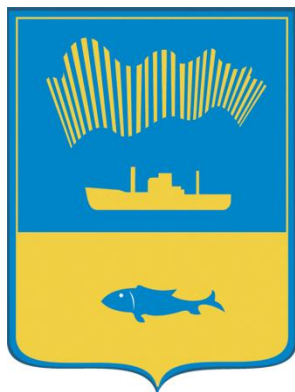




**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ОБЪЕДИНЕНИЕ ВНИПИЭНЕРГОПРОМ»**

«УТВЕРЖДАЮ»
ОАО «ВНИПИэнергпром»
Главный инженер
Тутыхин Л.А. _____
« ____ » _____ 2014 г.



**Схема теплоснабжения муниципального
образования город Мурманск
с 2014 по 2029 годы**

Обосновывающие материалы

Том десятый

Глава 9

Оценка надежности теплоснабжения

СОСТАВ ДОКУМЕНТА

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

- | | |
|----------|---|
| Глава 1 | "Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения"; |
| Глава 2 | "Перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения"; |
| Глава 3 | "Электронная модель системы теплоснабжения поселения, городского округа"; |
| Глава 4 | "Перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки"; |
| Глава 5 | "Перспективные балансы производительности водоподготовительных установок и максимального потребления теплоносителя теплопотребляющими установками потребителей, в том числе в аварийных режимах"; |
| Глава 6 | "Предложения по строительству, реконструкции и техническому перевооружению источников тепловой энергии"; |
| Глава 7 | "Предложения по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них"; |
| Глава 8 | "Перспективные топливные балансы"; |
| Глава 9 | "Оценка надежности теплоснабжения"; |
| Глава 10 | "Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение"; |
| Глава 11 | "Обоснование предложения по определению единой теплоснабжающей организации". |

Содержание

ОПРЕДЕЛЕНИЯ	5
Перечень принятых обозначений.....	6
Общие положения	8
1 Методика расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей	10
1.1 Термины и определения	10
1.2 Методика расчета надежности теплоснабжения.....	12
1.2.1 Расчет надежности теплоснабжения нерезервируемых участков тепловой сети.....	12
1.2.2 Расчет надежности теплоснабжения резервируемых участков тепловой сети	18
1.2.3 Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям.....	20
2 Расчет перспективных показателей надежности	21
2.1 Исходные данные для расчета показателей надежности	21
2.2 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от Мурманской ТЭЦ.....	21
2.2.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения	21
2.2.2 Результаты расчета.....	23
2.2.3 Выводы по результатам расчета показателей надежности	23
2.3 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от Южной котельной	26
2.3.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения	26
2.3.2 Результаты расчета.....	28
2.3.3 Выводы по результатам расчета показателей надежности	28
2.4 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от Восточной котельной	33
2.4.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения	33
2.4.2 Результаты расчета.....	34
2.4.3 Выводы по результатам расчета показателей надежности	34
2.5 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от Северной котельной	38
2.5.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения	38
2.5.2 Результаты расчета.....	40
2.5.3 Выводы по результатам расчета показателей надежности	40
2.6 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от котельной п. Абрам-Мыс.....	43
2.6.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения	43
2.6.2 Результаты расчета.....	44

2.6.3	Выводы по результатам расчета показателей надежности	45
2.7	Показатели надежности теплоснабжения потребителей от котельной МУП «МУК» (угольная котельная)	51
2.7.1	Расчетная схема зоны теплоснабжения	51
2.7.2	Результаты расчета.....	52
2.7.3	Выводы по результатам расчета показателей надежности	52
2.8	Показатели надежности теплоснабжения потребителей от котельной МУП «МУК» (дизельная котельная)	54
2.8.1	Расчетная схема зоны теплоснабжения	54
2.8.2	Результаты расчета.....	54
2.8.3	Выводы по результатам расчета показателей надежности	55
2.9	Показатели надежности теплоснабжения потребителей от котельной ММТП.....	58
2.9.1	Расчетная схема зоны теплоснабжения	58
2.9.2	Результаты расчета.....	59
2.9.3	Выводы по результатам расчета показателей надежности	59
3	Перечень мероприятий по повышению надежности теплоснабжения потребителей	68
3.1	Система теплоснабжения на базе Мурманской ТЭЦ	68
3.2	Система теплоснабжения на базе Южной котельной	70
3.3	Система теплоснабжения на базе Восточной котельной	72
3.4	Система теплоснабжения на базе Северной котельной	74
3.5	Система теплоснабжения на базе котельной ММТП	76

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящей работе применяют следующие термины с соответствующими определениями

Термины	Определения
Теплоснабжение	Обеспечение потребителей тепловой энергии тепловой энергией, теплоносителем, в том числе поддержание мощности
Система теплоснабжения	Совокупность источников тепловой энергии и теплопотребляющих установок, технологически соединенных тепловыми сетями
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
Источник тепловой энергии	Устройство, предназначенное для производства тепловой энергии
Тепловая сеть	Совокупность устройств (включая центральные тепловые пункты, насосные станции), предназначенных для передачи тепловой энергии, теплоносителя от источников тепловой энергии до теплопотребляющих 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
Потребитель тепловой энергии (далее потребитель)	Лицо, приобретающее тепловую энергию (мощность), теплоноситель для использования на принадлежащих ему на праве собственности или ином законном основании теплопотребляющих установках либо для оказания коммунальных услуг в части горячего водоснабжения и отопления
Теплопотребляющая установка	Устройство, предназначенное для использования тепловой энергии, теплоносителя для нужд потребителя тепловой энергии
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)
Теплосетевая организация	Организация, оказывающая услуги по передаче тепловой энергии (данное положение применяется к регулированию сходных отношений с участием индивидуальных предпринимателей)
Зона действия системы теплоснабжения	Территория городского округа или ее часть, границы которой устанавливаются по наиболее удаленным точкам подключения потребителей к тепловым сетям, входящим в систему теплоснабжения
Зона действия источника тепловой энергии	Территория 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.)

Перечень принятых обозначений

№ п/п	Сокращение	Пояснение
1	АСКУТЭ	Автоматическая система контроля и учета тепловой энергии
2	АСКУЭ	Автоматизированная система контроля и учета электроэнергии
3	АСУТП	Автоматизированная система управления технологическими процессами
4	БМК	Блочно-модульная котельная
5	ВК	Ведомственная котельная
6	ВПУ	Водоподготовительная установка
7	ГВС	Горячее водоснабжение
8	ГТУ	Газотурбинная установка
9	ЕТО	Единая теплоснабжающая организация
10	ЗАТО	Закрытое территориальное образование
11	ИП	Инвестиционная программа
12	ИС	Инвестиционная составляющая
13	ИТП	Индивидуальный тепловой пункт
14	КРП	Квартальный распределительный пункт
15	МК, КМ	Муниципальная котельная
16	ММРП	Мурманский морской рыбный порт
17	ММТП	Мурманский морской торговый порт
18	МУП	Муниципальное унитарное предприятие
19	НВВ	Необходимая валовая выручка
20	НДС	Налог на добавленную стоимость
21	ННЗТ	Неснижаемый нормативный запас топлива
22	НС	Насосная станция
23	НТД	Нормативная техническая документация
24	НЭЗТ	Нормативный эксплуатационный запас основного или резервного видов топлива
25	ОВ	Отопление и вентиляция
26	ОВК	Отопительно-водогрейная котельная
27	ОДЗ	Общественно-деловая застройка
28	ОДС	Оперативная диспетчерская служба
29	ОИК	Оперативный информационный комплекс
30	ОКК	Организация коммунального комплекса
31	ОНЗТ	Общий нормативный запас топлива
32	ОЭТС	Отдел эксплуатации тепловых сетей
33	ПВК	Пиковая водогрейная котельная
34	ПГУ	Парогазовая установка
35	ПИР	Проектные и изыскательские работы
36	ПНС	Повысительно-насосная станция
37	ПП РФ	Постановление Правительства Российской Федерации
38	ППМ	Пенополиминерал
39	ППУ	Пенополиуретан
40	ПСД	Проектно-сметная документация
41	РЭК	Региональная энергетическая комиссия

№ п/п	Сокращение	Пояснение
42	СМР	Строительно-монтажные работы
43	СЦТ	Система централизованного теплоснабжения
44	ТБО	Твердые бытовые отходы
45	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
46	ТФУ	Теплофикационная установка
47	ТЭ	Тепловая энергия
48	ТЭО	Технико-экономическое обоснование
49	ТЭЦ	Теплоэлектроцентраль
50	УПБС ВР	Укрупненный показатель базовой стоимости на виды работ
51	УПР	Укрупненный показатель базисных стоимостей по видам строительства
52	УРУТ	Удельный расход условного топлива
53	УСС	Укрупненный показатель сметной стоимости
54	ФОТ	Фонд оплаты труда
55	ФСТ	Федеральная служба по тарифам
56	ХВО	Химводоочистка
57	ХВП	Химводоподготовка
58	ЦТП	Центральный тепловой пункт
59	ЭБ	Энергоблок
60	ЭМ	Электронная модель системы теплоснабжения г. Мурманск

Общие положения

Оценка надежности теплоснабжения разрабатывается в соответствии с подпунктом «и» пункта 19 и пункта 46 Требований к схемам теплоснабжения. Нормативные требования к надёжности теплоснабжения установлены в СП124.13330.2012 (актуализированная версия СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети») в части пунктов 6.25-6.30 раздела «Надежность».

В СП 124.13330.2012 надежность теплоснабжения определяется по способности проектируемых и действующих источников теплоты, тепловых сетей и в целом систем централизованного теплоснабжения обеспечивать в течение заданного времени требуемые режимы, параметры и качество теплоснабжения (отопления, вентиляции, горячего водоснабжения, а также технологических потребностей предприятий в паре и горячей воде) обеспечивать нормативные показатели вероятности безотказной работы $[P]$ (далее по тексту – ВБР), коэффициент готовности $[K_r]$, живучести $[Ж]$.

Расчет показателей системы с учетом надежности должен производиться для каждого потребителя. При этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать для:

- источника теплоты $P_{ит} = 0,97$;
- тепловых сетей $P_{тс} = 0,9$;
- потребителя теплоты $P_{пт} = 0,99$;
- системы централизованного теплоснабжения (далее по тексту – СЦТ) в целом $P_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,864$.

Нормативные показатели безотказной работы тепловых сетей обеспечиваются следующими мероприятиями:

- установлением предельно допустимой длины нерезервированных участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого потребителя или теплового пункта;
- местом размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

- достаточностью диаметров выбираемых при проектировании новых или реконструируемых существующих теплопроводов для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах;
- необходимость замены на конкретных участках конструкций тепловых сетей и теплопроводов на более надежные, а также обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;
- очередность ремонтов и замен теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс.

Готовность системы теплоснабжения к исправной работе в течение отопительного периода определяется по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также - числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

Минимально допустимый показатель готовности СЦТ к исправной работе K_r принимается 0,97.

Нормативные показатели готовности систем теплоснабжения обеспечиваются следующими мероприятиями:

- готовностью СЦТ к отопительному сезону;
- достаточностью установленной (располагаемой) тепловой мощности источника тепловой энергии для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- способностью тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при нерасчетных похолоданиях;
- организационными и техническими мерами, необходимые для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;
- максимально допустимым числом часов готовности для источника теплоты.

