная из средних скоростей ветра за январь – 11,4 м / сек.

Минимальная из средних скоростей ветра за июль – 5,7.

Наибольшие скорости ветра: за год – 45 м / сек, за 5 лет – 54 м / сек, за 20 лет – 62 м / сек.

По климатическому районированию для строительства город Анадырь относится к классу – 1Г, зона влажности – 1 (влажная).

Город расположен в зоне сплошного распространения многолетнемерзлых пород мощностью 100-150м.

1. ПОКАЗАТЕЛИ СУЩЕСТВУЮЩЕГО И ПЕРСПЕКТИВНОГО СПРОСА НА ТЕПЛОВУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ) И ТЕПЛОНОСИТЕЛЬ В УСТАНОВЛЕННЫХ ГРАНИЦАХ ТЕРРИТОРИИ ПОСЕЛЕНИЯ

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

В соответствии с п. 2 ч. 1 ПП РФ от 03.04.2018 №405 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»:

«...ж) "элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, установленная по границам административно-территориальных единиц;

з) "расчетный элемент территориального деления" - территория поселения, городского округа или её часть, принятая для целей разработки схемы теплоснабжения в неизменяемых границах на весь срок действия схемы теплоснабжения...».

Для достижения нормативных показателей обеспеченности жилищным фондом и приведение самих условий проживания населения к необходимому уровню, требуется постановка соответствующей цели для решения проблем жилищной сферы как одной из приоритетных в деятельности органов местного самоуправления.

К услугам ЖКХ предоставляемым в поселении относится водоснабжение, водоотведение населения и вывоз мусора. Теплоснабжение осуществляется АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» прогнозируемые приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы

по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии.

Основным документом территориального планирования и градостроительного развития территории муниципального образования городского округа Анадырь является генеральный план.

В настоящий момент действующим является генеральный план совмещенный с проектом планировки Муниципального образования город Анадырь, ОАО «Сиб3-НИИЭП», г. Новосибирск (№ 102-07-2003-ГП-АНА-СУБ от 24 июля 2003г.).

Генеральным планом предусматривается строительство жилых домов как на территориях со сложившейся застройкой за счет сноса ветхого жилищного фонда, так и на свободных от застройки территориях.

Генеральный план поселения устанавливает:

- функциональное зонирование территории поселения;
- характер развития поселения с определением подсистем социально-культурных и общественно-деловых центров;
- направления развития различных типов жилищного строительства за счет сноса ветхого и аварийного жилья, а также путем освоения незастроенных территорий, обладающих высокой градостроительной ценностью;
- характер развития сети транспортных и инженерных узлов и коммуникаций, социальной и производственной инфраструктур;
- характер развития средозащитной и рекреационной инфраструктуры.

Генеральный план от 2004 года разработан на расчетный срок генплана – 10-15 лет. Этапы реализации генерального плана, их сроки определяются органами местного самоуправления поселения исходя из складывающейся социально-экономической обстановки в поселении, районе и округе, финансовых возможностей местного бюджета, сроков и этапов реализации соответствующих федеральных и окружных целевых программ в части, затрагивающей территорию поселения, приоритетных национальных проектов.

Численность населения

Показатели демографического развития являются ключевым при оценке перспективного спроса на все коммунальные ресурсы, поэтому надежность таких оценок повыша-

ет достоверность проведенных расчетов и качество программы комплексного развития в целом.

Численность постоянного населения муниципального образования городской округ Анадырь по данным Федеральной службы государственной статистики., в 2017 г. = 16 024 чел; 2018г. = 16 215 чел; в 2019 г. = 16319 чел. Актуализированный прогноз по фактическим данным АО «Градиент» прогноз по фактическим данным: в 2022 г. = 16748 чел.; в 2030 г. = 17 299 человек.

Согласно расчетам численность постоянного населения будет продолжать расти среднегодовыми темпами 1,01% и достигнет 17299 человек на конец 2030 г. Соотношение мужчин и женщин не претерпит серьезных изменений, а доля трудоспособного населения будет постепенно уменьшаться на фоне незначительного роста долей населения младше и старше трудоспособного возраста, что является следствием более высокой доли населения старше трудоспособного возраста в структуре прибывающих.

В соответствии с предоставленными исходными материалами прогноз прироста объемов потребления тепловой энергии не планируется в зонах действия индивидуального теплоснабжения, а также не планируется присоединение индивидуального теплоснабжения к системе централизованного теплоснабжения.

В соответствии с предоставленными исходными материалами прирост объемов потребления тепловой энергии не планируется объектами, расположенными в производственных зонах, а также перепрофилирование производственной зоны в жилую застройку.

На ближайшую перспективу предусматривается подключение новых объектов к централизованным системам теплоснабжения муниципального образования городского округа Анадырь.

В ходе реализации схемы теплоснабжения неизбежна её корректировка с учетом фактических вводимых в эксплуатацию площадей строительных фондов и реализуемых программ по строительству бюджетного жилья.

Обеспечение качественным жильем населения поселения является одной из важнейших социальных задач, стоящих перед муниципалитетом. Муниципальная жилищная политика – совокупность систематически принимаемых решений и мероприятий с целью удовлетворения потребностей населения в жилье.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 22.02.2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» прогнозируемые

приросты на каждом этапе площади строительных фондов должны быть сгруппированы по расчетным элементам территориального деления и по зонам действия источников тепловой энергии.

Основным документом территориального планирования и градостроительного развития территории муниципального образования городского округа Анадырь является генеральный план.

Прогноз ввода жилищного фонда по площадкам комплексного освоения в целях многоэтажного жилого и общественного строительства до 2030 г. принят по данным отдела строительства и городского хозяйства Управления промышленности и сельскохозяйственной политики Администрации городского округа Анадырь.

Жилищный фонд

В соответствии данными Федеральной службы государственной статистики, базы данных муниципалитетов, общая площадь жилищного фонда в 2015 г. = 273,4 тыс. м², в 2018 г. = 282,9 тыс. м², в 2019 г. = 282,9 тыс. м².

Обеспеченность жильем в 2018 г. = 17,6 м², в 2019 г. = 17,3 м² на 1 постоянного жителя (против 13,3 м² в 1984 г.).

Ориентировочно основная часть жилищного фонда (84%) размещается в 5-тиэтажной капитальной застройке, 12% - в 4-хэтажной, 4% - в 3-хэтажной, 1% - в 1-2-хэтажных жилых домах.

По данным и материалам, предоставленным Заказчиком перспективное и произведенное существующее строительство:

-2 жилых многоквартирных дома по 40 квартир – ввод в 2022 г.

-жилой дом по Отке, 8 – ввод в 2021 г.

Общий площадь вводимых в 2021 и 2022 годах жилых помещений 6,3 тыс. м²

Итого 289,2 тыс. м².

Существенной проблемой является техническое состояние жилых зданий, которое обусловлено наличием:

-некапитального деревянного малоэтажного фонда (1946-1970 годов постройки)

- 15 тыс. м² общей площади (6% от общего объема);

- ветхого и аварийного капитального многоэтажного фонда, домов первых серий постройки - около 20 тыс. м² (8% от общего объёма);
- жилых домов, расположенных в зоне воздействия экзогенных процессов (деформированные и с нарушениями, приводящими к развитию деформации) - около 30 тыс. м² (11% от общего объёма).

Таким образом, всего по причине неудовлетворительного технического состояния (физическая и моральная амортизация, деформация зданий) постепенной замене и убыли подлежит ¼ часть (24%) существующего жилищного фонда.

В удовлетворительном состоянии находится порядка 200 тыс. м² общей площади. Средняя обеспеченность качественным жильём составляет 17-18 м² на 1 постоянного жителя.

Данные по техническому состоянию жилищного фонда (ввиду отсутствия сведений на более поздний срок) приводятся по отчёту 2002 года и могут быть уточнены в сторону уменьшения, поскольку с 2001 года наблюдается оживление строительства нового жилья и снос малоценных зданий.

Таблица 1 - Актуальные планы по перспективному строительству и сносу зданий в городском округе Анадырь до 2030 г.

№	Объект	Тип объекта	Адрес	Площадь помещения, м ²	Срок ввода/вывода в/из эксплуатацию	Источник
СНОС						
1	Жилой дом	Жилые помещения	ул. Колхозная, д. 23	424,8	2025	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
2	Жилой дом со встроенными нежилыми помещениями	Жилые помещения	ул. Ленина, д. 28	125,6	2022	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
		Прочие организации		237		
3	Жилой дом	Жилые помещения	ул. Ленина, д. 30	396,7	2022	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
4	Жилой дом со встроенными нежилыми помещениями	Жилые помещения	ул. Ленина, д. 42	182,9	2023	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
		Прочие организации		115,7		
5	Жилой дом со встроенными нежилыми помещениями	Жилые помещения	ул. Отке, д. 10	388,8	2023	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
		Прочие организации		83,8		

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО СХЕМЕ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ АНАДЫРЬ ЧУКОТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД 2021-2032 ГГ.
УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

№	Объект	Тип объекта	Адрес	Площадь помещения, м ²	Срок ввода/вывода в/из эксплуатацию	Источник
6	Жилой дом	Жилые помещения	ул. Отке, д. 12	374,3	2023	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
		Прочие организации		114,1		
7	Жилой дом	Жилые помещения	ул. Партизанская, д.7	982,6	2026	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
8	Жилой дом	Жилые помещения	ул. Чукотская, д. 13	337,2	2024	Информация от Заказчика; технический паспорт строения
ПЕРСПЕКТИВНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО						
1	Жилой дом со встроенными торгово-офисными помещениями	Жилой дом	ул. Отке д. 8	1 230	2022	Проектная документация 02-2019-ПЗ, срок ввода в эксплуатацию - оценка Заказчика
		Прочие организации		449	2022	
2	2 многоквартирных дома	Жилой дом	ул. Мандрикова, д. 20	5 028	2022	Проектная документация 01-2019-ПЗ, срок ввода в эксплуатацию - оценка Заказчика
3	Физкультурно-оздоровительный комплекс	Бюджетное учреждение		7 480	2025	Эскизное предложение (Омская проектная компания); срок ввода в эксплуатацию - оценка Заказчика
4	Школа в г. Анадырь	Бюджетное учреждение	ул. Чукотская, д. 1	7 634	2024	Позатажный план (чертежи); срок ввода в эксплуатацию - оценка Заказчика; потребность в воде - оценка АО «Градиент»
5	Детский сад в г. Анадырь	Бюджетное учреждение	ул. Мира, д. 15	1 735	2023	Позатажный план (чертежи); срок ввода в эксплуатацию - оценка Заказчика; потребность в воде - оценка АО «Градиент»
6	Психоневрологический корпус окружной больницы в г. Анадырь	Бюджетное учреждение		2180	2025	Информация от Департамента промышленной политики Чукотского автономного округа от 13.08.2020
7	Окружная ветеринарная лаборатория в г. Анадырь	Бюджетное учреждение	ул. Отке, д. 63	1 500	2023	Информация от Департамента промышленной политики Чукотского автономного округа от 13.08.2020
8	4-х этажный 24-х квартирный жилой дом	Жилой дом	ул. Дежнёва, 5	1 800	2024	Прогноз социально-экономического развития г. Анадырь до 2022 г.
9	7-ми этажный 32-х квартир-	Жилой дом	ул. Горького	2 500	2024	Прогноз социально-экономического развития г.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО СХЕМЕ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ АНАДЫРЬ ЧУКОТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД 2021-2032 ГГ.
УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

№	Объект	Тип объекта	Адрес	Площадь помещения, м ²	Срок ввода/вывода в/из эксплуатацию	Источник
	ный жилой дом					Анадырь до 2022 г.
10	Административно жилое здание	Жилой дом	ул. Южная, д.1	508	2020	Схема теплоснабжения г. Анадырь до 2030 г.
		Прочие организации		52	2020	Схема теплоснабжения г. Анадырь до 2030 г.
ИНДИВИДУАЛЬНОЕ ЖИЛИЩНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО						
11	Индивидуальное жилищное строительство	Жилой дом	Участки под ИЖС	300	2022	Информация предоставлена Заказчиком
		Жилой дом		400	2022	
		Жилой дом		400	2023	
		Жилой дом		600	2024	
		Жилой дом		600	2025	
		Жилой дом		600	2026	
		Жилой дом		600	2027	
		Жилой дом		600	2028	
		Жилой дом		600	2029	
		Жилой дом		600	2030	

Бюджетные учреждения

По данным опросного листа потребления т/э по объектам МП «ГКХ», на первое полугодие 2020 г. площадь отапливаемых зданий бюджетных учреждений составила 173,7 тыс. м².