Потребители теплоты по надежности теплоснабжения делятся на три категории:

Первая категория - потребители, не допускающие перерывов в подаче расчетного количества теплоты и снижения температуры воздуха в помещениях ниже предусмотренных ГОСТ 30494-2011 «Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях».

Например, больницы, родильные дома, детские дошкольные учреждения с круглосуточным пребыванием детей, картинные галереи, химические и специальные производства, шахты и т.п.

Вторая категория - потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:

- жилых и общественных зданий до 12°C;
- промышленных зданий до 8°C.

1 Методика расчета вероятности безотказной работы тепловых сетей

1.1 Термины и определения

Термины и определения, используемые в данном разделе, соответствуют определениям ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике».

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

Безотказность – свойство тепловой сети непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки;

Долговечность – свойство тепловой сети или объекта тепловой сети сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта;

Ремонтпригодность – свойство элемента тепловой сети, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта;

Исправное состояние – состояние элемента тепловой сети и тепловой сети в целом, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и

(или) конструкторской (проектной) документации;

Неисправное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

Работоспособное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации;

Неработоспособное состояние - состояние элемента тепловой сети, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации. Для сложных объектов возможно деление их неработоспособных состояний. При этом из множества неработоспособных состояний выделяют частично неработоспособные состояния, при которых тепловая сеть способна частично выполнять требуемые функции;

Предельное состояние – состояние элемента тепловой сети или тепловой сети в целом, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно;

Критерий предельного состояния - признак или совокупность признаков предельного состояния элемента тепловой сети, установленные нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документацией. В зависимости от условий эксплуатации для одного и того же элемента тепловой сети могут быть установлены два и более критериев предельного состояния;

Повреждение – событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния;

Отказ – событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния элемента тепловой сети или тепловой сети в целом;

Критерий отказа – признак или совокупность признаков нарушения работоспособного состояния тепловой сети, установленные в нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации.

Для целей перспективной схемы теплоснабжения термин «отказ» будет использован в следующих интерпретациях:

Отказ участка тепловой сети – событие, приводящие к нарушению его работоспособного состояния (т.е. прекращению транспорта теплоносителя по этому участку в связи с нарушением герметичности этого участка);

Отказ теплоснабжения потребителя – событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$ (СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»).

При разработке схемы теплоснабжения для описания надежности термины «повреждение» и «инцидент» будут употребляться только в отношении событий, к которым может быть применена процедура отложенного ремонта, потому что в соответствии с ГОСТ 27.002-09 «Надежность в технике» эти события не приводят к нарушению работоспособности участка тепловой сети и, следовательно, не требуют выполнения незамедлительных ремонтных работ с целью восстановления его работоспособности. К таким событиям относятся зарегистрированные «свищи» на прямом или обратном теплопроводах тепловых сетей. Тем не менее, ремонтные работы по ликвидации свищей требуют прерывания теплоснабжения (если нет вариантов подключения резервных теплопроводов), и в этом смысле они аналогичны «отложенным» отказам.

Мы также не будем употреблять термин «авария», так как это характеристика «тяжести» отказа и возможных последствий его устранения. Все упомянутые в данном разделе термины устанавливают лишь градацию (шкалу) отказов.

1.2 Методика расчета надежности теплоснабжения

1.2.1 Расчет надежности теплоснабжения нерезервируемых участков тепловой сети

В соответствии с СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» расчет надежности теплоснабжения должен производиться для каждого потребителя, при этом минимально допустимые показатели вероятности безотказной работы следует принимать (пункт «6.26») для:

- источника теплоты $P_{\text{ит}} = 0,97$;
- тепловых сетей $P_{\text{тс}} = 0,9$;

- потребителя теплоты $P_{пт} = 0,99$;
- системы СЦТ в целом $P_{сцт} = 0,9 \cdot 0,97 \cdot 0,99 = 0,86$.

Расчет вероятности безотказной работы тепловой сети по отношению к каждому потребителю осуществляется по следующему алгоритму:

1. Определяется путь передачи теплоносителя от источника до потребителя, по отношению к которому выполняется расчет вероятности безотказной работы тепловой сети.

2. На первом этапе расчета устанавливается перечень участков теплопроводов, составляющих этот путь.

3. Для каждого участка тепловой сети устанавливаются: год его ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.

4. На основе обработки данных по отказам и 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 (в соответствии с ГОСТ 27.002-09 «Надежность в технике») 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 все системы в целом.

Средняя вероятность безотказной работы системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, будет равна произведению вероятностей безотказной работы:

$$P_c = \prod_{i=1}^{i=N} P_i = e^{-\lambda_1 L_1 t} \times e^{-\lambda_2 L_2 t} \times \dots \times e^{-\lambda_n L_n t} = e^{-t \times \sum_{i=1}^{i=N} \lambda_i L_i} = e^{-\lambda_c t}, \quad (1.1.)$$

Интенсивность отказов всего последовательного соединения равна сумме интенсивностей отказов на каждом участке $\lambda_c = L_1 \lambda_1 + L_2 \lambda_2 + \dots + L_n \lambda_n$, [1/час], где L_i - протяженность каждого участка, [км]. И, таким образом, чем выше значение интенсивности отказов системы, тем меньше вероятность безотказной работы. Параметр времени в этих выражениях всегда равен одному отопительному периоду, т.е. значение вероятности безотказной работы вычисляется как некоторая вероятность в конце каждого рабочего цикла (перед следующим ремонтным периодом).

Интенсивность отказов каждого конкретного участка может быть разной, но самое главное, она зависит от времени эксплуатации участка (важно: не в процессе одного отопительного периода, а времени от начала его ввода в эксплуатацию). В нашей практике для описания параметрической зависимости интенсивности отказов применяется зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкая по характеру к распределению Вейбулла:

$$\lambda(t) = \lambda_0 \cdot 0,1 \tau^{\alpha-1}, \quad (1.2.)$$

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.

Обработка значительного количества данных по отказам, позволяет использовать следующую зависимость для параметра формы интенсивности отказов:

$$\alpha = \begin{cases} 0,8 \cdot n_{пу} \cdot 0 < \tau \leq 3 \\ 1 \cdot n_{пу} \cdot 3 < \tau \leq 17 \\ 0,5 \times e^{\tau/20} \cdot n_{пу} \cdot \tau > 17 \end{cases} \quad (1.3)$$

На рис. 1 приведен вид зависимости интенсивности отказов от срока эксплуатации участка тепловой сети. 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.

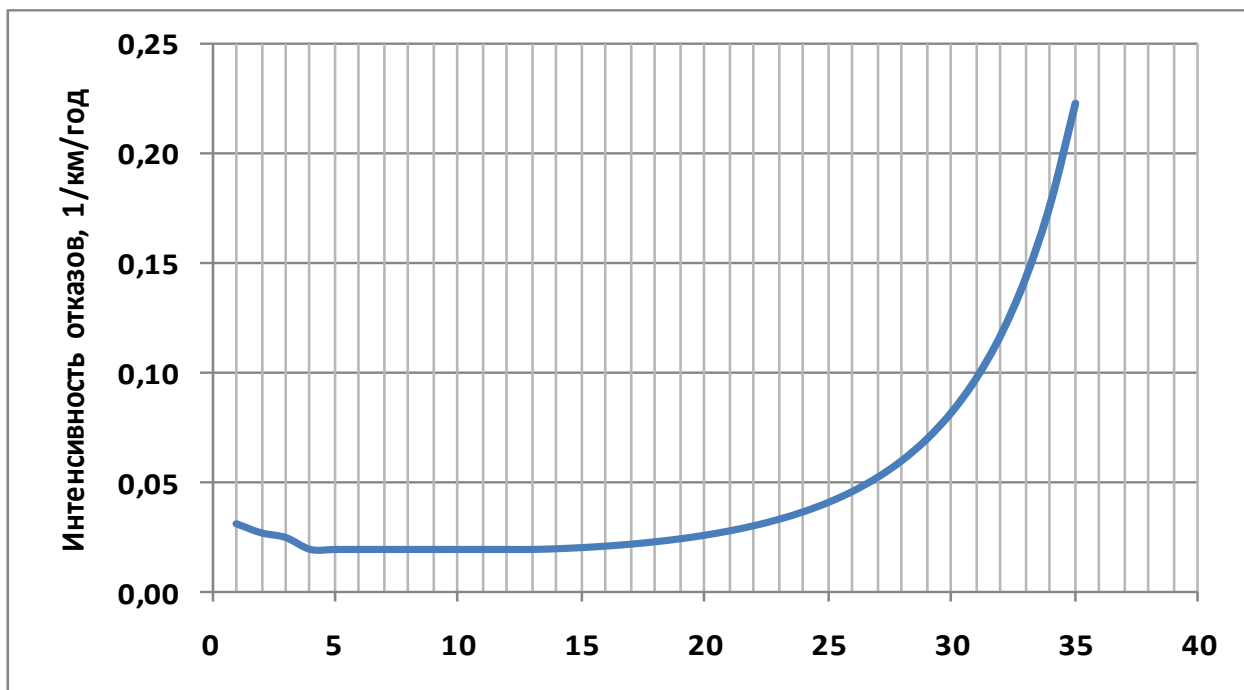


Рисунок 9.1 - Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

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 01-01-82 «Строительная климатология и геофизика» или справочника «Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей».

6. С использованием данных о теплоаккумулирующей способности абонентских установок 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 $+12^{\circ}\text{C}$, в промышленных зданиях ниже $+8^{\circ}\text{C}$ (СП 124.13330.2012 «Тепловые

сети»). Например, для расчета времени снижения температуры в жилом здании используют формулу:

$$t_{\epsilon} = t_n + \frac{Q_o}{q_o V} + \frac{t'_{\epsilon} - t_n - \frac{Q_o}{q_o V}}{\exp(z/\beta)}, \quad (1.4)$$

где

- t_{ϵ} - внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °C;
- z - время, отсчитываемое после начала исходного события, ч;
- t'_{ϵ} - температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °C;
- t_n - температура наружного воздуха, усредненная за период времени z , °C;
- Q_o - подача теплоты в помещение, Дж/ч;
- $q_o V$ - удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч·°C);
- β - коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

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

$$z = \beta \times \ln \frac{t_{\epsilon} - t_n}{t_{\epsilon,a} - t_n}, \quad (1.5)$$

где $t_{\epsilon,a}$ - внутренняя температура, которая устанавливается критерием отказа теплоснабжения (+12 °C для жилых зданий);

Расчет проводится для каждой градации повторяемости температуры наружного воздуха для г. Мурманска (см. табл. 9.1.) при коэффициенте аккумуляции жилого здания $\beta = 40$ часов.

Таблица 9.1 - Расчет времени снижения температуры внутри отапливаемого помещения

Температура наружного воздуха, °C	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °C
-50	0	4,85
-47,5	0	5,05
-42,5	5	5,48
-37,5	19	5,99

Температура наружного воздуха, °С	Повторяемость температур наружного воздуха, час	Время снижения температуры воздуха внутри отапливаемого помещения до +12 °С
-32,5	90	6,61
-27,5	170	7,38
-22,5	369	8,34
-17,5	580	9,60
-12,5	832	11,30
-7,5	910	13,75
-2,5	860	17,57
2,5	908	24,44
7,5	537	40,87

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 используют эмпирическую зависимость для времени, необходимого для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a \left[1 + b + c l_{c.z} D^{1,2} \right] \quad (1.6)$$

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;
- $l_{c.z}$ - расстояние между секционирующими задвижками, м;
- D - условный диаметр трубопровода, м.