По данным и материалами материалам предоставленными Заказчиком перспективное строительство:

- физкультурно-оздоровительный комплекс: площадь – 7,5 тыс. м²; ввод – 2025 г.;
- школа: площадь – 7,6 тыс. м²; ввод – 2024 г.;
- детский сад: площадь – 1,7 тыс. м²; ввод – 2025 г.

Итого: 190,06 тыс. м²

Прочие организации

По данным опросного листа потребления т/э по объектам МП «ГКХ», на первое полугодие 2020 г. площадь отапливаемых зданий прочих организаций составила 99,8 тыс. м²

По данным и материалами материалам предоставленными Заказчиком произведено строи-

тельство:

- торгово-офисные помещения на Отке 8: площадь – 0,5 тыс. м²; ввод – 2021 г..

1.2.Методология прогноза спроса на коммунальные ресурсы в городском округе Анадырь до 2045 г.

Для построения обоснованного прогноза спроса на коммунальные ресурсы в соответствии с рекомендациями по корректировке предпосылок будет использована следующая, согласованная с Заказчиком, методология прогноза до 2030 г. При этом на период на 2031-2045 гг. берутся показатели на уровне 2030 г.

- Оснащение приборами учета по сторонним потребителям и реальный эффект невозможно объективно спрогнозировать, так как некоторым потребителям выгоднее платить по нормативам, поэтому предлагается в прогнозе принимать неизменным на уровне 2020 г.
- Потребление тепловой энергии населением привязано к объемам жилищного строительства, бюджетными организациями - строительству общественных зданий, прочих организаций - к индексу промышленного производства предлагается прогнозировать спрос на тепловую энергию по каждой категории потребителей через планы по перспективному строительству (Таблица 1);
- Необходимо учесть текущие планы по сносу зданий (Таблица 1);
- По новым зданиям принимается снижение удельного показателя потребления на 40% аналогично методологии, используемой в утвержденных НПА
- Автономный технический прогресс **принимается в прогноз** для прочих организаций в виде ежегодного **коэффициента 0,02** аналогично методологии, используемой в утвержденных НПА
- Учитывать ежегодное утепление 0,5% зданий жилого фонда со снижением удельного потребления тепла на 40%
- Использовать прогноз численности населения, утвержденный Программой комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры г. Анадырь;
- Использовать прогноз объемов площади жилого фонда, бюджетных учреждений и прочих организаций в соответствии планами по перспективному строитель-

ству, индивидуальному жилищному строительству и сносу аварийных зданий (Таблица 1);

- Принять количество бюджетных и прочих учреждений, потребляющих тепловую энергию в 2019 г. (согласно данным, предоставленным МП «ГКХ») как базовое, а также учитывать информацию об объектах перспективного строительства (Таблица 1);

Прогнозные значения на основании анализа нормативно-правовых актов, строительной документации и прочей информации от Заказчика были определены актуальные планы по перспективному строительству и сносу зданий и сооружений в городском округе Анадырь.

Для уточнения потенциальной величины оптимизации потребления проведен дополнительный анализ сложившейся ситуации в системе, в том числе на уровне потребителей.

Последующий анализ причин сложившегося уровня фактических потерь при передаче, удельных показателей потребления по категориям потребителей сформирован план мероприятий в программе повышения энергоэффективности и энергосбережения и программе развития коммунальной инфраструктуры муниципального образования.

- Для населения: перспективные объемы потребления т/э считаются по прогнозируемым объемам жилого фонда через удельный показатель ($\text{Гкал}/\text{м}^2$), скорректированный на 40% для новых зданий и сооружений, а также 0,5% площади жилых зданий, ежегодно утепляемой в рамках программы по капитальному ремонту;
- Для бюджетных учреждений: перспективные объемы потребления т/э считаются по прогнозируемым объемам площади бюджетных учреждений через удельный показатель ($\text{Гкал}/\text{м}^2$), скорректированный на 40% для новых зданий и сооружений (Таблица 1);
- Для прочих организаций: перспективные объемы потребления т/э считаются по прогнозируемым объемам площади прочих организаций через удельный показатель ($\text{Гкал}/\text{м}^2$), скорректированный на 40% для новых зданий и сооружений. Также применяется коэффициент 0,02, отражающий автономный технический прогресс;

В соответствии с методологией прогноза спроса на коммунальные ресурсы были определены удельные показатели, используемые для оценки перспективных объемов потребления тепловой энергии в разрезе категорий потребителей, результаты представлены в таблице ниже.

Таблица 2 - Изменение удельного потребления тепловой энергии за 2017-2019 гг. в разрезе категорий потребителей

Потребители	Ед. изм.	2017	2018	2019	Для прогноза	Комментарий
Жилой фонд	Гкал/м ² /год	0,27	0,28	0,28	0,28	Среднее за 2017-2019 гг.
Бюджетные учреждения	Гкал/м ² /год	0,25	0,26	0,28	0,26	Среднее за 2017-2019 гг.
Прочие организации	Гкал/м ² /год	0,22	0,20	0,20	0,21	Среднее за 2017-2019 гг.

Далее с помощью удельных показателей потребления, в соответствии с методологией прогноза спроса, были рассчитаны перспективные объемы потребления тепловой энергии в городском округе Анадырь в разрезе категорий потребителей до 2045 г.

Таблица 3 Прогноз объемов потребления тепловой энергии в городском округе Анадырь в разрезе категорий потребителей до 2045 г., тыс. Гкал

Год/показатель	Потребление теплоэнергии:	Населением	Бюджетными учрежд-ми	Прочими организациями
2015	173,3	95,1	57,3	20,9
2016	168,2	95,1	51,2	21,8
2018	143,9	78,4	47,8	17,7
2019	147,9	79,5	48,6	19,8
2020	144,1	78,3	45,7	20,1
2021	147,1	79,4	48,6	19,1
2022	147,5	80,2	48,6	18,6
2023	147,6	80,4	48,9	18,3
2024	148,6	80,5	50,2	17,9
2025	149,6	80,4	51,7	17,5
2026	149,1	80,2	51,7	17,2
2027	149,5	79,9	52,8	16,8
2028	149,1	79,8	52,8	16,5
2029	148,7	79,7	52,8	16,2
2030	148,3	79,7	52,8	15,9
2031	148,3	79,7	52,8	15,9
2032	148,3	79,7	52,8	15,9
2033	148,3	79,7	52,8	15,9
2034	148,3	79,7	52,8	15,9
2035	148,3	79,7	52,8	15,9
2036	148,3	79,7	52,8	15,9
2037	148,3	79,7	52,8	15,9

Год/показатель	Потребление теплоэнергии:	Населением	Бюджетными учрежд-ми	Прочими организациями
2038	148,3	79,7	52,8	15,9
2039	148,3	79,7	52,8	15,9
2040	148,3	79,7	52,8	15,9
2041	148,3	79,7	52,8	15,9
2042	148,3	79,7	52,8	15,9
2043	148,3	79,7	52,8	15,9
2044	148,3	79,7	52,8	15,9
2045	148,3	79,7	52,8	15,9

Фактические значения потребления тепловой энергии, за 2016 год из источника:
«Схема теплоснабжения муниципального образования городского округа Анадырь на пе-
риод до 2030 г (актуализация на 2020 г.)»:

Потребители тепловой энергии = 236,5234 тыс. Гкал/год;

В том числе: Население = 95,09 тыс. Гкал/год;

Бюджетные организации = 51,2447 тыс. Гкал/год;

Прочие потребители = 90,189 тыс. Гкал/год;

Потери = 1,533 тыс. Гкал/год.

И источника «прогноз объемов потребления тепловой энергии в городском округе
Анадырь» (Таблица 3):

Потребление теплоэнергии: 168,2 тыс. Гкал/год

В том числе:

Населением = 95,1 тыс. Гкал/год

Бюджетными учреждениями = 51,2 тыс. Гкал/год

Прочими организациями = 21,8 тыс. Гкал/год

Данные отличаются от на 15%.

1.3. Описание фактического потребления коммунальных ресурсов, а также технического состояния зданий и коммунальной инфраструктуры бюджетных учреждений с указанием основной проблематики и возможных путей повышения энергоэффективности

Общие сведения о потреблении в базовом году бюджетными учреждениями тепло-
вой энергии представлены в таблице ниже. Собственником муниципального имущества
является городской округ Анадырь.

Таблица 4 - Потребление тепловой энергии, а также потенциал внедрения мероприятий

№ п/п	Энергетический ресурс	Общее потребление ресурсов в 2019 году	Потребление в 2019 году в отношении зданий/помещений, к которым применимы мероприятия по энергосбережению	Доля потребления ресурсов зданий/помещений, к которым целесообразно применить мероприятия по энергосбережению	Количество зданий/помещений, к которым применимы мероприятия по энергосбережению
1	Тепловая энергия, Гкал	48 640	46 549	95,7 %	150

Состояние рассматриваемых зданий удовлетворительное, значимых дефектов не выявлено. Возможные дефекты и нарушения, возникающие в процессе эксплуатации, выявляются и устраняются при внедрении соответствующих мероприятий.

Ключевой проблемой инженерных систем зданий (системы отопления: трубопроводы, отопительные приборы, системы водоснабжения, зачастую водоотведения) является отсутствие/недостаточность промывки. В связи с имеющимися отложениями на внутренних поверхностях трубопроводов и отопительных приборов нарушена гидравлика систем эффективность теплоотдачи.

Как видно из таблицы выше, для бюджетных учреждений существует значительный потенциал повышения энергоэффективности.

Отсутствие приборов учета при внедрении энергосберегающих мероприятий приводит к отсутствию учтенной и численно подтвержденной экономии, поэтому при внедрении энергосберегающих мероприятий обязательна установка приборов учета. Стоит отметить, что непосредственно установка приборов экономии не несет, однако приборы учета дают необходимую основу для проведения дальнейшей работы по повышению энергетической эффективности.

Из зданий/помещений, рассматриваемых к применению энергосберегающих мероприятий, на 51 потребителе (здание/помещение/отдельные помещения в здании) не установлены приборы учета тепловой энергии. Ситуация с приборами учета холодной воды следующая – необходимо установить приборы учета у 16-ти потребителей, располагающихся по 10-ти адресам. Приборы учета потребляемой горячей воды необходимо установить для 4-х потребителей, расположенных на 3-х адресах. Это говорит о необходимых дополнительных затратах для этих потребителей.

Снижение объема сточных вод, сбрасываемых в систему водоотведения, является результатом экономии холодной и горячей воды, поэтому мероприятия по снижению сброса сточных вод отдельно не рассматриваются. В расчетах мероприятий по сбережению холодной и горячей воды стоимость водоотведения (по утвержденному тарифу МП ГКХ) включена в стоимость сэкономленной соответственно холодной и горячей воды.

Ключевыми проблемами в управлении энергосбережением в бюджетной сфере являются игнорирование темы энергосбережения в стратегических документах на уровне предприятий и органов местного самоуправления, а также отсутствие рабочей системы мониторинга и анализа состояния дел с объемом энергопотребления бюджетных потребителей.

1.3.1. Отсутствие в стратегических документах приоритетов энергосбережения

Лицом, ответственным за эксплуатацию здания, сооружения, является собственник здания, сооружения или лицо, которое владеет зданием, сооружением на ином законном основании (на праве аренды, хозяйственного ведения, оперативного управления и другое) в случае, если соответствующим договором, решением органа государственной власти или органа местного самоуправления установлена ответственность такого лица за эксплуатацию здания, сооружения, либо привлекаемое собственником или таким лицом в целях обеспечения безопасной эксплуатации здания, сооружения на основании договора физическое или юридическое лицо.

Управление и обеспечение безопасной эксплуатации зданий, помещений муниципального имущества городского округа Анадырь, передано управляющим компаниям. Переданные в управления здания, помещения остаются в рамках текущего ремонта, Программы ремонтов, производственной Программы, Программы подготовки к отопительному сезону. Все эти Программы в основном сфокусированы на поддержании технологического оборудования, ограждающих конструкций зданий в исправном состоянии, в состоянии в котором оборудование было принято для эксплуатации. Перечисленные программы не реализуют мероприятия энергосбережения и повышения энергетической эффективности зданий.

Примером отсутствия планомерной работы в области энергоэффективности зданий являются:

- программы управляющих компаний, которые сфокусированы на поддержании технологического оборудования, ограждающих конструкций зданий в исправном состоянии;
- подпрограмма «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности в г. о. Анадырь» муниципальной Программы «Развитие территории городского округа Анадырь на 2019 - 2023 годы». В данной Программе рассматриваются мероприятия по сокращению потерь при транспортировке электрической энергии. Мероприятия по системам теплоснабжения, водоснабжения и водоотведения в Программе не учтены.

1.3.2. Отсутствие системы мониторинга и анализа уровня энергопотребления

В соответствии с федеральным законодательством, основными индикаторами контроля производства работ по энергосбережению и повышению энергетической эффективности зданий, помещений муниципального имущества являются:

Анализ динамики балансовых показателей потребления топливно-энергетических ресурсов и воды в отчетных периодах;

Анализ динамики удельных показателей потребления топливно-энергетических ресурсов и воды в отчетных периодах.

По данным индикаторам в бюджетной сфере г. Анадыря наблюдается ежегодный рост потребления ТЭР бюджетными потребителями на основании анализа динамики фактического баланса потребления тепла, ГВС и ХВС бюджетными организациями, представленного в п.3.2, Главы 2.

Ежегодный (поквартальный, месячный) рост потребления ТЭР бюджетными потребителями возможно сократить и нивелировать за счет реализации и внедрения мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности зданий.

1.4. Перечень предложений по проведению мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности бюджетных учреждений

1.4.1. Перечень мероприятий по экономии тепловой энергии.

В связи с тем, что часть учреждений находится во встроенных помещениях многоквартирных домов без отдельного теплового ввода, мероприятия по экономии тепловой энергии в учреждениях отразятся в теплоснабжении всего здания и минимально – на этих учреждениях; в таких случаях затраты по объемам не сопоставимы с величиной экономии ресурса, а срок окупаемости мероприятий значителен, поэтому для этих помещений применение энергосберегающих мероприятий не рассматривается. Таким образом, в качестве потенциально применимых для энергосбережения рассматриваются мероприятия, направленные на потребление ресурсов в отдельно стоящих зданиях или в помещениях, имеющих отдельный тепловой ввод (данные об установленных приборах учета являются подтверждением наличия отдельных тепловых вводов). К зданиям/помещениям, в которых в 2019 году потребление ресурсов отсутствовало, мероприятия по энергосбережению потенциально применимы и учитываются при расчете потенциальных эффектов (но без срока окупаемости).

Установка приборов учета тепловой энергии (при их отсутствии) и промывка стояков, трубопроводов системы отопления, а также отопительных приборов.

Описание: мероприятие не несет в себе экономии, однако создает для нее необходимую основу. Увеличивается эффективность системы отопления.

Таблица 1 - Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Промывка стояков, трубопроводов системы отопления, а также отопительных приборов	65 232 000	-	-	-	-

Инструктаж персонала по методам энергосбережения и повышения энергетической эффективности, административный контроль. Установка средств наглядной агитации по энергосбережению. Обучение ответственных специалистов в области энергосбережения и повышения энергоэффективности.

Таблица 2 - Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Инструктаж персонала по методам энергосбережения и повышения энергетической эффективности, административный контроль	38 123 000	-	1 191	6 450 313	5,9

Ежегодный тепловизионный контроль наружных ограждающих конструкций зданий для выявления тепловых потерь (трещины, стыки ограждающих конструкций, окна и т.п.).

Таблица 3 - Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Ежегодный тепловизионный контроль наружных ограждающих конструкций зданий для выявления тепловых потерь	2 378 000	6	954	5 163 711	0,5

Установка тепловых отражателей на стену за отопительными приборами.

Таблица 4 - Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Установка тепловых отражателей на стену за отопительными приборами	13 342 000	1	1 191	6 450 313	2,1

Установка термостатических клапанов перед каждым отопительным прибором.

Описание: в связи с внедрением этого мероприятия стоит обратить внимание на то, что регулировка на отопительном приборе не должна оказывать влияние на другие отопительные приборы, при невыполнении этого условия необходимо установить такие замыкающие участки перед отопительными приборами, на которых будут установлены термостатические клапаны. Реализация данного мероприятия кроме экономии позволит сбалансировать систему отопления и достичь нормируемой температуры внутри каждого помещения.

Таблица 5 - Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Установка термостатических клапанов перед каждым отопительным прибором	57 185 000	4	2 383	12 902 817	4,4

Установка АТП упрощенной модификации (автоматизированный тепловой пункт с циркуляционным насосом, погодозависимой регулировкой) на вводе в здание.

Описание: снижение теплоснабжения в здании в ночное время, а также в выходные дни. Кроме того, экономия достигается благодаря устранению возможных перетоков в период с мая по сентябрь. Для внедрения данного мероприятия необходимы технические условия и проект.

Таблица 6 - Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Установка АТП упрощенной модификации на вводе в здание	246 854 000	от 6	7 148	38 707 965	6,4

Утепление (облицовка) наружных стен, технического этажа, кровли, перекрытий теплоизоляционными плитами (пенопласт под штукатурку, минераловатные плиты, плиты из вспененного стекла и базальтового волокна, вентилируемый фасад и т.п.) в соответствии с требуемым сопротивлением теплопередачи.

Описание: для реализации мероприятия по утеплению наружных ограждающих конструкций необходим детальный проект.

Таблица 7 - Основные натуральные и стоимостные характеристики мероприятия

Наименование мероприятия	Капитальные вложения, руб.	Срок реализации, мес.	Эффект в натуральном выражении (годовой), Гкал	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. без НДС	Срок окупаемости, лет
Утепление (облицовка) наружных стен, технического этажа, кровли, перекрытий теплоизоляционными плитами	1 382 003 000	от 8	16 679	90 317 155	15,3

Общий потенциальный эффект от реализации энергосберегающих мероприятий в городском округе Анадырь приведен в таблице.

Таблица 12 - Показатели реализации энергосберегающих мероприятий в городском округе Анадырь

№	Энергетический ресурс	Объем капитальных вложений, руб.	Эффект от внедрения мероприятий ¹ (годовой), Гкал или м ³	Эффект в стоимостном выражении (годовой), руб. (без НДС)
1	Тепловая энергия	1 805 117 000	29 546	159 992 374

По результатам расчетов эффектов от реализации мероприятий, были определены прогнозные объемы потребления коммунальных ресурсов в городском округе Анадырь до 2045 г. с учетом потенциала повышения энергоэффективности бюджетных учреждений.

Прогноз потребления тепловой энергии в городском округе Анадырь до 2045 г. в разрезе категорий потребителей и с учетом реализации мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности бюджетных учреждений представлен в таблице ниже

¹ полученная величина суммарной экономии теоретическая, не учитывает взаимное влияние мероприятий друг на друга. Реально достижимый эффект от внедрения всего перечня мероприятий оценивается на уровне 60-70% от указанной величины

Таблица 13 - Прогноз объемов потребления тепловой энергии в городском округе Анадырь до 2045 г. с учетом потенциала энергоэффективности бюджетных учреждений, тыс. Гкал

Год/показатель	Потребление тепло- энергии:	Населением	Бюджетными учрежд-ми	Прочими организа- циями:
2015	173,3	95,1	57,3	20,9
2016	168,2	95,1	51,2	21,8
2017	142,3	77,2	47	18,1
2018	143,9	78,4	47,8	17,7
2019	147,9	79,5	48,6	19,8
2020	144,1	78,3	45,7	20,1
2021	147,1	79,4	48,6	19,1
2022	147,5	80,2	48,6	18,6
2023	144,2	80,4	45,6	18,3
2024	119,1	80,5	20,6	17,9
2025	120,1	80,4	22,2	17,5
2026	119,6	80,2	22,2	17,2
2027	119,9	79,9	23,2	16,8
2028	119,5	79,8	23,2	16,5
2029	119,2	79,7	23,2	16,2
2030	118,8	79,7	23,2	15,9
2031	118,8	79,7	23,2	15,9
2032	118,8	79,7	23,2	15,9
2033	118,8	79,7	23,2	15,9
2034	118,8	79,7	23,2	15,9
2035	118,8	79,7	23,2	15,9
2036	118,8	79,7	23,2	15,9
2037	118,8	79,7	23,2	15,9
2038	118,8	79,7	23,2	15,9
2039	118,8	79,7	23,2	15,9
2040	118,8	79,7	23,2	15,9
2041	118,8	79,7	23,2	15,9
2042	118,8	79,7	23,2	15,9
2043	118,8	79,7	23,2	15,9
2044	118,8	79,7	23,2	15,9
2045	118,8	79,7	23,2	15,9

В результате сравнительного анализа стратегических документов, а также фактических значений потребления коммунальных ресурсов, было выявлено, что на 2019 г. текущие базовые значения спроса (Факт потребления тепловой энергии в 2019 г. = 147,9 тыс. Гкал; полезный отпуск тепловой энергии в 2019 г. = 172,2 тыс. Гкал (Источник: данные МП «ГКХ» - файл «Бизнес-план 2019 факт»)) являются отличными, от фактических показателей (Базовые тепловые нагрузки муниципального образования городского округа Анадырь на 01.01.2019: Потребление тепловой энергии = 193,574 тыс. Гкал (Источник: данные МП «ГКХ» - файл «Бизнес-план 2019 факт»)) для тепловой энергии – на 23,6%.

Данные результаты демонстрируют некорректность предпосылок, закладываемых в прогноз, и необходимость корректировки методологии и, как следствие, прогнозируемых объемов потребления коммунальных ресурсов.

Площадь вводимых общественных зданий в ПКР прогнозируется на основе той же пропорции между жилой и общественной площадью, что была применена при оценке базового значения. Данная предпосылка некорректна – корреляция не наблюдается. Кроме того, строительство бюджетных учреждений требует отдельного согласования и финансирования. Необходимо учитывать реалистичные планы по строительству и сносу объектов.

Необходимо пересчитать прогноз по актуальным планам строительства, а также учитывать программу капитального ремонта жилфонда, которая Заказчиком не представлена.

Необходимо скорректировать методологию и прогнозируемые объемы потребления тепловой энергии.

Схемой скорректированы прогнозируемые объемы потребления тепловой энергии с учетом данных значений.

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

Прогноз прироста тепловых нагрузок потребителей, сгруппированных по зонам действия источников тепловой энергии представлен в таблицах.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО СХЕМЕ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ АНАДЫРЬ ЧУКОТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД 2021-2032 ГГ.
УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

Таблица 14 – Расчет приростов спроса на тепловую нагрузку для централизованного теплоснабжения с разделением по видам теплотребления в зависимости от прогноза потребления с учетом прироста и сноса строительных фондов (Таблица 3)

Год/показатель	Базовые значения, тыс. Гкал/год				Новое строительство, Гкал/год			Снос, Гкал/год			Итого, Гкал/год			
	Потребление тепло-энергии:	Населе-нием	Бюджет-ными учрежд-ми	Прочими организа-циями	Населе-нием	Бюджет-ными учрежд-ми	Прочими организа-циями	Населе-нием	Бюджет-ными учрежд-ми	Прочими организа-циями	Населе-нием	Бюджет-ными учрежд-ми	Прочи-ми организа-циями	Годовое потребле-ние
2019	147,9	79,5	48,6	19,8							79500,0	48600,0	19800,0	147900,0
2020	144,1	78,3	45,7	20,1	73,45		2,43				78373,4	45700,0	19406,4	143479,9
2021	147,1	79,4	48,6	19,1							79400,0	48600,0	19018,3	147018,3
2022	147,5	80,2	48,6	18,6	2771,14			195,37		88,65	82775,8	48600,0	18549,3	149925,1
2023	147,6	80,4	48,9	18,3	149,91	1210,07		353,86		117,30	80196,1	50110,1	18061,0	148367,1
2024	148,6	80,5	50,2	17,9	1833,31	2855,54		126,13			82207,2	53055,5	17699,8	152962,5
2025	149,6	80,4	51,7	17,5	224,87	3613,38		158,90			80466,0	55313,4	17345,8	153125,1
2026	149,1	80,2	51,7	17,2				367,55			79832,5	51700,0	16998,9	148531,3
2027	149,5	79,9	52,8	16,8	224,87						80124,9	52800,0	16658,9	149583,8
2028	149,1	79,8	52,8	16,5	224,87						80024,9	52800,0	16325,7	149150,6
2029	148,7	79,7	52,8	16,2	224,87						79924,9	52800,0	15999,2	148724,1
2030	148,3	79,7	52,8	15,9	224,87						79924,9	52800,0	15679,2	148404,1
2031	148,3	79,7	52,8	15,9							79700,0	52800,0	15365,6	147865,6
2032	148,3	79,7	52,8	15,9							79700,0	52800,0	15058,3	147558,3

Таблица 15 – Расчет приростов спроса на фактическое потребление тепловой энергии с разделением по видам теплотребления в зависимости от прогноза потребления с учетом прироста и сноса строительных фондов (Таблица 3)