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

- по уравнению 1.5 вычисляется время ликвидации повреждения на i -том участке;
- по каждой градации повторяемости температур с использованием уравнения 1.4 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 (см. уравнение 1.7) и поток отказов (см. уравнение 1.8) участка тепловой сети, способный привести к снижению температуры в отапливаемом помещении до температуры в +12 °С.

$$\bar{z} = \left(1 - \frac{z_{i,j}}{z_p}\right) \times \frac{\tau_j}{\tau_{on}} \quad (1.7)$$

$$\bar{\omega}_i = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,j}, \quad (1.8)$$

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента

$$p_i = \exp(-\bar{\omega}_i) \quad (1.9)$$

1.2.2 Расчет надежности теплоснабжения резервируемых участков тепловой сети

В системах теплоснабжения одним из самых распространенных способов повышения надежности является резервирование участков, суммы участков, целых магистральных выводов или насосных агрегатов, секционирующих задвижек и т.д. А наиболее часто применяемым способом расчета систем теплоснабжения с резервированием – приведение реальной системы теплоснабжения к эквивалентной модели параллельных или последовательно-параллельных соединений участков тепловой сети. Этот метод, конечно, является не единственным, но значительно более простым чем, например, «метод минимальных путей - минимальных сечений».

Однако, в любом случае, прежде чем решать задачу эквивалентирования схемы необходимо выполнить структурный анализ тепловой сети, который заключается в том, чтобы определить весь набор путей передачи теплоносителя от источника тепловой мощности к потребителю (узлу «сброса» (иногда «стока») тепловой нагрузки). Выявленные пути и их совместное рассмотрение позволяют свести схему к параллельному или последовательно параллельному соединению участков тепловой сети.

Все эти приемы и методы хорошо известны и широко применяются при структурном анализе сложных схем электрических сетей и неоднократно апробированы при анализе надежности схем теплоснабжения. Алгоритм решения задачи расчета надежности резервированных тепловых сетей сводится к следующим простым шагам и вычислениям.

Шаг 1. Выделяется потребитель, относительно которого выполняется расчет надежности вероятности безотказной работы теплоснабжения.

Шаг 2. Выполняется структурный анализ тепловой сети, позволяющий выделить все пути, по которым можно осуществить передачу теплоносителя от источника до выделенного потребителя. В некоторых специализированных программных комплексах (например, «Теплограф», «Zulu») эта процедура осуществляется автоматически, что значительно сокращает время на структурный анализ тепловой сети.

Шаг 3. Составляется эквивалентная схема путей для расчета надежности теплоснабжения. Она будет состоять из параллельно-последовательных или последовательно-параллельных участков тепловой сети (в смысле надежности).

Шаг 4. Для всех последовательных участков пути, также как для не резервированных участков, рассчитывается их вероятность безотказной работы, в соответствии с методом, приведенным в разделе 1.2.1. По результатам расчетов определяются:

- вероятность безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути:

$$p_{ej} = \prod_{i=1}^n p_i \quad (1.10)$$

- вероятность отказа эквивалентного нерезервированного j -того пути:

$$q_{ej} = 1 - \prod_{i=1}^n p_i \quad (1.11)$$

- параметр потока отказов эквивалентного нерезервированного j -того пути:

$$\bar{\omega}_{ej} = \lambda_i L_i \times \sum_{j=1}^{j=N} \bar{z}_{i,k}, \quad (1.12)$$

- среднее время безотказной работы эквивалентного нерезервированного j -того пути:

$$\bar{T}_{\text{бп.}ej} = 1/\bar{\omega}_{ej}, \quad (1.13)$$

- среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного нерезервированного j -того пути:

$$\bar{T}_{\text{вс.}ej} = q_{ej}/\bar{\omega}_{ej}, \quad (1.14)$$

при этом

$$q_{ej} = \lambda_{ej} \times \bar{T}_{ec, ej}, \quad (1.15)$$

Шаг 5. После сведения всех показателей надежности нерезервированных участков пути к эквивалентным значениям рассчитываются показатели надежности параллельных соединений участков пути, состоящих из эквивалентных последовательных участков пути:

- вероятность безотказной работы эквивалентного резервированного k-того пути:

$$p_{ek} = 1 - \prod_{j=1}^m q_{ej} \quad (1.16)$$

- вероятность отказа эквивалентного резервированного k-того пути:

$$q_{ek} = \prod_{j=1}^m q_{ej} \quad (1.17)$$

- параметр потока отказов эквивалентного резервированного k-того пути:

$$\bar{\omega}_{ek} = \sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \omega_{el} \bar{T}_{ej}, \quad (1.18)$$

- среднее время безотказной работы эквивалентного резервированного k-того пути:

$$\bar{T}_{op, ek} = \left[\sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \omega_{el} \bar{T}_{ej} \right]^{-1} \quad (1.19)$$

- среднее время восстановления (ремонта) эквивалентного резервированного k-того пути:

$$\bar{T}_{ek} = \frac{\prod_{j=1}^m \omega_{ej} \bar{T}_{ej}}{\left[\sum_{j=1}^m \omega_{ej} \prod_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{m-1} \omega_{el} \bar{T}_{ej} \right]}, \quad (1.20)$$

1.2.3 Оценка недоотпуска тепловой энергии потребителям

Выполнив оценку вероятности безотказной работы каждого магистрального теплопровода, легко определить средний (как вероятностную меру) недоотпуск тепла для каждого потребителя, присоединенного к этому магистральному теплопроводу.

Вычислив вероятность безотказной работы теплопровода относительно выбранного потребителя и, соответственно, вероятность отказа теплопровода

относительно выбранного потребителя недоотпуск рассчитывается как:

$$\Delta Q_n = \bar{Q}_{np} \times T_{on} \times q_{mn}, \text{Гкал} \quad (1.21)$$

где

- \bar{Q}_{np} - среднегодовая тепловая мощность теплопотребляющих установок потребителя (либо, по-другому, тепловая нагрузка потребителя), Гкал/ч;
 T_{on} - продолжительность отопительного периода, час;
 q_{mn} - вероятность отказа теплопровода.

2 Расчет перспективных показателей надежности

2.1 Исходные данные для расчета показателей надежности

При расчете показателей надежности теплоснабжения потребителей города Мурманска принято:

- продолжительность отопительного периода: $n_o = 275$ суток = 6600 ч;
- расчетная температура наружного воздуха: $t_o = 30$ °С;
- средняя температура наружного воздуха в отопительном периоде: $t_{cp} = -3,4$ °С;
- способ прокладки теплопроводов ТС – по данным теплоснабжающих организаций;
- среднее значение интенсивности отказов 1 км теплопровода: $\lambda_r = 5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч);
- среднее значение интенсивности отказов запорно-регулирующей арматуры: $\lambda_r = 2,28 \cdot 10^{-7}$ 1/ч;
- минимально допустимая температура воздуха в зданиях потребителей: $t_{min} = +12$ °С;
- коэффициент тепловой аккумуляции зданий потребителей: $\beta_j = 60$.

Расчет производится относительно потребителей тепловой энергии. Технические характеристики элементов ТС, представленные в соответствующих базах данных электронной модели схемы теплоснабжения города.

2.2 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от Мурманской ТЭЦ

2.2.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Мурманской ТЭЦ приведена на рисунке 9.2 (выделена красным цветом).

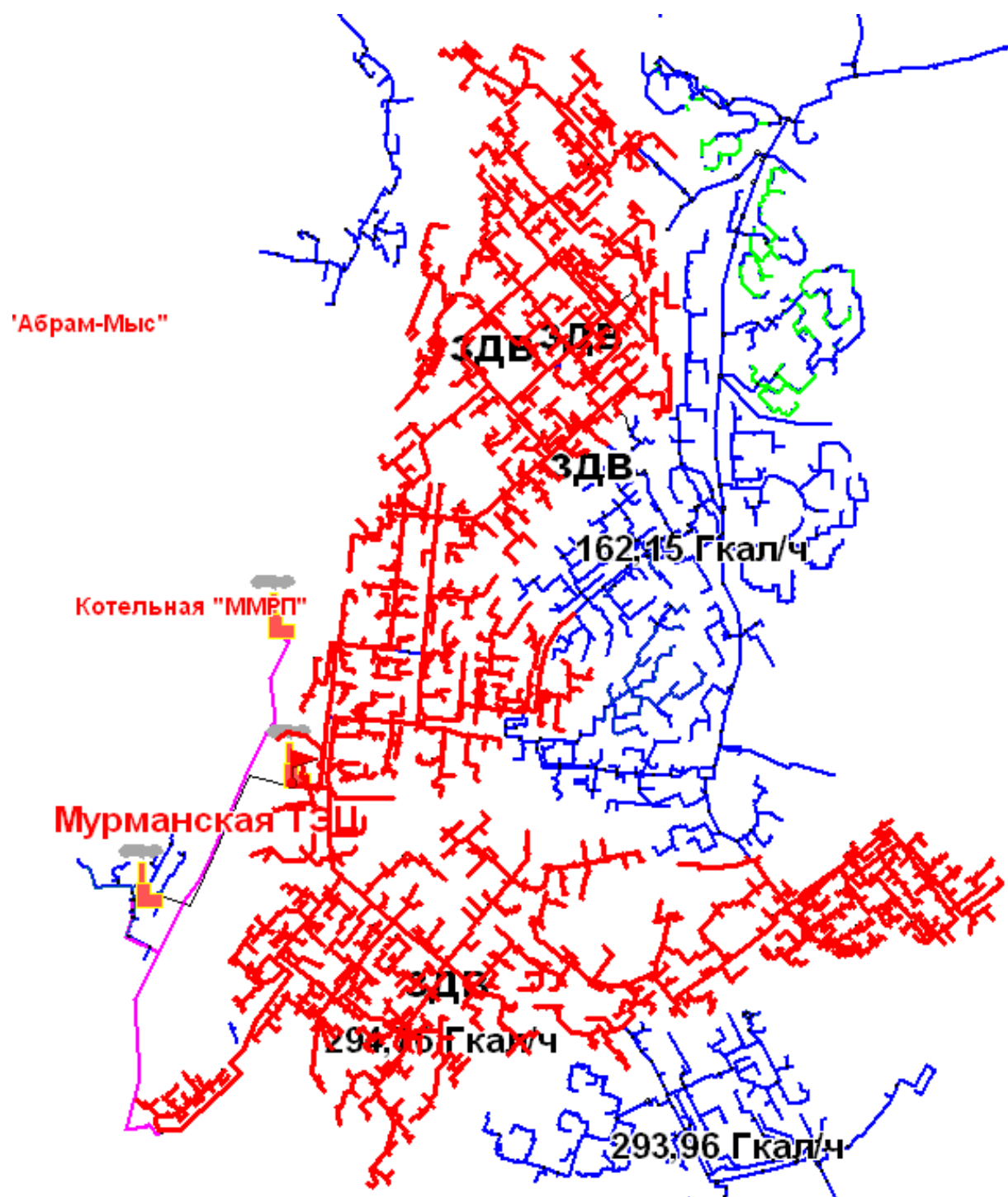


Рисунок 9.2 - Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Мурманской ТЭЦ

Расчетная схема зоны теплоснабжения на базе Мурманской ТЭЦ включает:

- источников теплоснабжения – 1;
- узлов и тепловых камер - 1538;
- участков тепловой сети - 3091;
- потребителей - 1374.