Год/показатель	Базовые значения, Гкал/ч				Новое строительство, Гкал/ч			Снос, Гкал/ч			Итого, Гкал/ч			
	Потребление тепло-энергии:	Населе-нием	Бюджет-ными учрежд-ми	Прочими организа-циями	Населе-нием	Бюджет-ными учрежд-ми	Прочими организа-циями	Населе-нием	Бюджет-ными учрежд-ми	Прочими организа-циями	Населе-нием	Бюджет-ными учрежд-ми	Прочими организа-циями	Годовое потребле-ние

ОБНОВЛЯЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО СХЕМЕ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОДСКОЙ ОКРУГ АНАДЫРЬ ЧУКОТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД 2021-2032 ГГ. УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

Год/показатель	Базовые значения, Г кал/ч				Новое строительство, Г кал/ч				Снос, Г кал/ч				Итого, Г кал/ч			
	Потребление тепловой энергии:	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями	Населением	Бюджетными учреждениями	Прочими организациями
2019	69,47	37,34	22,83	9,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,34	22,83	9,30	69,47
2020	67,69	36,78	21,47	9,44	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36,81	21,47	9,44	67,72
2021	69,10	37,30	22,83	8,97	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,30	22,83	8,97	69,10
2022	69,28	37,67	22,83	8,74	1,30	0,00	0,00	0,09	0,00	0,04	0,00	0,00	38,88	22,83	8,70	70,40
2023	69,33	37,77	22,97	8,60	0,07	0,57	0,00	0,17	0,00	0,06	0,00	0,00	37,67	23,54	8,54	69,75
2024	69,80	37,81	23,58	8,41	0,86	1,34	0,00	0,06	0,00	0,00	0,00	0,00	38,61	24,92	8,41	71,94
2025	70,27	37,77	24,28	8,22	0,11	1,70	0,00	0,07	0,00	0,00	0,00	0,00	37,80	25,98	8,22	72,00
2026	70,03	37,67	24,28	8,08	0,00	0,00	0,00	0,17	0,00	0,00	0,00	0,00	37,50	24,28	8,08	69,86
2027	70,22	37,53	24,80	7,89	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,64	24,80	7,89	70,33
2028	70,03	37,48	24,80	7,75	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,59	24,80	7,75	70,14
2029	69,85	37,44	24,80	7,61	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,54	24,80	7,61	69,95
2030	69,66	37,44	24,80	7,47	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,54	24,80	7,47	69,81
2031	69,66	37,44	24,80	7,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,44	24,80	7,47	69,71
2032	69,66	37,44	24,80	7,47	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	37,44	24,80	7,47	69,71

Таблица 16 – Прогнозы приростов спроса на тепловую мощность для централизованного теплоснабжения с разделением по видам теплопотребления, Г кал/ч

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Г кал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Г кал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Г кал/ч	Тепловая мощность нетто, Г кал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Г кал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Г кал/ч	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Г кал/ч	Дефициты (резервы) тепловой мощности источников тепла, Г кал/ч	Дефициты (резервы) тепловой мощности источников тепла, %
Анадырская ТЭЦ	140	140	18,53	121,47	7,23	63,98	71,21	124,96	89,26%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО СХЕМЕ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ АНАДЫРЬ ЧУКОТСКОГО АВТНОМНОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД 2021-2032 ГГ.
УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

Источник централизованного теплоснабжения	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Фактическая располагаемая тепловая мощность источника, Гкал/ч	Расход тепловой мощности на собственные нужды, Гкал/ч	Тепловая мощность нетто, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, Гкал/ч	Дефициты (-) (резервы(+)) тепловой мощности источников тепла, %
2020 год									
Анадырская ТЭЦ	140	140	18,53	121,47	7,16	62,37	69,53	126,64	90,46%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					
2021-2025 годы									
Анадырская ТЭЦ	140	140	18,53	121,47	6,80	66,31	73,11	123,06	87,90%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					
2026-2029 годы									
Анадырская ТЭЦ	140,00	140,00	18,530	121,47	6,53	64,42	70,95	125,22	89,44%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					
2030-2032 годы									
Анадырская ТЭЦ	140,00	140,00	18,530	121,47	6,33	64,20	70,53	125,64	89,74%
Газомоторная ТЭЦ	73,44	73,44	1,26	72,18					

Таблица 17 – Прогнозы приростов потребления тепловой энергии централизованного теплоснабжения с разделением по видам теплоснабжения, Гкал

№ п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Объемы потребления тепловой энергии, Гкал				Потери, Гкал	Полезный отпуск, Гкал	Расход на собственные нужды, Гкал	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал
					Жилой фонд, Гкал	Объекты социальной сферы	Прочие	Всего				
2019 (факт)												
1	Анадырская ТЭЦ	140	7,23	63,98	79500	48600	19800	147900	24300	172200	17200	189400

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО СХЕМЕ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ АНАДЫРЬ ЧУКОТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД 2021-2032 ГГ.
УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

№. п/п	Наименование источника	Установленная тепловая мощность, Гкал/ч	Потери мощности в тепловых сетях, Гкал/ч	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Объемы потребления тепловой энергии, Гкал				Потери, Гкал	Полезный отпуск, Гкал	Расход на собственные нужды, Гкал	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал
					Жилой фонд, Гкал	Объекты социальной сферы	Прочие	Всего				
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44										
2020												
1	Анадырская ТЭЦ	140,00	7,16	62,37	78300,00	45700,00	20100,00	144100,00	24057,00	168157,00	17200,00	185357,00
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44										
2021-2025 годы												
1	Анадырская ТЭЦ	140,00	6,80	66,31	85158,69	55313,38	17345,78	157817,85	22854,15	180672,00	17200,00	197872,00
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44										
2026-2029 годы												
1	Анадырская ТЭЦ	140,00	6,53	64,42	79924,87	52800,00	15999,20	148724,07	21939,98	170664,05	17200,00	187864,05
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44										
2030-2032 годы												
1	Анадырская ТЭЦ	140,00	6,33	64,20	79700,00	52800,00	15058,31	147558,31	21281,78	168840,10	17200,00	186040,10
2	Газомоторная ТЭЦ	73,44										

Анализ приведенных в таблице данных показывает, что наблюдается уменьшение резерва тепловой мощности к расчетному сроку реализации схемы теплоснабжения.

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

Приростов объемов потребления тепловой энергии и теплоносителя объектами жилья и соцкультбыта, расположенными в производственных зонах, не планируется.

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

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

В Муниципальном образовании городе Анадырь преобладает централизованное теплоснабжение, которое осуществляется от Анадырской теплоэлектроцентрали (далее - Анадырская ТЭЦ) и Анадырской газомоторной теплоэлектроцентрали (далее - Анадырская ГМТЭЦ) с суммарной установленной тепловой мощностью 213,14 Гкал/ч. Централизованная система теплоснабжения города сложилась, в основном, в 1973 - 1988 годы. Теплоснабжение города Анадырь и поселка Тавайваам осуществляется от обособленного предприятия «Чукотэнерго» Анадырская ТЭЦ с установленной тепловой мощностью 140 Гкал/ч и электрической мощностью 56 МВт, а также от Анадырская ГМТЭЦ с установленной тепловой мощностью 73,44 Гкал/час и электрической мощностью 28,65 МВт. Источники теплоснабжения г. Анадырь являются собственностью АО «Чукотэнерго» и эксплуатируются этой же организацией. Оба источника теплоснабжения города Анадырь работают на единую сеть. Вода на нужды ГВС отпускается потребителю по закрытой схеме теплоснабжения Муниципальным предприятием городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйство» (далее - МП ГКХ).

Обслуживанием тепловых сетей и центральных тепловых пунктов занимается МП ГКХ г. Анадырь на основании договора хозяйственного ведения, заключенного с администрацией г. Анадырь. Собственниками тепловых сетей и ЦТП являются Администрация г. Анадырь.

Зоны действия источников при существующем положении показаны на рисунке.

Зоны действия индивидуального теплоснабжения в г. Анадырь отсутствуют.

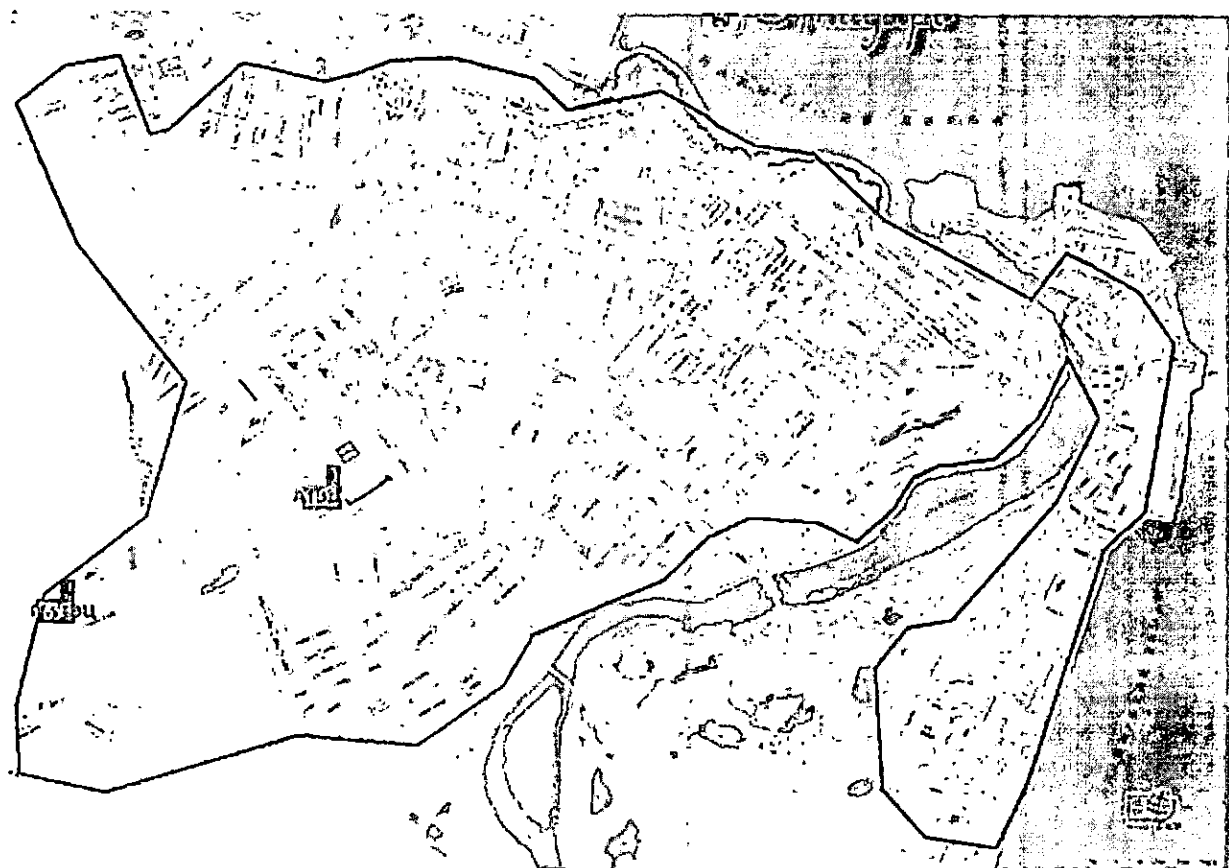


Рисунок 3. Зоны действия источников теплоснабжения

Основным производителем тепловой энергии в городе Анадырь является - обособленное предприятие АО «Чукотэнерго» Анадырская ТЭЦ (АТЭЦ) и газомоторная ТЭЦ (ГМ ТЭЦ). Эти источники осуществляют производство тепловой энергии конечным потребителям в виде горячей воды.

Тепловая схема АТЭЦ с поперечными связями, с двумя очередями. На станции установлено 2 энергетических котла БКЗ-160-100 по 70 Гкал/ч и с суммарной тепловой установленной мощностью 140 Гкал/ч (162,82 МВт) и 2 турбоустановки ПТ-25-90/10М с суммарной установленной электрической мощностью 56 МВт. Пиковые нагрузки покрываются пиковыми бойлерами от промышленных отборов турбины РОУ 100/1 (производительностью 30т/ч) и БРОУ-100/10 (производительностью 110 т/ч).

Выработка тепловой энергии на ГМ ТЭЦ осуществляется 4 водогрейными котлами «UT-N-WT 14500x10BA1Ъ» суммарной тепловой мощностью 49,88 Гкал/ч (58 МВт), а также теплоутилизационными блоками газомоторных установок тепловой мощностью 3,68 Гкал/ч (4,28 МВт). Суммарная установленная тепловая мощность с учетом теплового оборудования составляет 73,44 Гкал/ч (85,41 МВт) и электрической мощностью 28,65 МВт.

Для осуществления своей производственной деятельности АТЭЦ использует ресурсы, получаемые от сторонних организаций: бурый уголь марки Б марки ЗБР от АО «Шахта угольная», дизельное топливо от ООО «РН-Находканефтепродукт» марки ДТ-А-К4, электрическую энергию вырабатываемую самой АТЭЦ и исходную воду, поставляемую с водозабора на реке Казачке от ВЗУ АО «Чукотэнерго». Водохранилище АТЭЦ обеспечивает город питьевой водой и расход подпиточной воды на подпитку теплосети.

Для осуществления своей производственной деятельности ГМ ТЭЦ используют ресурсы: природный газ от ООО «Газпром ВНИИГАЗ» с Западно-Озерного месторождения, дизельное топливо от ООО «РН-Находканефтепродукт» марки ДТ-А-К4 (используется в качестве растопочного), электрическую энергию, вырабатываемую самой АТЭЦ и исходную воду, поставляемую с водозабора на реке Казачке от ВЗУ АО «Чукотэнерго».

Метод регулирования отпуска тепловой энергии в водяную тепловую сеть - централизованный, качественно-количественный. Схема теплоснабжения от АТЭЦ и ГМ ТЭЦ - зависимая, закрытая.

На АТЭЦ установлены две самостоятельные теплофикационные установки, подключенные параллельно, которые предназначены для подачи тепла в г. Анадырь и на собственные нужды станции. Каждая состоит из двух подогревателей типа ПСВ-500-3-23 и ПСВ-315-14-23, включенных последовательно. Одна установка - рабочая, другая -

резервная. Пылеприготовительная установка состоит из двух индивидуальных, замкнутых систем пылеприготовления с промежуточным бункером пыли. Каждая система пылеприготовления включает в себя шаровую барабанную мельницу типа ШБМ 287/410, мельничный вентилятор типа ВМ-17, дымосос рециркуляции инертных газов типа ДН-11,2, скребковый питатель сырого угля типа ПС-1100/5000, центрабежный сепаратор пыли типа СПЦВ-3300/1000, пылевой циклон типа ЦН-2-2360. Вода для подпитки котлов насосами сырой воды котлов подается через подогреватель сырой воды котлов на иречистку и осветлитель, где подвергается коагуляции. Вода, осветленная из иречистки подается для умягчения на Н-катионовые фильтры и далее в декарбонизатор (работа насоса коагулированной воды НКВ на иречистке). Насосами декарбонизированной воды подается для обессоливания на ОН-анионитовые фильтры и далее в баки запаса химобессоленной воды БЗХВ 1-3. Насосами типа К 90/55 и типа К 20/30 химобессоленная вода подается в ДСА 2 на подпитку котлов.

АТЭЦ работает в режиме выработки электрической и тепловой нагрузки. С целью поддержания напряжения Анадырского энергоузла работают 1 или 2 турбоагрегата.

Летом АТЭЦ находится в резерве. В работе находится ГМ ТЭЦ.

В отопительный сезон, вырабатываемая электрическая нагрузка зависит от температуры наружного воздуха. Подпитка тепловых сетей города производится ГМ ТЭЦ.

Теплоноситель в системах отопления и горячего водоснабжения - горячая вода отпускается в сеть по температурному графику 135/75 °С. Потребителем тепловой энергии и теплоносителя является муниципальное предприятие городского округа Анадырь «Городское коммунальное хозяйство».

МП «Городское коммунальное хозяйство» (далее МП ГКХ) осуществляет передачу тепловой энергии в зоне г Анадырь и поселка Тавайваам.

Для осуществления своей производственной деятельности в сфере теплоснабжения АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ использует ресурсы, получаемые от сторонних источников: исходная вода - ООО «АКСУ», электрическую и тепловую энергию от ОП АО «Чукотэнерго» Анадырская ТЭЦ и ГМ ТЭЦ.

Общая протяженность тепловых сетей МП ГКХ составляет 78,14 км в двухтрубном исчислении, из них: тепловые сети первого контура - 7,32 км, второго контура - 40,53 км, сети ГВС - 30,29 км. Сети теплоснабжения проложены преимущественно в надземном исполнении,

Теплоснабжение в городе Анадырь осуществляется по трубопроводам 1 -го контура перегретым теплоносителем с температурой 135-75°С от двух источников теплоснаб-

жения, Анадырской ТЭЦ и Газомоторной ТЭЦ, по гидравлически независимой схеме до 10 центральных тепловых пунктов (ЦТП № 1-9, 11). На ЦТП установлены водоводяные пластинчатые подогреватели в которых снижаются параметры теплоносителя (2-й контур) до температуры 95-70°C, а от теплоносителя 2-го контура (от ЦТП № 7) по независимой схеме на ЦТП № 10 снижается теплоноситель (3-й контур) с параметрами 85-65°C. Схема теплоснабжения города - закрытая. Тепловые сети первого контура закольцованы между источниками тепловой энергии от ГМ ТЭЦ по верхней нитке (Б) к УТ-10, далее к УТ-3 и по нижней ветке (А) к УТ-14, далее к УТ-1, к УТ-2 и к УТ-3 (кольцо), а от УТ-3 распределяются к ЦТП № 4, 11, к УТ-4 от которого разветвление идет на две ветки: одна к ЦТП № 2, 3, 6, а вторая к ЦТП № 1. Трубопроводы первого и второго контуров проложены на земле по железобетонным опорам и под ростверками зданий МКД с тепловой изоляцией, покровным слоем из оцинкованного металла, а также частично в железобетонных каналах с тепловой изоляцией и покровным слоем из рулонных материалов. От каждого ЦТП проложены трубопроводы тепловых сетей до всех потребителей: многоквартирные дома (МКД), административные здания, больничный комплекс зданий, учебные заведения, магазины, склады, гаражи и другие здания.

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

Теплоснабжение частной жилой застройки, административных и общественных зданий, удаленных от магистральных тепловых сетей будет осуществляться от автономных источников теплоснабжения.

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

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

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

Зоны действия источников тепловой энергии расположенных в границах двух населенных пунктов отсутствуют.

2.5. Радиус эффективного теплоснабжения, позволяющий определить условия, при которых подключение (технологическое присоединение) теплопотребляющих установок к системе теплоснабжения нецелесообразно, и определяемый в соответствии с методическими указаниями по разработке схем теплоснабжения

Согласно ФЗ №190 от 27.07.2010 г., «радиус эффективного теплоснабжения - максимальное расстояние от теплопотребляющей установки до ближайшего источника тепловой энергии в системе теплоснабжения, при превышении которого подключение теплопотребляющей установки к данной системе теплоснабжения нецелесообразно по причине увеличения совокупных расходов в системе теплоснабжения».

Основными критериями оценки целесообразности подключения новых потребителей в зоне действия системы централизованного теплоснабжения являются:

- затраты на строительство новых участков тепловой сети и реконструкция существующих;
- пропускная способность существующих магистральных тепловых сетей;
- затраты на перекачку теплоносителя в тепловых сетях;
- потери тепловой энергии в тепловых сетях при ее передаче;
- надежность системы теплоснабжения.

Комплексная оценка вышеперечисленных факторов, определяет величину эффективного радиуса теплоснабжения.

В настоящее время, методика определения радиуса эффективного теплоснабжения не утверждена федеральными органами исполнительной власти в сфере теплоснабжения.

Для расчета радиусов теплоснабжения использованы характеристики объектов теплоснабжения, а также информация о технико-экономических показателях теплоснабжающих и теплосетевых организаций.

В качестве центра построения радиуса эффективного теплоснабжения, необходимо рассмотрены источники централизованного теплоснабжения потребителей. Расчету не подлежат следующие категории источников тепловой энергии:

- Котельные, осуществляющие теплоснабжение 1 потребителя;
- Котельные, вырабатывающие тепловую энергию исключительно для собственного потребления;
- Ведомственные котельные, не имеющие наружных тепловых сетей.

Радиус эффективного теплоснабжения представляет собой расстояние, при котором увеличение доходов равно по величине возрастанию затрат. Современных утвержденных методик определения радиуса эффективного теплоснабжения не имеется, поэтому в основу расчета были положено соотношение, представленное еще в «Нормах по проектированию тепловых сетей», изданных в 1938 году и адаптированное к современным условиям в соответствие с изменившейся структурой себестоимости производства и транспорта тепловой энергии.

Связь между удельными затратами на производство и транспорт тепловой энергии с радиусом теплоснабжения осуществляется с помощью следующей полуэмпирической зависимости:

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

Где:

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

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

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

s - удельная стоимость материальной характеристики тепловой сети, руб./м²;

B - среднее число абонентов на единицу площади зоны действия источника теплоснабжения, 1/км²;

Π - теплоплотность района, Гкал/ч×км²;

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

φ - поправочный коэффициент, принимаемый равным 1,3 для ТЭЦ; 1- для котельных.

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

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

Результаты расчета эффективного радиуса теплоснабжения для источника теплоснабжения Муниципального образования городской округ Анадырь приводятся в таблице

Необходимо подчеркнуть, рассмотренный общий подход уместен для получения только самых укрупнённых и приближенных оценок, в основном – для условий нового строительства не только потребителей, но и самих источников теплоснабжения. Для принятия конкретных решений по подключению удалённых потребителей к уже имеющимся источникам целесообразно выполнять конкретные технико-экономические расчёты

Таблица 18 – Эффективный радиус теплоснабжения источника

Источник	Расстояние источника до наиболее удаленного потребителя, км	Эффективный радиус теплоснабжения, км
Анадырская ТЭЦ	1,93	2,55
ГМ ТЭЦ	1,93	2,55

3. СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ПЕРСПЕКТИВНЫЕ БАЛАНСЫ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ

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

В муниципальном образовании городской округ Анадырь в качестве теплоносителя для передачи тепловой энергии от источника до потребителей используется горячая вода.

Качество используемой воды должно обеспечивать работу оборудования системы теплоснабжения без превышающих допустимые нормы отложений накипи и шлама, без коррозионных повреждений, поэтому исходную воду необходимо подвергать обработке в водо-подготовительных установках.

Установки водоподготовки предназначены для восполнение утечек (потерь) теплоносителя.

В соответствии с требованиями 8 и 9 статьи 29 главы 7 Федеральный закон от 27.07.2010 N 190-ФЗ (ред. от 07.05.2013) «О теплоснабжении» до 2025 года необходимо отказаться от использования теплоносителя из системы теплоснабжения на цели горячего водоснабжения. В соответствии с требованиями Федерального закона от 07.12.2011 № 417- «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О водоснабжении и водоотведении» все потребители в зоне действия закрытой системы теплоснабжения должны быть переведены на закрытую схему присоединения системы ГВС.

Присоединение (подключение) всех потребителей во вновь создаваемых зонах теплоснабжения будет осуществляться по независимой схеме присоединения систем отопления потребителей и закрытой схеме присоединения систем горячего водоснабжения через индивидуальные тепловые пункты.

Тепловые узлы существующих потребителей должны быть реконструированы с установкой теплообменного оборудования для создания закрытого контура водоснабжения. При невозможности выполнения реконструкции предполагается отказаться от централизованного горячего водоснабжения и использовать индивидуальные электрические водонагреватели.

Балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплоснабжающими установками приведены в таблице.

Таблица 19 – Нормативы технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя по тепловым сетям АО «Чукотэнерго» и МП ГКХ на территории Муниципального образования городской округ Анадырь

Диаметр трубопровода, d_y , мм	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	$V_i l_i$, м ³
530	0,2042	679	138,64
426	0,1294	2669	345,36
377	0,1023	712	72,84
325	0,0750	150	11,24
273	0,0535	1033	55,24
219	0,0336	836	28,12

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО СХЕМЕ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ АНАДЫРЬ ЧУКОТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД 2021-2032 ГГ.
УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

Диаметр трубопровода, d_i , мм	Удельный объем воды трубопровода i -го диаметра, V_i , м ³ /км	Протяженность участка тепловой сети i -го диаметра, l_i м	$V_i l_i$, м ³
159	0,0177	915	16,16
114	0,0087	8	0,07
89	0,0052	355	1,83
325	0,0750	1476	110,63
273	0,0535	2594	138,71
219	0,0336	8206	276,02
159	0,0177	7592	134,09
133	0,0121	464	5,60
114	0,0087	9960	86,20
89	0,0052	8218	42,33
76	0,0036	174	0,63
57	0,0020	1844	3,62
219	0,0336	284	9,55
114	0,0087	690	5,97
159	0,0177	1141,6	20,16
159	0,0177	3063,5	54,11
114	0,0087	1040,8	9,01
114	0,0087	1644,8	14,24
89	0,0052	3450,1	17,77
89	0,0052	1799,5	9,27
76	0,0036	2300,1	8,35
63	0,0025	5415,2	13,33
57	0,0020	10432,4	20,47
530	0,2042	567	115,77
530	0,2042	567	115,77
426	0,1294	345	44,64
426	0,1294	345	44,64
273	0,0535	518	27,70
273	0,0535	518	27,70

В соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (п. 6.17) аварийная подпитка в количестве 2% от объема воды в тепловых сетях и присоединенным к ним системам теплоснабжения осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой.