2.2.2 Результаты расчета

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от Мурманской ТЭЦ приведены в Приложении 1 и на рисунках 9.3 и 9.4. На данных диаграммах представлены показатели надежности по выборочным потребителям, которые расположены на пути теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя, имеющего наихудшие показатели надежности.

Результаты расчета показателей надежности участков тепловой сети от Мурманской ТЭЦ представлены в электронной модели системы теплоснабжения. На рисунке 9.5 приведены зоны ненадежного теплоснабжения потребителей от Мурманской ТЭЦ.

2.2.3 Выводы по результатам расчета показателей надежности

При оценке расчетных показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) При отсутствии переключений тепловых сетей в период до 2029 г. показатели фактической вероятности безотказной работы СЦТ будут значительно снижены по сравнению с нормативными значениями. Причиной тому будут являться:

- значительный срок эксплуатации отдельных участков тепловых сетей;
- наличие значительного количества участков на пути от теплоисточника до конечного потребителя тепловой энергии.

2) Коэффициент готовности СЦТ в 2029 г. будет превышать 0,985, что укладывается в существующие нормативы.

3) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- реконструкция ветхих участков тепловых сетей, определяемых по результатам экспертного обследования технического состояния трубопроводов.

4) Перечень мероприятий по реконструкции участков тепловых сетей с целью достижения нормативной надежности теплоснабжения потребителей в 2029 г. представлен в разделе 3.

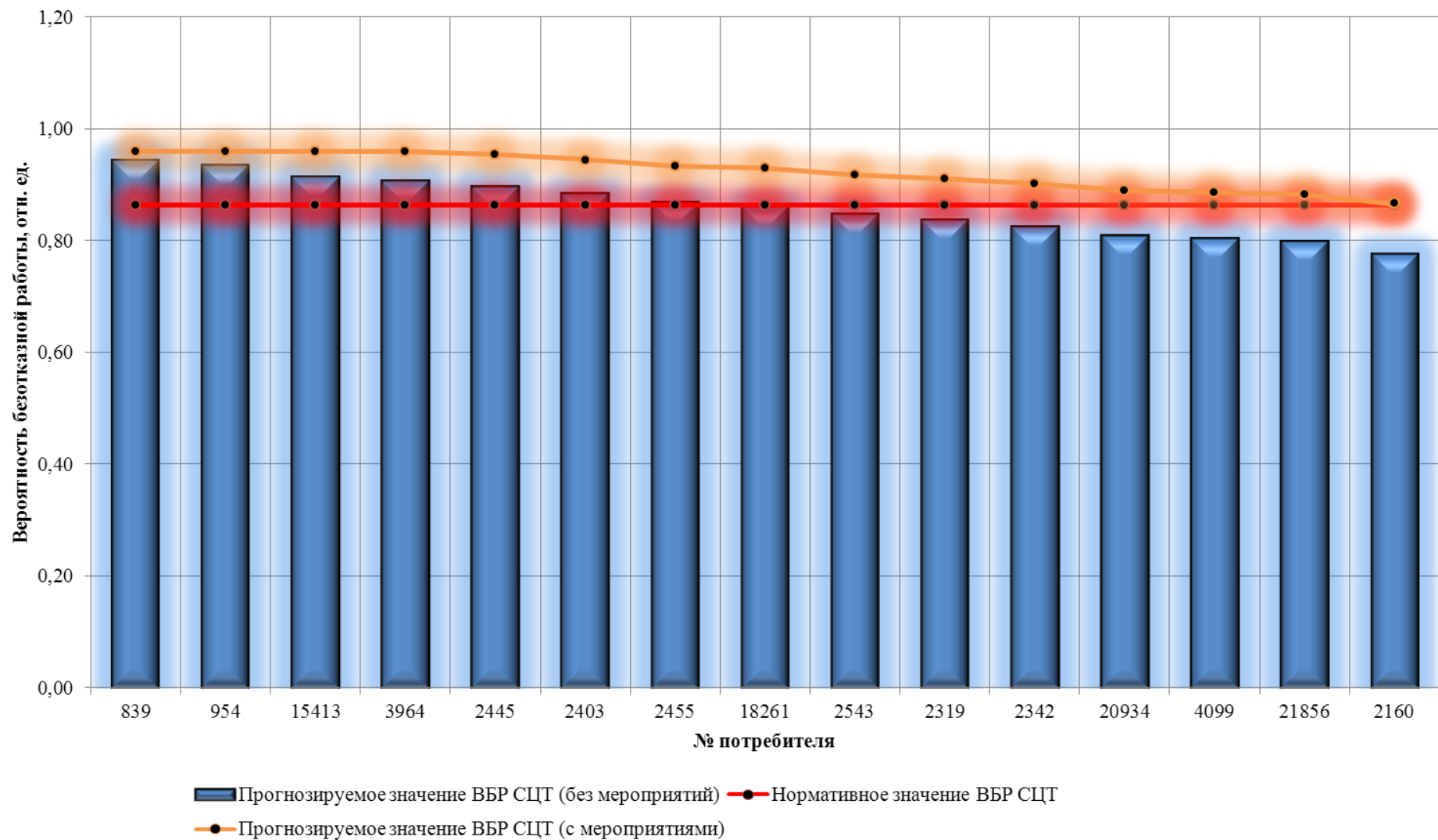


Рисунок 9.3 - Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от Мурманской ТЭЦ (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

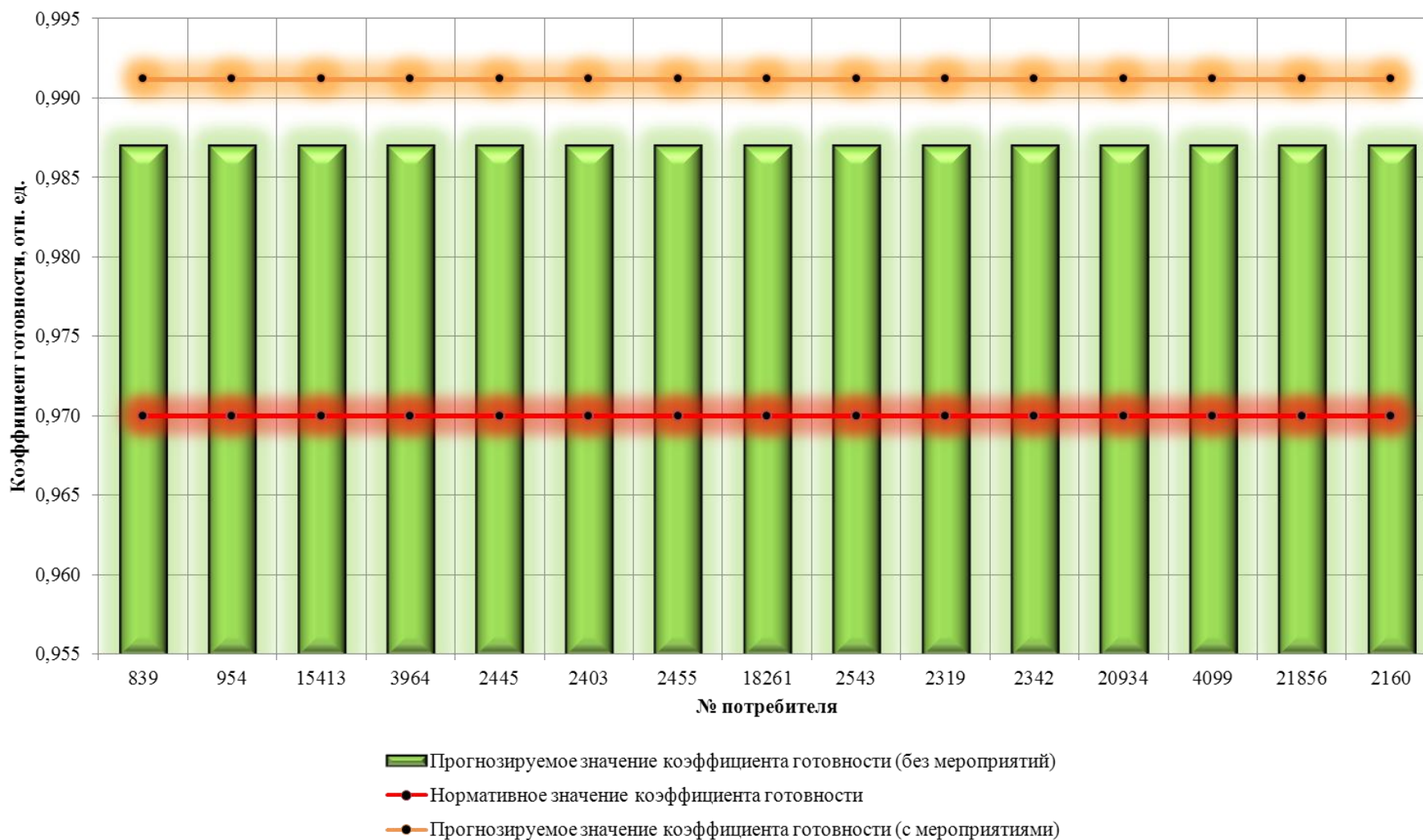


Рисунок 9.4 - Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей от Мурманской ТЭЦ (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

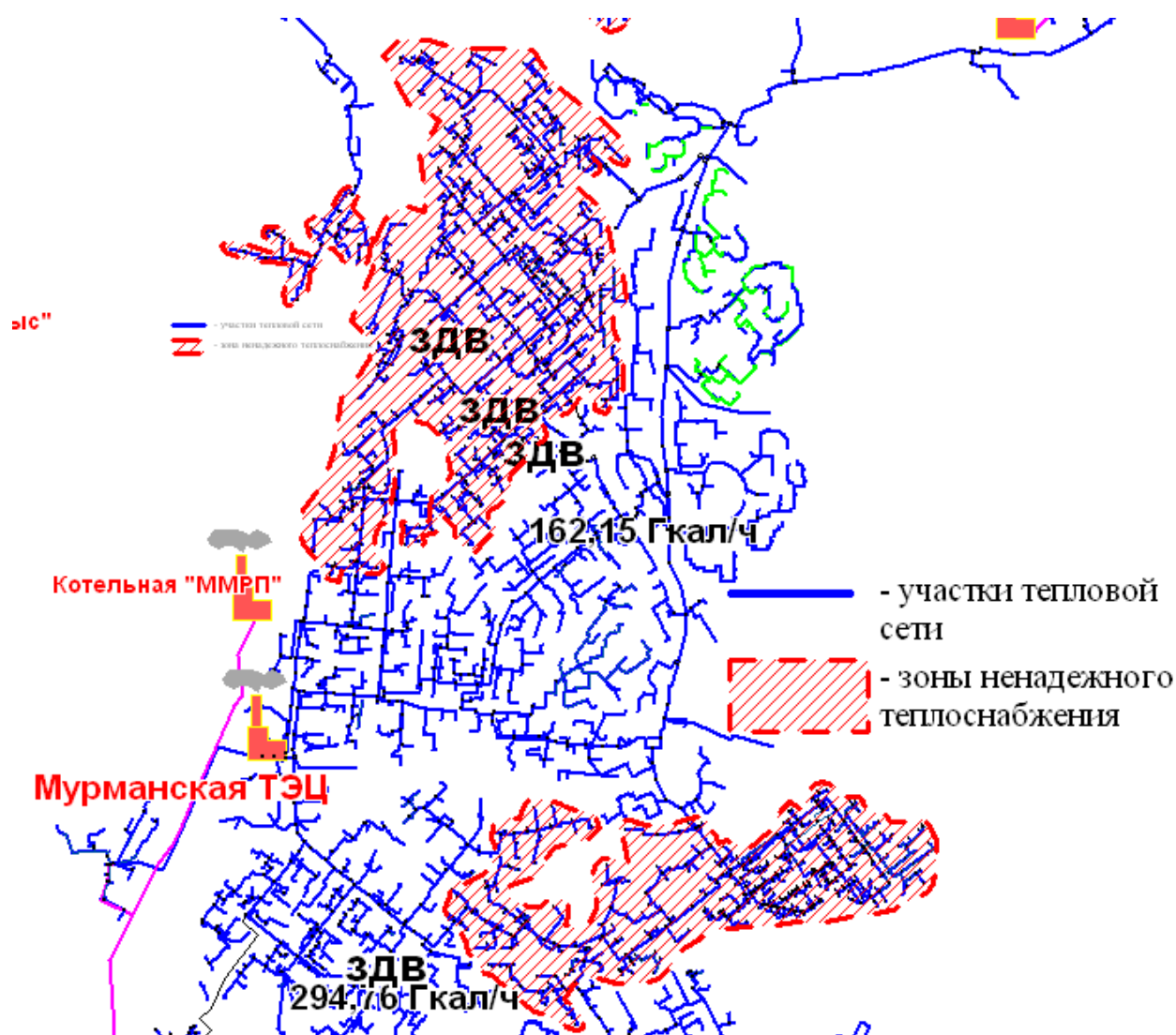


Рисунок 9.5 - Зоны ненадежного теплоснабжения потребителей от Мурманской ТЭЦ

2.3 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от Южной котельной

2.3.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Южной котельной приведена на рисунке 9.6 (выделена красным цветом).