Таблица 20 – Прогнозный баланс теплоносителя Муниципального образования городской округ Анадырь

Источник централизованного теплоснабжения	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м ³	Нормируемая утечка теплоносителя, м ³ /год	Производительность установки водоподготовки, м ³ /час
МП ГКХ	74,62	2256,69	5,6417	12,41
2021-2023 годы				
МП ГКХ	81,57	2466,90	6,1672	13,57
2024-2026 годы				
МП ГКХ	89,24	2698,90	6,7473	14,84
2027-2032 годы				
МП ГКХ	97,70	2954,84	7,3871	16,25

В соответствии со СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» (п. 6.17) аварийная подпитка в количестве 2% от объема воды в тепловых сетях и присоединенным к ним системам теплопотребления осуществляется химически не обработанной и недеаэрированной водой.

Таблица 21 – Аварийная подпитка химически не обработанной и недеаэрированной воды

Источник централизованного теплоснабжения	Тепловая нагрузка с учетом потерь тепловой энергии при транспортировке, Гкал/час	Объем теплоносителя в системе теплоснабжения, м ³	Нормируемая утечка теплоносителя, м ³ /год	Производительность установки водоподготовки, м ³ /час
МП ГКХ	69,53	2256,69	5,6417	12,41
2021-2023 годы				
МП ГКХ	73,11	2466,90	6,1672	13,57
2024-2026 годы				
МП ГКХ	70,95	2698,90	6,7473	14,84
2027-2032 годы				
МП ГКХ	70,53	2954,84	7,3871	16,25

4. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ МАСТЕР-ПЛАНА РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

4.1. Описание сценариев развития теплоснабжения поселения

В Мастер-плане сформировано 2 варианта развития системы теплоснабжения муниципального образования городского округа Анадырь.

Вариант 1 предполагает сохранение существующей системы теплоснабжения с плановой реконструкцией источников теплоснабжения по мере износа, либо неисправного состояния основного и вспомогательного оборудования в процессе эксплуатации. Развитие тепловых сетей выполняется только для подключения новых абонентов, а также ремонт и замена существующих.

Предпосылкой для разработки Варианта 1 послужили Требования к схемам теплоснабжения (Постановление Правительства Российской Федерации №154 от 22 февраля 2012 г).

Это сохранит существующую выработку тепловой энергии с возможностью подключения новых потребителей.

Вариант 2 предполагает те же мероприятия, что и в первом варианте и дополнительно:

Реконструкция тепловых сетей;

- УТ-1П: Замена затворов Ду- 500 мм 4 шт.;
- УТ 4: Замена задвижек Ду-250 мм 4 шт.;
- УТ 4-УТ-5 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-5 Замена задвижек Ду-250 мм 2 шт.;
- УТ 5- УТ-7 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура.

4.2.Обоснование выбора приоритетного сценария развития теплоснабжения поселения

Вариант 1. Данный вариант развития системы теплоснабжения на территории муниципального образования городского округа Анадырь предлагает сравнительно небольшие капиталовложения с небольшим сроком окупаемости, что не сильно повлияет на увеличение динамики роста тарифов на тепловую энергию.

Вариант 2. Данный вариант развития системы теплоснабжения на территории муниципального образования городского округа Анадырь предлагает более современное развитие, но для выполнения требуются большие капиталовложения с длительным сроком окупаемости.

Таким образом, наиболее приоритетным вариантом перспективного развития систем теплоснабжения на территории муниципального образования городского округа Анадырь является 2 вариант развития.

5.ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ, РЕКОНСТРУКЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ ПЕРЕВООРУЖЕНИЮ ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

5.1. Предложения по строительству источников тепловой энергии, обеспечивающих перспективную тепловую нагрузку на осваиваемых территориях поселения, для которых отсутствует возможность и (или) целесообразность передачи тепловой энергии от существующих или реконструируемых источников тепловой энергии, обоснованная расчетами ценовых (тарифных) последствий для потребителей и радиуса эффективного теплоснабжения

Централизованное теплоснабжение

Существующая централизованная система теплоснабжения г. Анадырь сохраняется. Основным источником теплоснабжения и горячего водоснабжения для жилой застройки и объектов общественно-деловой зоны является существующая котельная.

Индивидуальное теплоснабжение

Теплоснабжение частной жилой застройки, административных и общественных зданий, удаленных от магистральных тепловых сетей предусмотрено от автономных источников теплоснабжения, которые обеспечат потребителей отоплением и горячим водоснабжением.

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

С целью качественного и бесперебойного обеспечения потребности в теплоснабжении для потребителей, расположенных вне зон действия существующих энергоисточников, предлагается провести мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению. Проведение мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению котельных позволит существенно снизить затраты эксплуатирующей организации на топливо и текущие ремонты устаревшего оборудования.

Для обеспечения теплом существующих домов, и общественных зданий на рассматриваемую перспективу предлагается:

- УТ-1П: Замена затворов Ду- 500 мм 4 шт.;
- УТ 4: Замена задвижек Ду-250 мм 4 шт.;
- УТ 4-УТ-5 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-5 Замена задвижек Ду-250 мм 2 шт.;
- УТ 5- УТ-7 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура;
- УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура.

В течение расчетного срока схемы теплоснабжения (2021-2032 гг.) выполнить монтажные работы по установке приборов учета отпуска и потребления тепловой энергии.

Предлагаемый вариант обеспечивает наиболее оптимальное распределение тепловой энергии существующим и перспективным потребителям, а также минимально возможные финансовые вложения на модернизацию источников теплоснабжения.

5.3. Предложения по техническому перевооружению источников тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения

Согласно данным администрации на территории Муниципального образования городской округ Анадырь не планируется техническое перевооружение источника тепловой энергии с целью повышения эффективности работы систем теплоснабжения:

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

Графики совместной работы источников тепловой энергии отсутствуют.

5.5. Меры по выводу из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников

тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы, в случае если продление срока службы технически невозможно или экономически нецелесообразно

Вывод из эксплуатации, консервации и демонтажу избыточных источников тепловой энергии, а также источников тепловой энергии, выработавших нормативный срок службы не предусмотрен.

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

Не предусматривается, так как отсутствует источник тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

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

Не предусматривается, так как отсутствует источник тепловой энергии с комбинированной выработкой тепловой и электрической энергии.

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

Системы теплоснабжения г. Анадырь проектировались на центральное качественное регулирование отпуска тепловой энергии. Проектный температурный график по зонам теплоснабжения от Анадырских ТЭЦ и ГМ ТЭЦ 135/75 °С был выбран во время развития систем централизованного теплоснабжения города в 80-х годах прошлого века. Схема присоединения потребителей к источнику - независимая.

Температурный график приведен на рисунке.

Данные температурного графика 135-75 °С,
с минимальной температурой 80 °С
(для тепловых сетей 1-го контура от АТЭЦ)

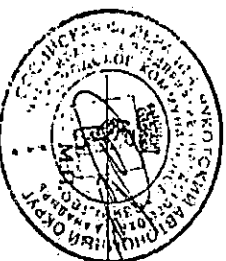
Температура наружного воз- духа, °С	Температура сетевой воды в подающем трубопро- воде (°С), при скорости ветра, м/с	15-25	25-35	Температура воды в обратном трубопроводе, °С
10	80	80	80	12
9	80	80	80	51
8	80	80	80	51
7	80	80	80	51
6	80	80	80	51
5	80	80	80	51
4	80	80	80	51
3	80	80	80	51
2	80	80	80	51
1	80	80	80	51
0	80	80	80	51
-1	80	80	80	51
-2	80	80	80	51
-3	80	80	80	51
-4	80	80	80	51
-5	80	80	80	51
-6	80	80	80	51
-7	80	80	80	51
-8	80	80	80	51
-9	80	80	80	51
-10	81	83	85	52
-11	83	85	87	53
-12	85	87	89	53
-13	87	89	91	53
-14	88	91	93	54
-15	90	92	95	55
-16	92	94	97	56
-17	94	96	99	57
-18	96	98	100	58
-19	97	100	102	59
-20	99	102	104	60
-21	101	103	106	60
-22	103	105	108	61
-23	104	107	110	62
-24	106	109	112	63
-25	108	111	114	63
-26	109	112	115	64
-27	111	114	117	65
-28	113	116	119	66
-29	115	118	121	66
-30	116	120	123	67
-31	118	121	125	68
-32	120	123	127	69
-33	121	125	128	69
-34	123	127	130	70
-35	125	128	132	71
-36	127	130	134	71
-37	129	132	135	73
-38	130	134	135	74
-39	132	135	135	74
-40	133	135	135	74
-41	135	135	135	75

«Энергоснабжающая организация»



Ткаченко

«Потребитель»



Ю.О. Живетин

Рисунок 5 - Температурный график Анадырской ТЭЦ и ГМ ТЭЦ.

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

Ввод в эксплуатацию новых мощностей не планируется.

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

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

6. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ И РЕКОНСТРУКЦИИ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ

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

Строительство и реконструкция тепловых сетей, обеспечивающих перераспределение тепловой нагрузки из зон с дефицитом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии в зоны с резервом располагаемой тепловой мощности источников тепловой энергии не предусмотрена.

6.2. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в

**осваиваемых районах поселения, под жилищную, комплексную или
производственную застройку**

Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки в осваиваемых районах поселения, под жилищную, комплексную или производственную застройку не требуется.

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

Строительство тепловых сетей, для обеспечения возможности поставок тепловой энергии потребителям от различных источников тепловой энергии при сохранении надежности теплоснабжения не требуется.

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

Строительство и реконструкция тепловых сетей, для повышения эффективности функционирования системы теплоснабжения, в том числе за счет перевода котельной в пиковый режим работы или ликвидации котельных не требуется

**6.5. Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей для
обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей**

Согласно данным администрации на территории Муниципального образования городской округ Анадырь предусматривается:

- Строительство новых сетей теплоснабжения к существующим потребителям
- Ремонт и замена ветхих тепловых сетей по мере износа

Таблица 22 Перечень тепловых сетей к перекладке в ГО Анадырь.

Диаметр	Длина участка	Тип прокладки	Изоляция
Ø 530 x 12,0	679	надземная	ППУ
Ø 426 x 10,0	2690	надземная	ППУ
Ø 377 x 9,0	712	надземная	ППУ
Ø 325 x 8,0	150	надземная	ППУ
Ø 273 x 8,0	987	надземная	ППУ
Ø 219 x 7,0	1511	надземная	ППУ
Ø 159 x 5,0	230	надземная	ППУ
Ø 114 x 4,0	8	надземная	ППУ
Ø 89 x 4,0	355	надземная	ППУ
Итого	7322		
Ø 325 x 8,0	738	надземная	ППУ
Ø 273 x 8,0	1297	надземная	ППУ
Ø 219 x 7,0	4104	надземная	ППУ
Ø 159 x 5,0	3796	надземная	ППУ
Ø 133 x 4,0	232	надземная	ППУ
Ø 114 x 4,0	4980	надземная	ППУ
Ø 89 x 4,0	4109	надземная	ППУ
Ø 76 x 3,5	87	надземная	ППУ
Ø 57 x 3,5	922	надземная	ППУ
Итого	20265		
Ø 159 x 5,0	570,8	надземная	ППУ
Ø 140 x 12,7	1531,75	надземная	ППУ
Ø 114 x 4,0	520,4	надземная	ППУ
Ø 110 x 10,0	822,4	надземная	ППУ
Ø 90 x 8,2	1725,05	надземная	ППУ
Ø 89 x 4,0	899,75	надземная	ППУ
Ø 76 x 3,5	1150,05	надземная	ППУ
Ø 63 x 5,7	2707,6	надземная	ППУ
Ø 57 x 3,5	5216,2	надземная	ППУ
Итого	15144	надземная	ППУ
Общий итог	42731		

7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПЕРЕВОДУ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ (ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ) В ЗАКРЫТЫЕ СИСТЕМЫ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

7.1. Предложения по переводу существующих открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) в закрытые системы горячего водоснабжения, для осуществления которого необходимо

**строительство индивидуальных и (или) центральных тепловых пунктов
при наличии у потребителей внутридомовых систем горячего
водоснабжения**

Переход на закрытую схему теплоснабжения не предусматривается.

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

Переход на закрытую схему теплоснабжения не предусматривается.

8. ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ БАЛАНСЫ

**8.1. Перспективные топливные балансы для каждого источника
тепловой энергии по видам основного, резервного и аварийного топлива
на каждом этапе**

Перспективные тепловые и топливные балансы для всех источников централизованного теплоснабжения на расчетный период реализации схемы теплоснабжения приведены в таблице 23.

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО СХЕМЕ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ АНАДЫРЬ ЧУКОТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД 2021-2032 ГГ.
УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

Таблица 23 – Существующие и перспективные топливные балансы

Наименование котельной	Тепловая нагрузка с учетом потерь при транспортировке и СН, Гкал/час	Присоединенная тепловая нагрузка (мощность), Гкал/ч	Объем производства тепловой энергии в год, Гкал	Основное топливо	Фактический удельный расход удельного топлива, кг.у.т./Гкал	Средняя теплотворная способность топлива, ккал/кг	Годовой расход основного топлива, т.у.т.	Годовой расход натурального топлива, т (М ³)
Анадырская ТЭЦ	88,06	62,37	185357,00	Бурый уголь	182,44	3100	18139,034	56158
				Природный газ	475	8000	45491,41	6760,023
Газомоторная ТЭЦ				Природный газ	475	8000	170282,75	25304,017
2021-2025 годы								
Анадырская ТЭЦ	91,64	66,31	193179,28	Бурый уголь	182,44	3100	18905	58527,93
				Природный газ	475	8000	47411	7045,30
Газомоторная ТЭЦ				Природный газ	475	8000	177469	26371,88
2026-2029 годы								
Анадырская ТЭЦ	89,48	64,42	187864,05	Бурый уголь	182,44	3100	18384	56917,57
				Природный газ	475	8000	46107	6851,46
Газомоторная ТЭЦ				Природный газ	475	8000	172586	25646,27
2030-2032 годы								
Анадырская ТЭЦ	89,06	64,20	186959,56	Бурый уголь	182,44	3100	18296	56643,53
				Природный газ	475	8000	45885	6818,47
Газомоторная ТЭЦ				Природный газ	475	8000	171755	25522,79

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

Основным видом топлива для котельной являются уголь и природный газ.

9. ИНВЕСТИЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВО, РЕКОНСТРУКЦИЮ И ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ

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

Схемой теплоснабжения предусмотрены следующие мероприятия по реконструкции источников тепловой энергии

Таблица 24 – Финансовые потребности в реализацию мероприятий по развитию тепловых сетей, тыс. руб.

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.					2025-2032 гг.
		Всего	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
1	<i>Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии</i>						
1.1	Не предусматривается	-	-	-	-	-	-
2	<i>Предложения по реконструкции, модернизации, прокладке тепловых сетей:</i>						
2.1	УТ-1П: Замена затворов Ду- 500мм 4 шт.	2000,0		2000,0			
2.2	УТ 4: Замена задвижек Ду-250 мм 4 шт.	500,0			500,0		
2.3	УТ 4-УТ-5 Замена трубопроводов прямого и обратного контура	3000,0			3000,0		
2.4	УТ-5 Замена задвижек Ду-250 мм 2 шт.	300,0				300,0	
2.5	УТ 5- УТ-7 Замена трубопроводов прямого и обратного контура	100,0				100,0	
2.6	УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура	1000,0				1000,0	
2.7	УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура	1500,0					1500,0
2.8	УТ-7-ЦТП 1 Замена трубопроводов прямого и обратного контура	1500,0					1500,0
	Всего объем финансовых затрат, в том числе по источникам их финан- сирования:	9900	-	2000	3500	1400	3000
	- бюджетное финансирование	9900	-	2000	3500	1400	3000

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО СХЕМЕ МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
ГОРОДСКОЙ ОКРУГ АНАДЫРЬ ЧУКОТСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА НА ПЕРИОД 2021-2032 ГГ.
УТВЕРЖДАЕМАЯ ЧАСТЬ

№ п/п	Мероприятие	Ориентировочный объем инвестиций, тыс. руб.					2025-2032 гг.
		Всего	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	
	- собственные средства	-	-	-	-	-	-
	- внебюджетные средства	-	-	-	-	-	-
3	<i>Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения, и прочие расходы.</i>						
3.1	Мероприятия не предусматриваются	-	-	-	-	-	-
	ИТОГО: суммарные инвестиционные затраты в том числе по источникам	9900	-	2000	3500	1400	3000
	- бюджетное финансирование	9900	-	2000	3500	1400	3000
	- собственные средства	-	-	-	-	-	-
	- внебюджетные средства	-	-	-	-	-	-

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

Таблица 25 – Необходимые мероприятия, руб

Диаметр	Длина участка	Тип прокладки	Изоляция	Стоимость замены ветхих сетей, руб	Годы перекладки
Магистральные					
Ø 530 x 12,0	679	надземная	ППУ	10 438 996	2028-2030
Ø 426 x 10,0	2690	надземная	ППУ	32 836 659	2028-2030
Ø 377 x 9,0	712	надземная	ППУ	7 563 838	2028-2030
Ø 325 x 8,0	150	надземная	ППУ	1 315 692	2028-2030
Ø 273 x 8,0	987	надземная	ППУ	7 986 287	2028-2030
Ø 219 x 7,0	1511	надземная	ППУ	9 293 868	2028-2030
Ø 159 x 5,0	230	надземная	ППУ	876 821	2028-2030
Ø 114 x 4,0	8	надземная	ППУ	19 824	2028-2030
Ø 89 x 4,0	355	надземная	ППУ	727 869	2028-2030
Итого	7322			71 059 855	
T1, T2					
Ø 325 x 8,0	738	надземная	ППУ	6 473 205	2028-2030
Ø 273 x 8,0	1297	надземная	ППУ	10 494 645	2028-2030
Ø 219 x 7,0	4104	надземная	ППУ	25 242 909	2028-2030
Ø 159 x 5,0	3796	надземная	ППУ	14 471 357	2028-2030
Ø 133 x 4,0	232	надземная	ППУ	670 587	2028-2030
Ø 114 x 4,0	4980	надземная	ППУ	12 340 615	2028-2030
Ø 89 x 4,0	4109	надземная	ППУ	8 424 825	2028-2030
Ø 76 x 3,5	87	надземная	ППУ	156 327	2028-2030
Ø 57 x 3,5	922	надземная	ППУ	1 338 569	2028-2030
Итого	20265			79 613 038	
T3, T4					
Ø 159 x 5,0	570,8	надземная	ППУ	2 176 041	2028-2030
Ø 140 x 12,7	1531,75	надземная	ППУ	4 427 462	2028-2030
Ø 114 x 4,0	520,4	надземная	ППУ	1 289 569	2028-2030
Ø 110 x 10,0	822,4	надземная	ППУ	2 037 936	2028-2030
Ø 90 x 8,2	1725,05	надземная	ППУ	3 536 930	2028-2030
Ø 89 x 4,0	899,75	надземная	ППУ	1 844 789	2028-2030

Диаметр	Длина участка	Тип прокладки	Изоляция	Стоимость замены ветхих сетей, руб	Годы перекладки
Ø 76 x 3,5	1150,05	надземная	ППУ	2 066 481	2028-2030
Ø 63 x 5,7	2707,6	надземная	ППУ	4 865 184	2028-2030
Ø 57 x 3,5	5216,2	надземная	ППУ	7 572 931	2028-2030
Итого	15144	надземная	ППУ	29 817 323	
Ощий итог	42731			180 490 216	

Все мероприятия предложены посредством предварительного анализа. Окончательные мероприятия и цены будут выявлены на этапе проектирования.

9.3. Предложения по величине инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение в связи с изменениями температурного графика и гидравлического режима работы системы теплоснабжения на каждом этапе

Данные мероприятия не предусмотрены.

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

Переход на закрытую схему теплоснабжения не предусматривается.

10. РЕШЕНИЕ ОБ ОПРЕДЕЛЕНИИ ЕДИНОЙ ТЕПЛОСНАБЖАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИИ (ОРГАНИЗАЦИЙ)

10.1. Решение об определении единой теплоснабжающей организации (организаций)

В соответствии со статьей 2 п. 28 Федерального закона от 27 июля 2010 года №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, или органом местного самоуправления на основании критериев и в порядке, которые установлены правилами организации теплоснабжения, утвержденными Правительством Российской Федерации.

В соответствии с пунктом 22 «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения», утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 №154:

Определение в схеме теплоснабжения единой теплоснабжающей организации (организаций) осуществляется в соответствии с критериями и порядком определения единой теплоснабжающей организации установленным Правительством Российской Федерации.

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

В соответствии с требованиями документа:

Статус единой теплоснабжающей организации присваивается теплоснабжающей и (или) теплосетевой организации решением федерального органа исполнительной власти (в отношении городов населением 500 тысяч человек и более) или органа местного самоуправления (далее - уполномоченные органы) при утверждении схемы теплоснабжения.

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

Для присвоения организации статуса единой теплоснабжающей организации на территории поселения, городского округа лица, владеющие на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, подают в уполномоченный орган в течение 1 месяца с даты опубликования (размещения) в установленном порядке проекта схемы теплоснабжения, а также с даты опубликования (размещения) сообщения, указанного в пункте 17 настоящих Правил, заявку на присвоение организации статуса единой теплоснабжающей организации с указанием зоны ее дея-

тельности. К заявке прилагается бухгалтерская отчетность, составленная на последнюю отчетную дату перед подачей заявки, с отметкой налогового органа о ее принятии.

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

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

- определить единую теплоснабжающую организацию (организации) в каждой из систем теплоснабжения, расположенных в границах поселения, городского округа;
- определить на несколько систем теплоснабжения единую теплоснабжающую организацию, если такая организация владеет на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в каждой из систем теплоснабжения, входящей в зону её деятельности.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой теплоснабжающей организации подана одна заявка от лица, владеющего на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, то статус единой теплоснабжающей организации присваивается указанному лицу.

В случае если в отношении одной зоны деятельности единой тепло-снабжающей организации подано несколько заявок от лиц, владеющих на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями в соответствующей системе теплоснабжения, орган местного самоуправления присваивает статус единой теплоснабжающей организации в соответствии с критериями определения единой теплоснабжающей организации.

В случае если в отношении зоны деятельности единой теплоснабжающей организации не подано ни одной заявки на присвоение соответствующего статуса, статус единой теплоснабжающей организации присваивается организации, владеющей в соответствующей зоне деятельности источниками тепловой энергии и (или) тепловыми сетями, и соответствующей критериям.

Критерии определения единой теплоснабжающей организации:

- владение на праве собственности или ином законном основании источниками тепловой энергии с наибольшей рабочей тепловой мощностью и (или) тепловыми сетями с наибольшей емкостью в границах зоны деятельности единой теплоснабжающей организации;
- размер собственного капитала;
- способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.
- Размер собственного капитала определяется по данным бухгалтерской отчетности, составленной на последнюю отчетную дату перед подачей заявки на присвоение статуса единой теплоснабжающей организации с отметкой налогового органа о ее принятии;
- Единая теплоснабжающая организация обязана:
 - заключать и надлежаще исполнять договоры теплоснабжения со всеми обратившимися к ней потребителями тепловой энергии в своей зоне деятельности;
 - осуществлять мониторинг реализации схемы теплоснабжения и подавать в орган, утвердивший схему теплоснабжения, отчеты о реализации, включая предложения по актуализации схемы;
 - надлежащим образом исполнять обязательства перед иными теплоснабжающими и теплосетевыми организациями в зоне своей деятельности;
 - осуществлять контроль режимов потребления тепловой энергии в зоне своей деятельности.

В Муниципальном образовании городской округ Анадырь критериям единой теплоснабжающей организации удовлетворяет МП ГКХ.

10.2. Реестр зон деятельности единой теплоснабжающей организации (организаций)

Система теплоснабжения МП ГКХ охватывает территорию г. Анадырь. Теплоснабжение обеспечивается от котельной, которая находится в муниципальной собственности и эксплуатируется МП ГКХ, при этом осуществляется транспортировка тепловой энергии потребителям (через тепловые сети и сооружения на них).