Рисунок 9.6 - Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от существующей котельной

Расчетная схема зоны теплоснабжения на базе существующей котельной включает:

- источников теплоснабжения – 1;
- узлов и тепловых камер - 1314;
- участков тепловой сети - 2437;
- потребителей - 936.

2.3.2 Результаты расчета

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от Южной котельной приведены в Приложении 1 и на рисунках 9.7 и 9.8. На данных диаграммах представлены показатели надежности по выборочным потребителям, которые расположены на пути теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя, имеющего наихудшие показатели надежности.

Результаты расчета показателей надежности участков тепловой сети от Южной котельной представлены в электронной модели системы теплоснабжения. На рисунке 9.9 приведены зоны ненадежного теплоснабжения потребителей от Южной котельной.

2.3.3 Выводы по результатам расчета показателей надежности

При оценке расчетных показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) При отсутствии переключателей тепловых сетей в период до 2029 г. показатели фактической вероятности безотказной работы СЦТ будут значительно снижены по сравнению с нормативными значениями. Причиной тому будут являться:

- значительный срок эксплуатации отдельных участков тепловых сетей;
- наличие значительного количества участков на пути от теплоисточника до конечного потребителя тепловой энергии.

2) Коэффициент готовности СЦТ в 2029 г. будет превышать 0,975, что укладывается в существующие нормативы.

3) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или

выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

- реконструкция ветхих участков тепловых сетей, определяемых по результатам экспертного обследования технического состояния трубопроводов.

4) Перечень мероприятий по реконструкции участков тепловых сетей с целью достижения нормативной надежности теплоснабжения потребителей в 2029 г. представлен в разделе 3.

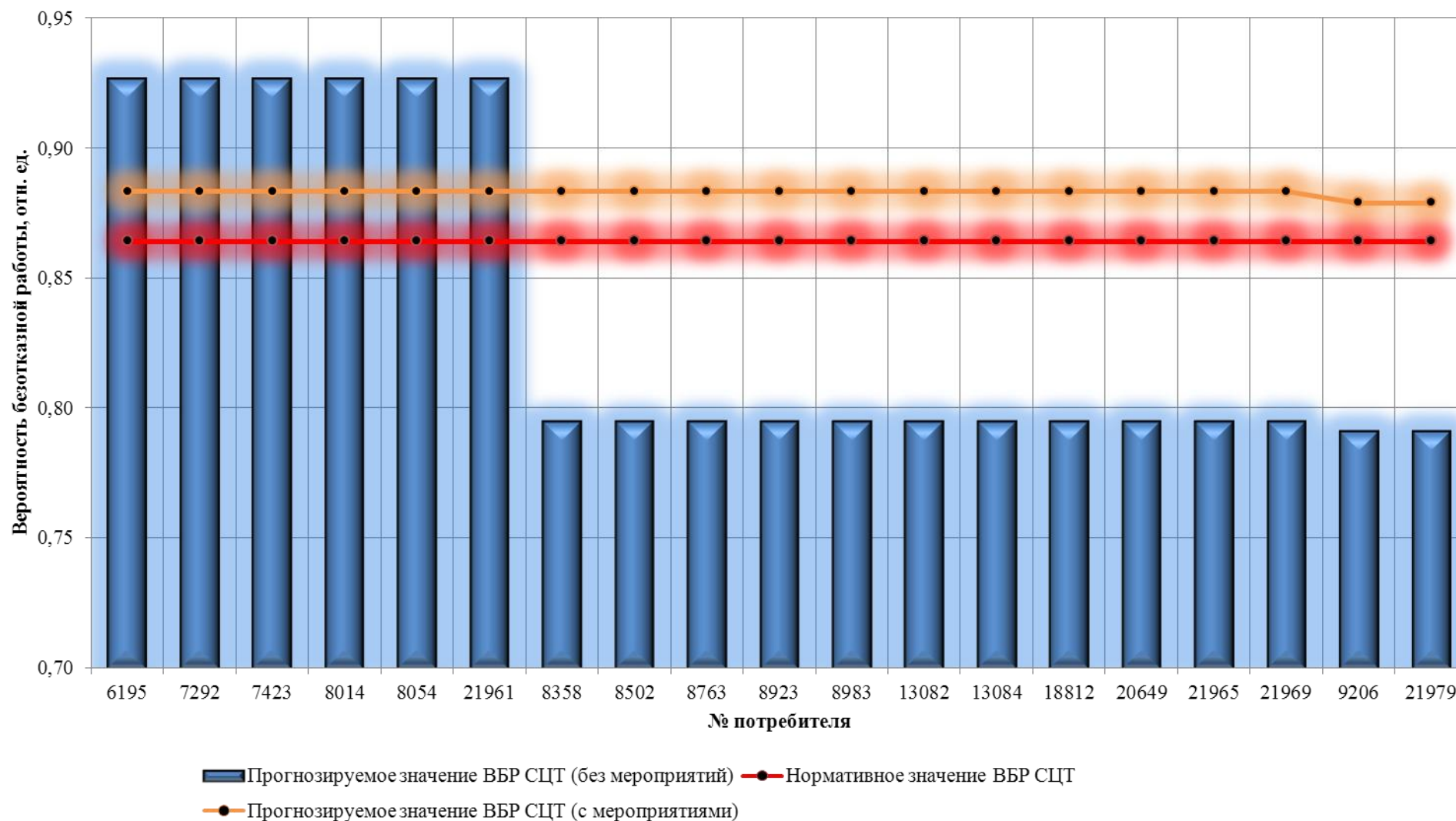


Рисунок 9.7 - Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от Южной котельной (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

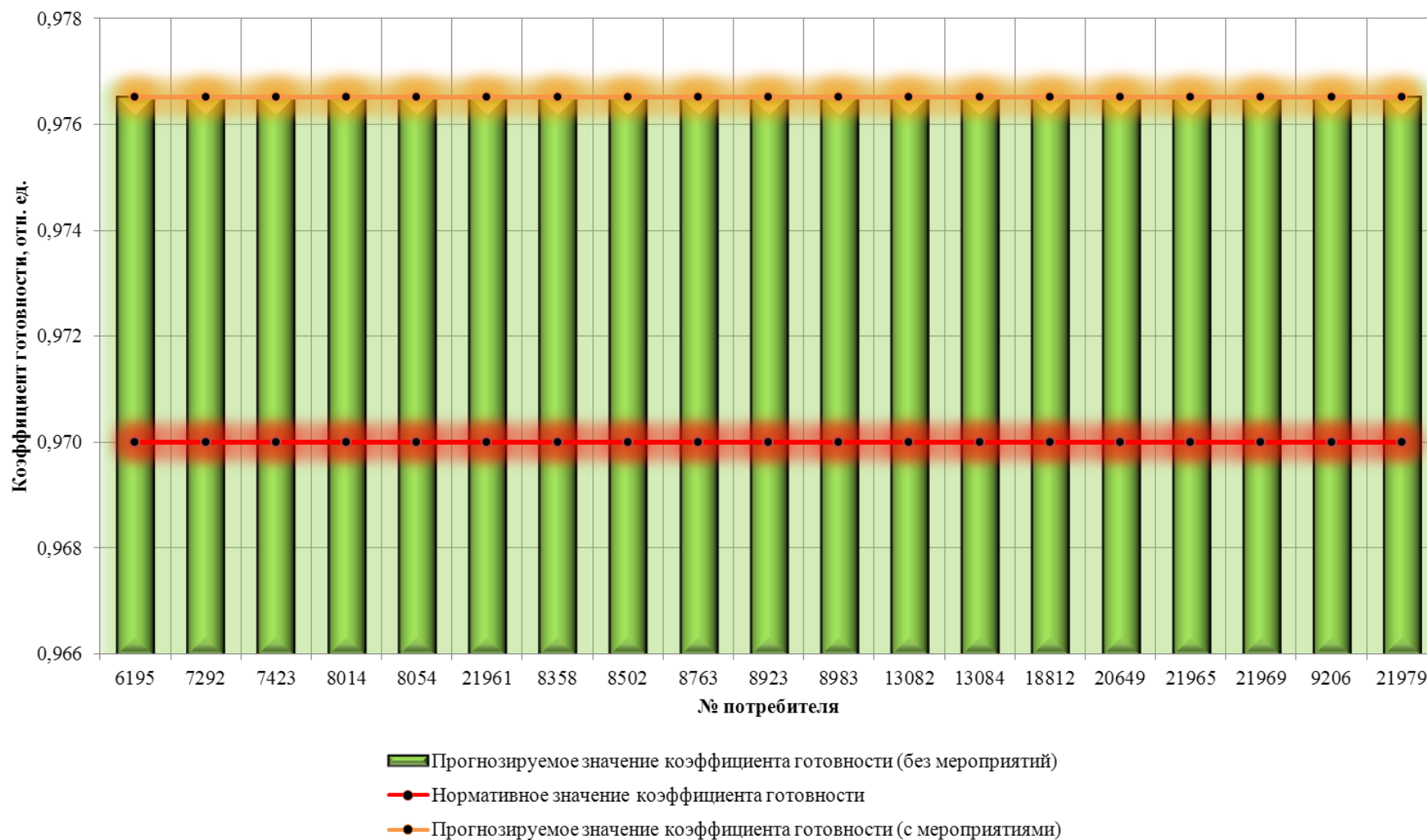


Рисунок 9.8 - Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей от Южной котельной (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

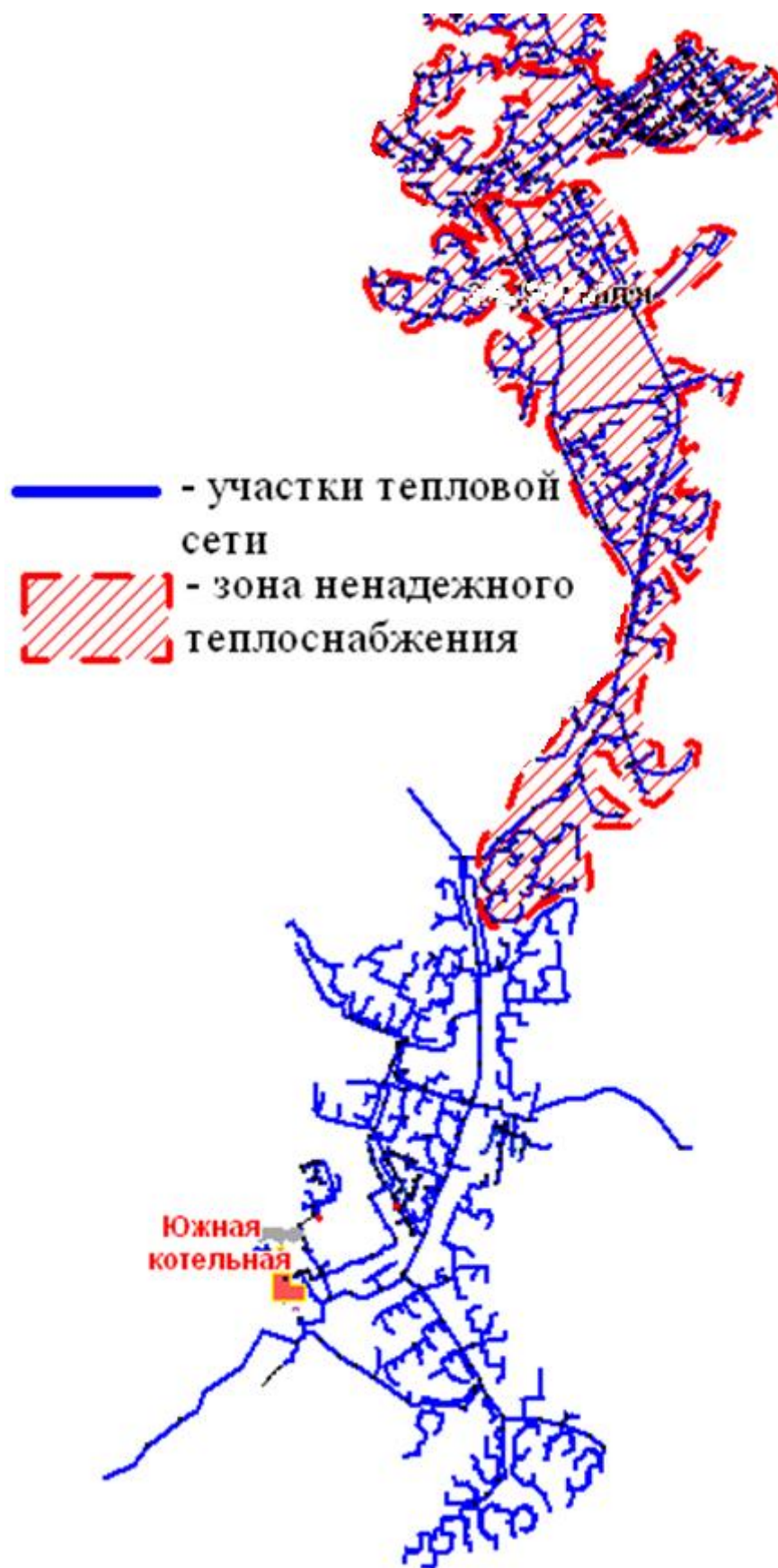


Рисунок 9.9 - Зона ненадежного теплоснабжения потребителей от Южной котельной

2.4 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от Восточной котельной

2.4.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Восточной котельной приведена на рисунке 9.10 (выделена красным цветом).

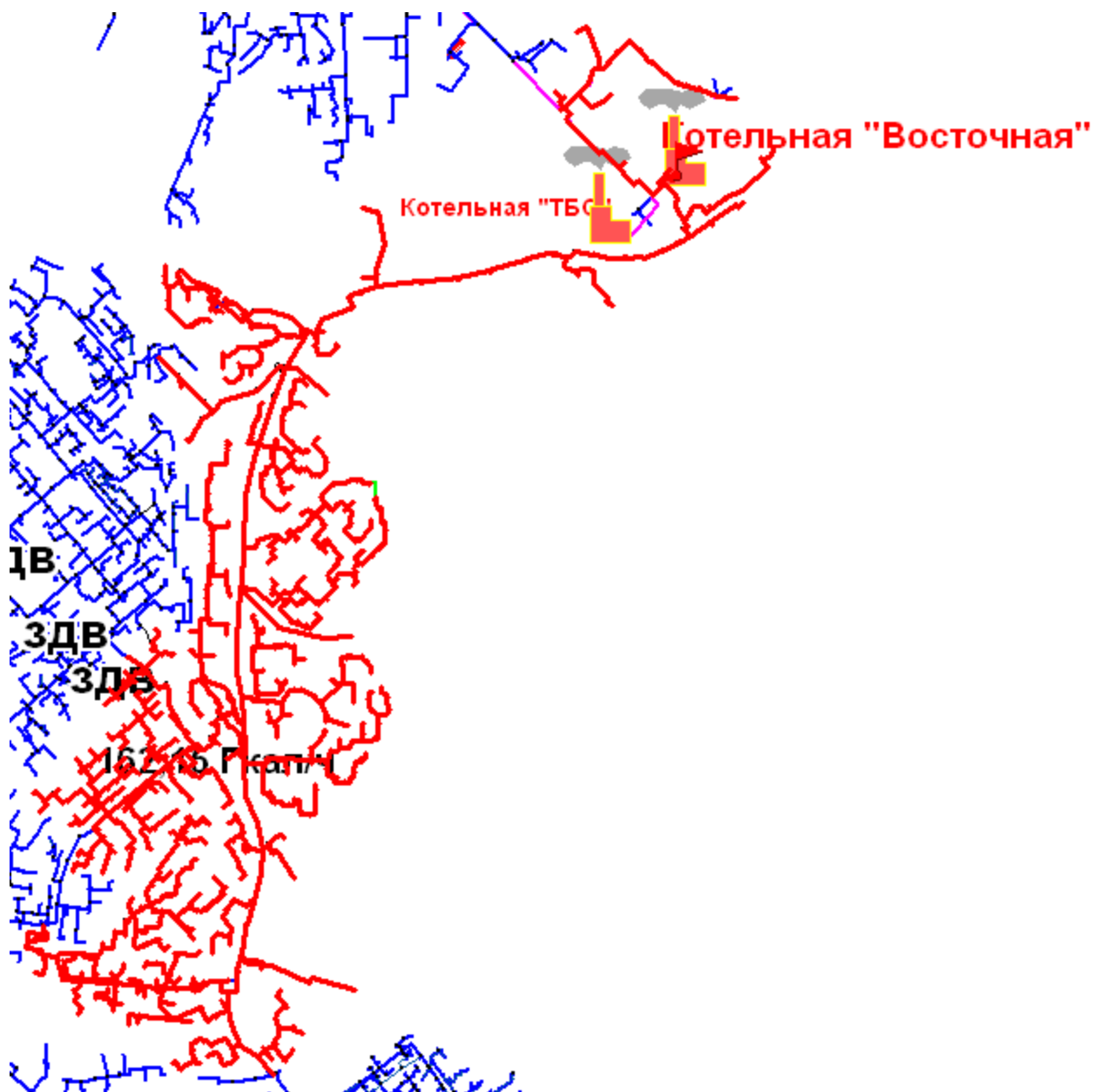


Рисунок 9.10 - Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от существующей котельной

Расчетная схема зоны теплоснабжения на базе существующей котельной включает:

- источников теплоснабжения – 1;
- узлов и тепловых камер - 761;

- участков тепловой сети - 1543;
- потребителей - 714.

2.4.2 Результаты расчета

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от Восточной котельной приведены в Приложении 1 и на рисунках 9.11 и 9.12. На данных диаграммах представлены показатели надежности по выборочным потребителям, которые расположены на пути теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя, имеющего наихудшие показатели надежности.

Результаты расчета показателей надежности участков тепловой сети от Восточной котельной представлены в электронной модели системы теплоснабжения. На рисунке 9.13 приведены зоны ненадежного теплоснабжения потребителей от Восточной котельной.

2.4.3 Выводы по результатам расчета показателей надежности

При оценке расчетных показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) При отсутствии переключений тепловых сетей в период до 2029 г. показатели фактической вероятности безотказной работы СЦТ будут значительно снижены по сравнению с нормативными значениями. Причиной тому будут являться:

- значительный срок эксплуатации отдельных участков тепловых сетей;
- наличие значительного количества участков на пути от теплоисточника до конечного потребителя тепловой энергии.

2) Как видно из рисунка 9.13, наибольшая часть потребителей тепловой энергии входят в зону ненадежного теплоснабжения.

3) Коэффициент готовности СЦТ в 2029 г. будет превышать 0,99, что укладывается в существующие нормативы.

4) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

- реконструкция ветхих участков тепловых сетей, определяемых по результатам экспертного обследования технического состояния трубопроводов.

5) Перечень мероприятий по реконструкции участков тепловых сетей с целью достижения нормативной надежности теплоснабжения потребителей в 2029 г. представлен в разделе 3.

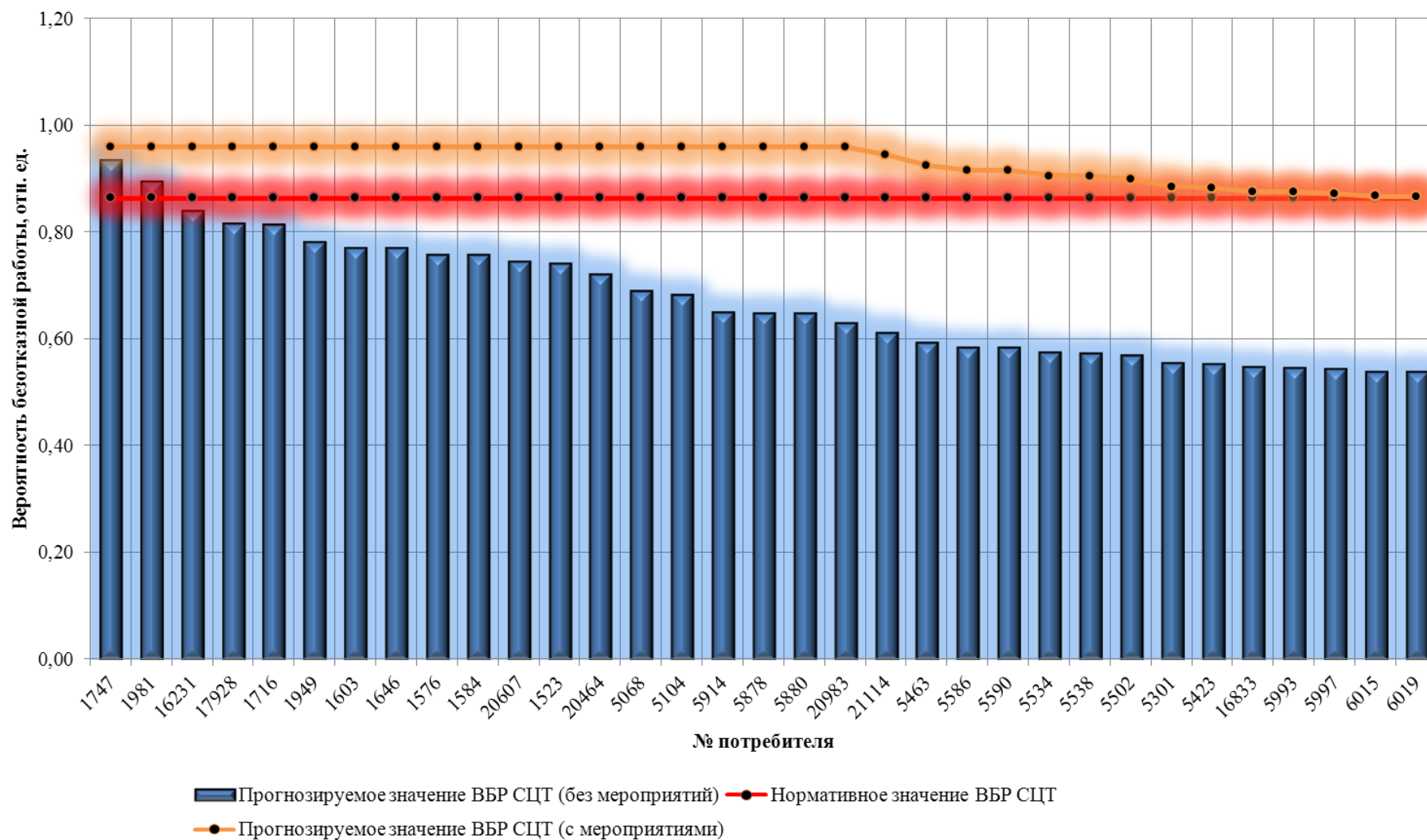


Рисунок 9.11 - Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от Восточной котельной (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