10.3.основания, в том числе критерии, в соответствии с которыми теплоснабжающая организация определена единой теплоснабжающей организацией

Критерии определения единой теплоснабжающей организации:

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

размер собственного капитала;

•способность в лучшей мере обеспечить надежность теплоснабжения в соответствующей системе теплоснабжения.

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

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

Статусом единой теплоснабжающей организации обладает МП ГКХ. Другие теплоснабжающие организации в муниципальном образовании отсутствуют.

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

Статусом единой теплоснабжающей организации обладает МП ГКХ.

11.РЕШЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛЕНИИ ТЕПЛОЙ НАГРУЗКИ МЕЖДУ ИСТОЧНИКАМИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

В Муниципальном образовании городской округ Анадырь теплоснабжение осуществляется от двух источников источников тепловой энергии.

12. РЕШЕНИЯ ПО БЕСХОЗЯЙНЫМ ТЕПЛОВЫМ СЕТЯМ

По результатам актуализации Схемы теплоснабжения Муниципального образования городской округ Анадырь, бесхозяйные сети не выявлены.

13. СИНХРОНИЗАЦИЯ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ СО СХЕМОЙ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ И ГАЗИФИКАЦИИ СУБЪЕКТА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И (ИЛИ) ПОСЕЛЕНИЯ, СХЕМОЙ И ПРОГРАММОЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ, А ТАКЖЕ СО СХЕМОЙ ВОДОСНАБЖЕНИЯ И ВОДООТВЕДЕНИЯ ПОСЕЛЕНИЯ

В данное время территория поселения не обеспечена природным (сетевым) газом.

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

Намеченные в проекте схемы теплоснабжения мероприятия не предполагают корректировки решений схем газоснабжения и газификации Муниципального образования городской округ Анадырь.

13.2. Описание проблем организации газоснабжения источников тепловой энергии

В данное время территория поселения обеспечена природным (сетевым) газом.

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

Корректировка региональных (межрегиональных) программ газификации не предполагается.

13.4. Описание решений (вырабатываемых с учетом положений утвержденной схемы и программы развития Единой энергетической системы России) о строительстве, реконструкции, техническом перевооружении, выводе из эксплуатации источников тепловой энергии и генерирующих объектов, включая входящее в их состав оборудование, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, в части перспективных балансов тепловой мощности в схемах теплоснабжения

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии на территории муниципального образования городского округа Анадырь не осуществляется.

13.5. Предложения по строительству генерирующих объектов, функционирующих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, указанных в схеме теплоснабжения, для их учета при разработке схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъекта Российской Федерации, схемы и программы развития Единой энергетической системы России, содержащие в том числе описание участия указанных объектов в перспективных балансах тепловой мощности и энергии

Плотность тепловой нагрузки на территории Муниципального образования городской округ Анадырь недостаточна для рассмотрения вопроса о строительстве источника комбинированной выработки тепловой и электрической энергии, в связи с чем такое строительство не предлагается.

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

Информация отсутствует.

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

Предложения отсутствуют.

14. ЦЕНОВЫЕ (ТАРИФНЫЕ) ПОСЛЕДСТВИЯ

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения должна подбираться в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. В зависимости от способа формирования источника финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала, за счет заемных средств и за счет инвестиционной надбавки к тарифу. При этом возмещение средств затраченных на реализацию проекта осуществляется за счёт экономии от энергосберегающих мероприятий (например, увеличение КПД котлоагрегатов, уменьшение тепловых потерь при реконструкции тепловых сетей, и т.д.) и надбавки к тарифу в соответствии со сценариями.

Предлагается рассмотреть 8 сценариев по финансированию мероприятий:

Полный объем финансовых затрат покрывается за счет собственных средств тепло-снабжающих компаний.

1.20% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

2.60% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

3.100% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет собственных средств теплоснабжающих компаний.

4. Полный объем финансовых затрат покрывается за счет заемного капитала.

5.20% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет заемного капитала.

6.60% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет заемного капитала.

7.100% объема финансовых затрат покрывается за счет надбавки в тарифе – остальное за счет заемного капитала.

На основании этих данных рассчитываются показатели эффективности инвестиционного проекта:

- Приведенный (дисконтированный) доход NPV за период;
- Индекс рентабельности инвестиций PI;
- Срок окупаемости (динамический) от начала операционной деятельности.

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы тепло-снабжения к ценам соответствующих периодов в расчете использованы индексы-дефляторы, установленные в соответствии:

- с прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2017 год и на плановый период 2019 и 2019 годов из письма Минэкономразвития России;
- с показателями долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2032 года в соответствии с таблицей прогнозируемых индексов цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности, установленных письмом заместителя Министра экономического развития Российской Федерации.

Период расчета для инвестиционного проекта – 11 лет (2021 – 2032 гг.). Шаг расчета – 1 год.

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в таблице.

Таблица 26 - Изменения индексов показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР

Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода										
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2032	2029	2030	2031	2032
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	0,05	0,05	0,05	0,07	0,09	0,06	0,05	0,05	0,06	0,05	0,04
Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году, %	0,046	0,033	0,034	0,09	0,09	0,07	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04
Рост цен на Уголь и природный газ (оптовые цены без НДС)	0,05	0,05	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15	0,06	0,05	0,04	0,03

Источники финансирования определены. В условиях недостатка собственных средств организаций коммунального комплекса на проведение работ по модернизации существующих сетей и сооружений, модернизации объектов систем теплоснабжения, затраты на реализацию мероприятий схемы предлагается финансировать за счет денежных средств потребителей.

Кроме этого, схема предусматривает повышение качества предоставления коммунальных услуг для населения и создания условий для привлечения средств из внебюджетных источников для модернизации объектов коммунальной инфраструктуры.

Объём средств будет уточняться после доведения лимитов бюджетных обязательств из бюджетов всех уровней на очередной финансовый год и плановый период.

Эффективность капиталовложений определяется наиболее экономически оправданными мероприятиями по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источника, тепловых сетей, потребителей тепловой энергии.

Увеличение тарифа на тепловую энергию в первую очередь связано с увеличением стоимости энергоресурсов (увеличение тарифа соответствует данным Минэкономразвития по энергетическому сценарию развития РФ). Вводимые мероприятия по энергосбережению и ресурсосбережению не позволяют в полной мере обеспечить сдерживание роста тарифа на тепловую энергию. При этом необходимость инвестиций обусловлено необходимостью обеспечения качественного и надежного теплоснабжения. Включение в тариф

дополнительной составляющей, учитывающей прибыль организации или инвестора, вызовет дополнительный рост тарифа для конечных потребителей.

Варианты финансирования за счет собственного капитала, который не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу, может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

Реализация мероприятия окажет значительное влияние на финансовое положение предприятия и не может быть осуществлено полностью за счет собственного капитала.

Кредитное финансирование используется, как правило, в процессе реализации краткосрочных инвестиционных проектов с высокой нормой рентабельности инвестиций. Особенность заемного капитала заключается в том, что его необходимо вернуть на определенных заранее условиях, при этом кредитор не претендует на участие в доходах от реализации инвестиций.

Основным показателем, характеризующим рентабельность использования заемного капитала является эффект финансового рычага.

Эффект финансового рычага – это показатель, отражающий изменение рентабельности собственных средств, полученное благодаря использованию заемных средств.

Эффект финансового рычага проявляется в разности между стоимостью заемного и размещенного капиталов, что позволяет увеличить рентабельность собственного капитала и уменьшить финансовые риски.

Положительный эффект финансового рычага базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. Отрицательный эффект (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

По оценкам экономистов на основании изучения эмпирического материала успешных зарубежных компаний, оптимально эффект финансового рычага находится в пределах 30–50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при плече финансового рычага 0,67–0,54. В этом случае обеспечивается прирост рентабельности собственного капитала не ниже прироста доходности вложений в активы.

Финансовый рычаг характеризует возможность повышения рентабельности собственного капитала и риск потери финансовой устойчивости. Чем выше доля заемного капитала, тем выше чувствительность чистой прибыли к изменению балансовой прибыли.

Таким образом, при дополнительном заимствовании может возрасти рентабельность собственного капитала.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако нужно иметь в виду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение – минимум 125% суммы займа, гарантия (например, муниципальная) или залог оборудования.

Вариант финансирования полностью за счет заемного капитала, не предполагающий установления инвестиционной надбавки к тарифу, не может быть осуществлен, т.к. проявляется отрицательный эффект финансового рычага. Рекомендуется воспользоваться вариантами финансирования, которые предполагают установление инвестиционной надбавки к тарифу.

15. ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

15.1. Обоснование целевых показателей комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры, а также мероприятий, входящих в план застройки муниципального образования

Реформирование и модернизация систем коммунальной инфраструктуры с применением комплекса целевых показателей оцениваются по следующим результирующим параметрам, отражающимся в надежности обслуживания потребителей, и по изменению финансово-экономических и организационно-правовых характеристик:

- техническое состояние объектов коммунальной инфраструктуры, в первую очередь – надежность их работы. С учетом этой оценки определяется необходимый и достаточный уровень модернизации основных фондов, замены изношенных сетей и оборудования. В результате может быть определена потребность и оценена фактическая обеспеченность средствами на ремонт и модернизацию основных фондов в коммунальном комплексе;
- финансово-экономическое состояние организаций коммунального комплекса, уровень финансового обеспечения коммунального хозяйства, инвестиционный потенциал организаций коммунального комплекса;

–организационно-правовые характеристики деятельности коммунального комплекса, позволяющие оценить сложившуюся систему управления, уровень институциональных преобразований, развитие договорных отношений.

Целевые показатели анализируются и периодически пересматриваются, и актуализируются. Описание расчета значений целевых показатели разработаны на базе обобщения, анализа и корректировки фактических данных по системам коммунального комплекса муниципального образования городской округ Анадырь и приведены в таблице.

Таблица 27 - Описание расчета значений целевых показатели

№ п/п	Целевые показатели развития систем коммунальной инфраструктуры	Механизм расчета показателя
1	Доступность услуги (обеспеченность) для населения, %	Отношение численности населения, получающей услугу, к численности населения фактической или прогнозируемой
2	Спрос на коммунальные ресурсы	Произведение нормативного потребления данного вида ресурса на фактическую или прогнозируемую численность населения
3	Показатели эффективности производства (потери), %	Отношение объема потерь к объему отпуска данного вида ресурса
4	Показатель надежности, ед. в год	Количество аварий на системах коммунальной инфраструктуры

Обоснование мероприятий, входящих в план застройки муниципального образования городской округ Анадырь представлено в таблице.

Таблица 28 - Мероприятия систем коммунальной инфраструктуры и ожидаемые эффекты от их реализации

№ п/п	Система коммунальной инфраструктуры, в которой будет реализовано мероприятие	Ожидаемые эффекты от реализации мероприятий
1	Теплоснабжение	- повышение надежности систем теплоснабжения; - повышение качества ведения технологического режима и его безопасности.

15.2.Обоснование целевых показателей развития соответствующей системы коммунальной инфраструктуры

Состав целевых показателей и индикаторов определен таким образом, чтобы обеспечить:

- мониторинг значений показателей (индикаторов) в течение срока реализации Схемы;

- охват всех наиболее значимых результатов реализации мероприятий;
- минимизацию количества показателей (индикаторов);
- наличие формализованных методик расчета значений показателей (индикаторов).

Перечень целевых показателей с детализацией по системам коммунальной инфраструктуры принят в соответствии с Методическими рекомендациями по разработке программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципальных образований, утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 14.06.2013 г. № 502.

Результатами реализации мероприятий по системе теплоснабжения муниципального образования являются:

- повышение надежности и обеспечение бесперебойной работы объектов теплоснабжения за счет уменьшения количества функциональных отказов до рациональных значений;
- улучшение качества жилищно-коммунального обслуживания населения по системе теплоснабжения;
- повышение ресурсной эффективности предоставления услуг теплоснабжения.

Таблица 29 - Целевые показатели

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	01.01.2021 г.	1 очередь	2 очередь
	Теплоснабжение				
	Показатели надежности и бесперебойности снабжения услугой				
	Аварийность (с учетом повреждения оборудования)	ед./км		-	-
	Износ тепловых сетей	%	80	50	30
	Протяженность сетей, нуждающихся в замене	км	-	-	-
	Показатели качества обслуживания абонентов				
	Количество жалоб абонентов на качество услуг	ед.	0	0	0
	Обеспеченность населения централизованным теплоснабжением (от численности населения)	%	-	70	100
	Охват абонентов приборами учета	%	100	100	100