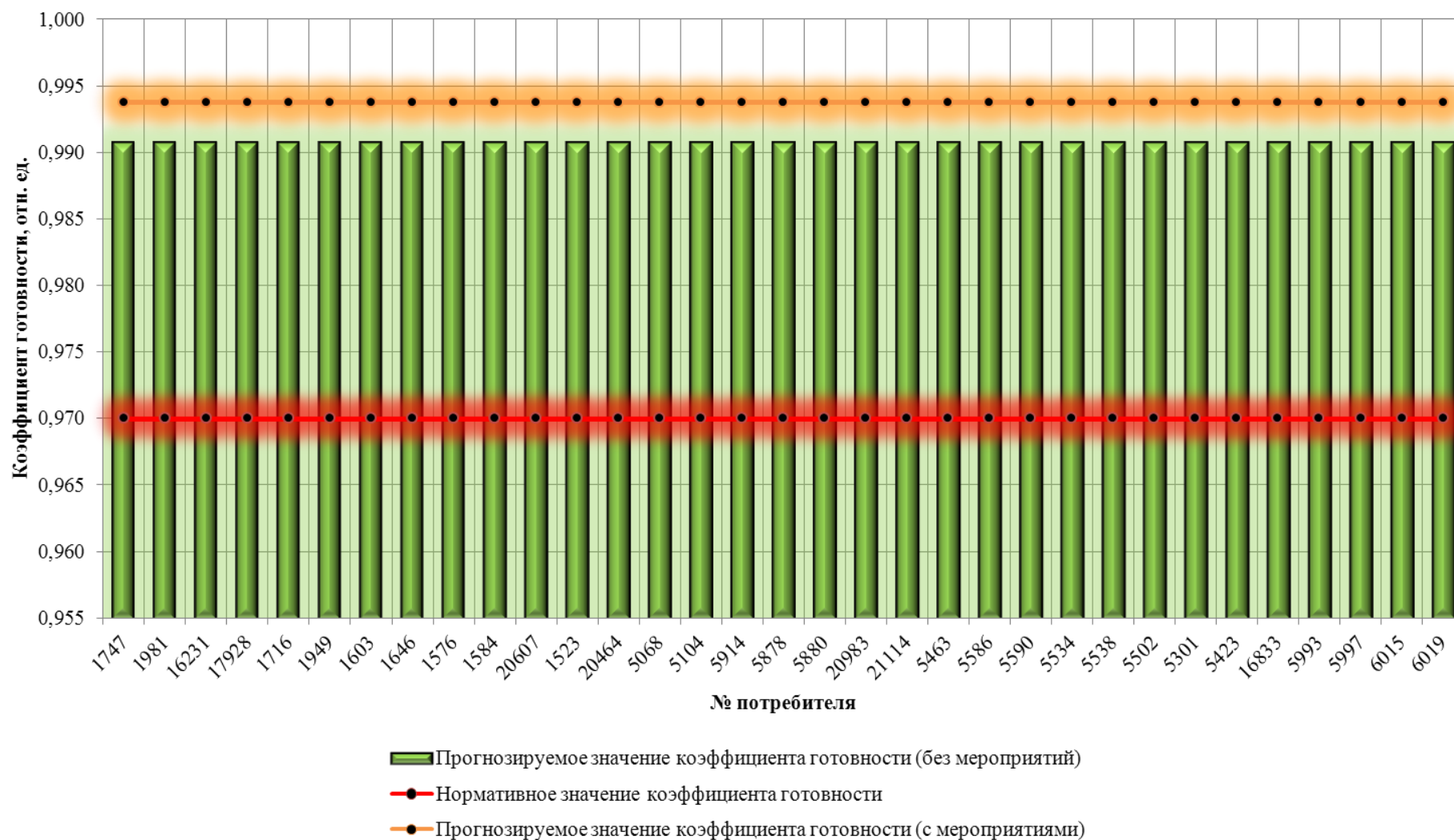


Рисунок 9.12 - Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей от Восточной котельной (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

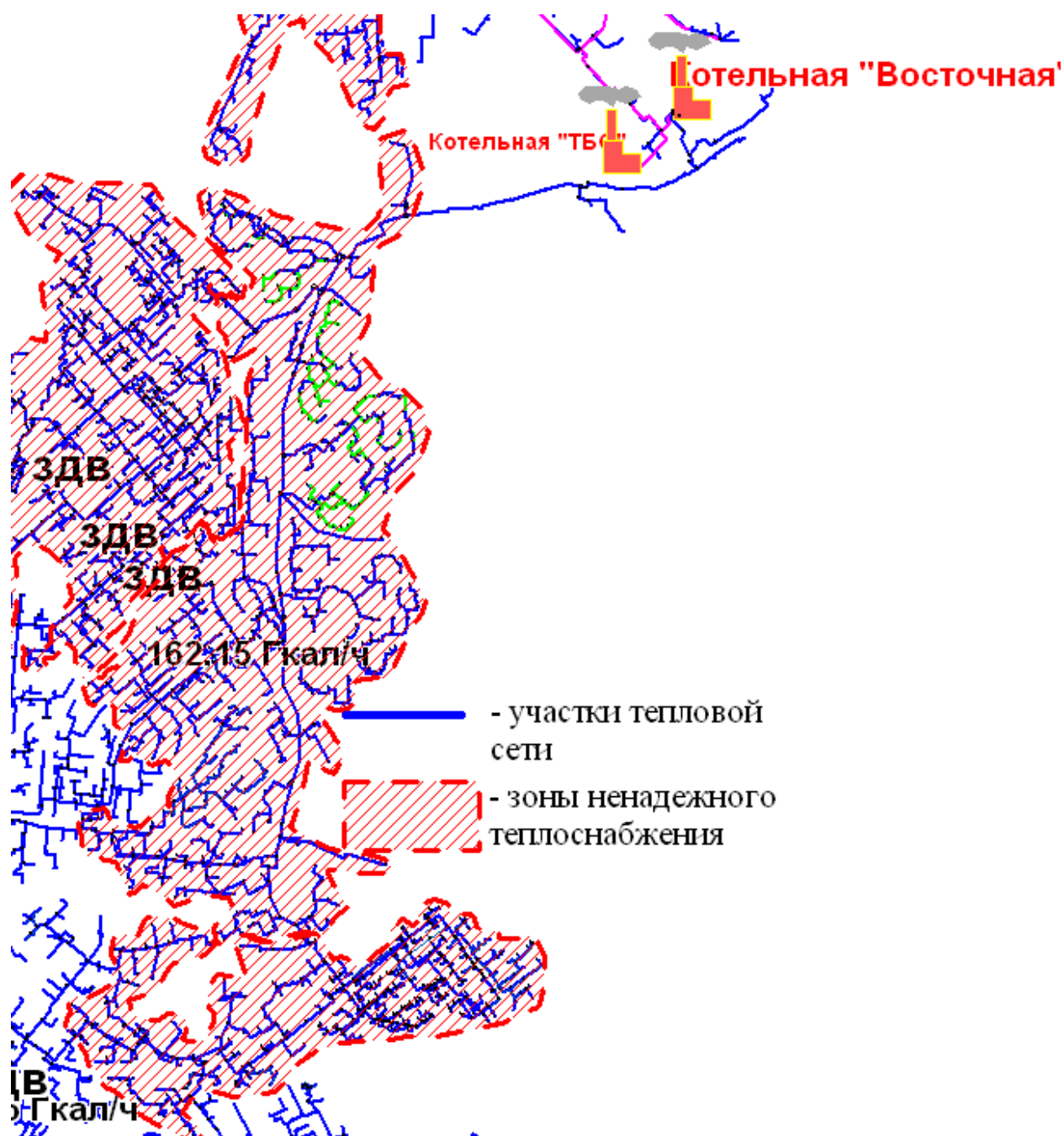


Рисунок 9.13 - Зона ненадежного теплоснабжения потребителей от Восточной котельной

2.5 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от Северной котельной

2.5.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Северной котельной приведена на рисунке 9.14 (выделена красным цветом).

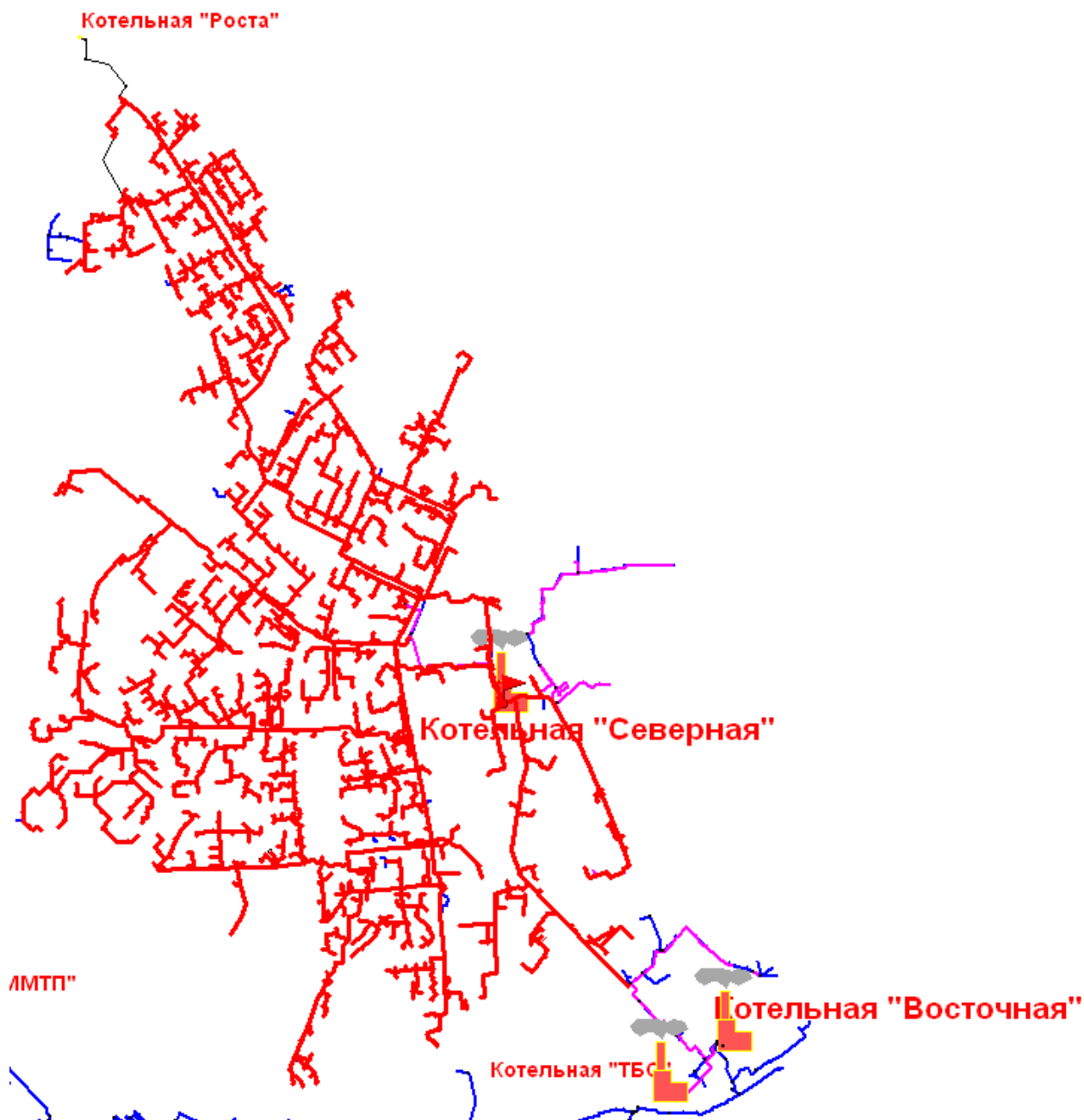


Рисунок 9.14 - Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от существующей котельной

При условии закрытия котельной Роста и перевода потребителей на теплоснабжение от Северной котельной, расчетная схема зоны теплоснабжения на базе существующей котельной включает:

- источников теплоснабжения – 1;
- узлов и тепловых камер - 1149;
- участков тепловой сети - 2507;
- потребителей - 994.

2.5.2 Результаты расчета

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от Северной котельной приведены в Приложении 1 и на рисунках 9.15 и 9.16. На данных диаграммах представлены показатели надежности по выборочным потребителям, которые расположены на пути теплоносителя от источника тепловой энергии до потребителя, имеющего наихудшие показатели надежности.

Результаты расчета показателей надежности участков тепловой сети от Северной котельной представлены в электронной модели системы теплоснабжения. На рисунке 9.17 приведены зоны ненадежного теплоснабжения потребителей от Восточной котельной.

2.5.3 Выводы по результатам расчета показателей надежности

При оценке расчетных показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) При отсутствии переключков тепловых сетей в период до 2029 г. показатели фактической вероятности безотказной работы СЦТ будут значительно снижены по сравнению с нормативными значениями. Причиной тому будут являться:

- значительный срок эксплуатации отдельных участков тепловых сетей;
- наличие значительного количества участков на пути от теплоисточника до конечного потребителя тепловой энергии.

2) Коэффициент готовности СЦТ в 2029 г. будет превышать 0,985, что укладывается в существующие нормативы.

3) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- реконструкция ветхих участков тепловых сетей, определяемых по результатам экспертного обследования технического состояния трубопроводов.

4) Перечень мероприятий по реконструкции участков тепловых сетей с целью достижения нормативной надежности теплоснабжения потребителей в 2029 г. представлен в разделе 3.

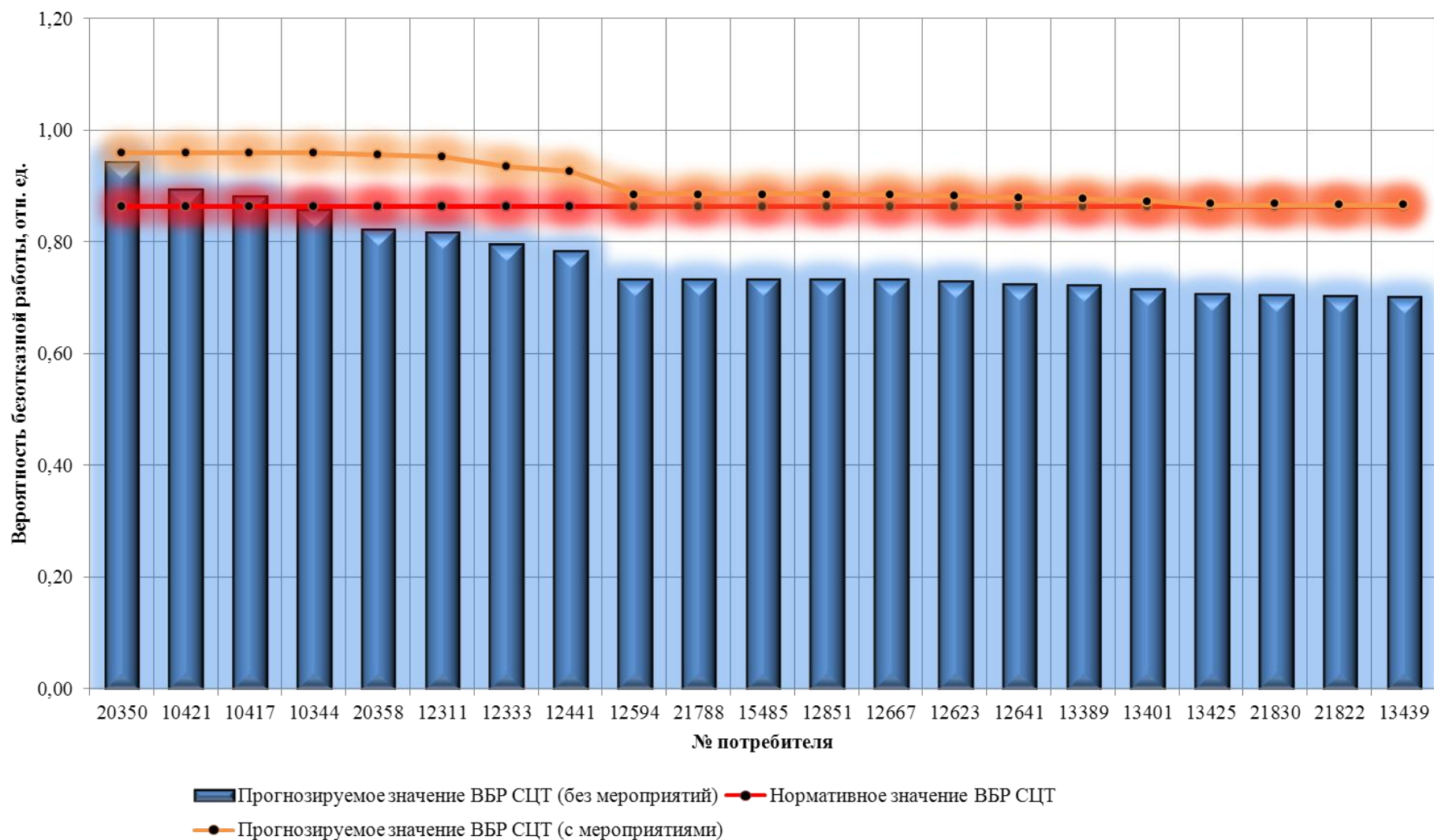


Рисунок 9.15 - Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей от Северной котельной (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

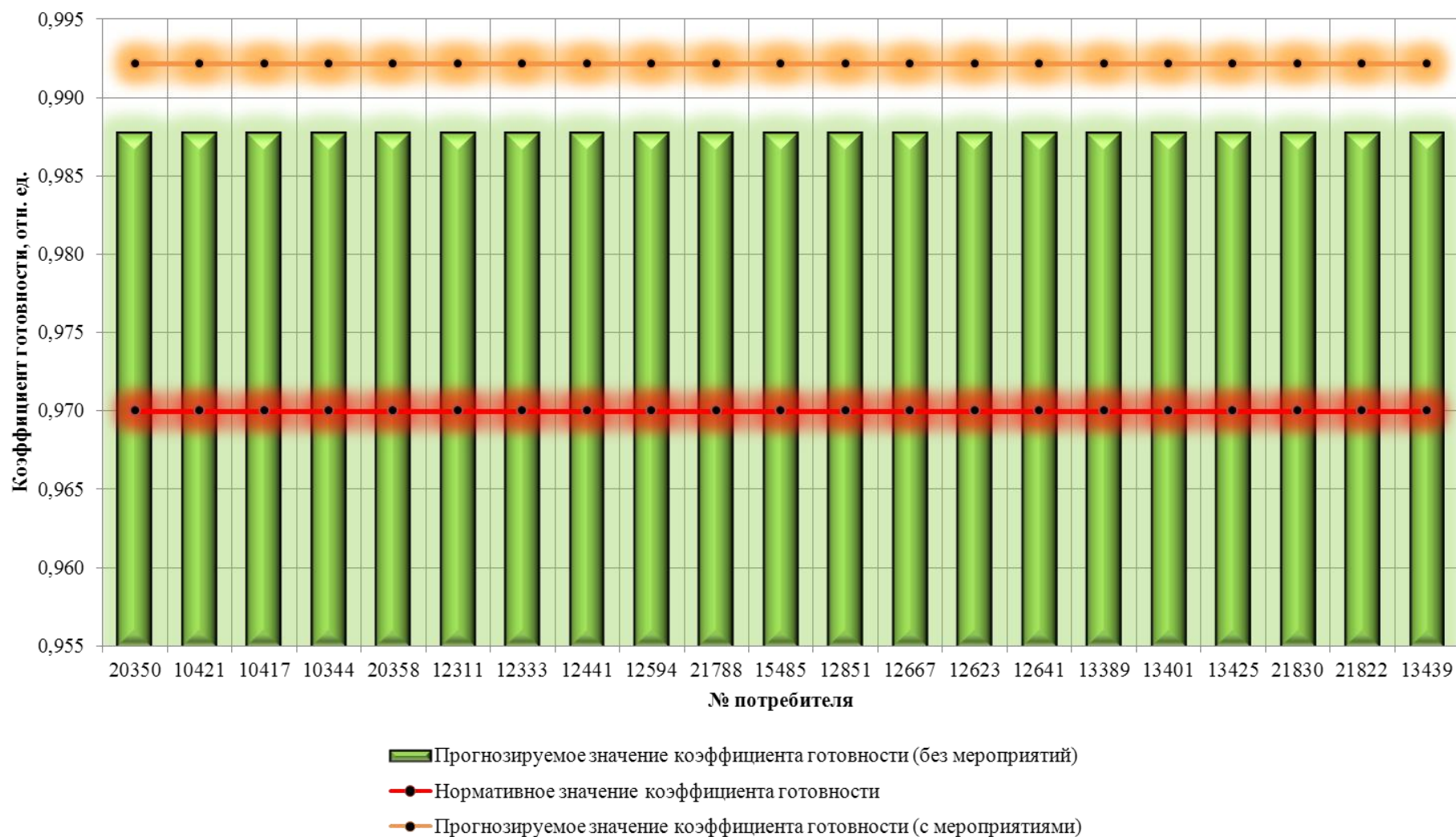


Рисунок 9.16 - Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей от Северной котельной (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР)

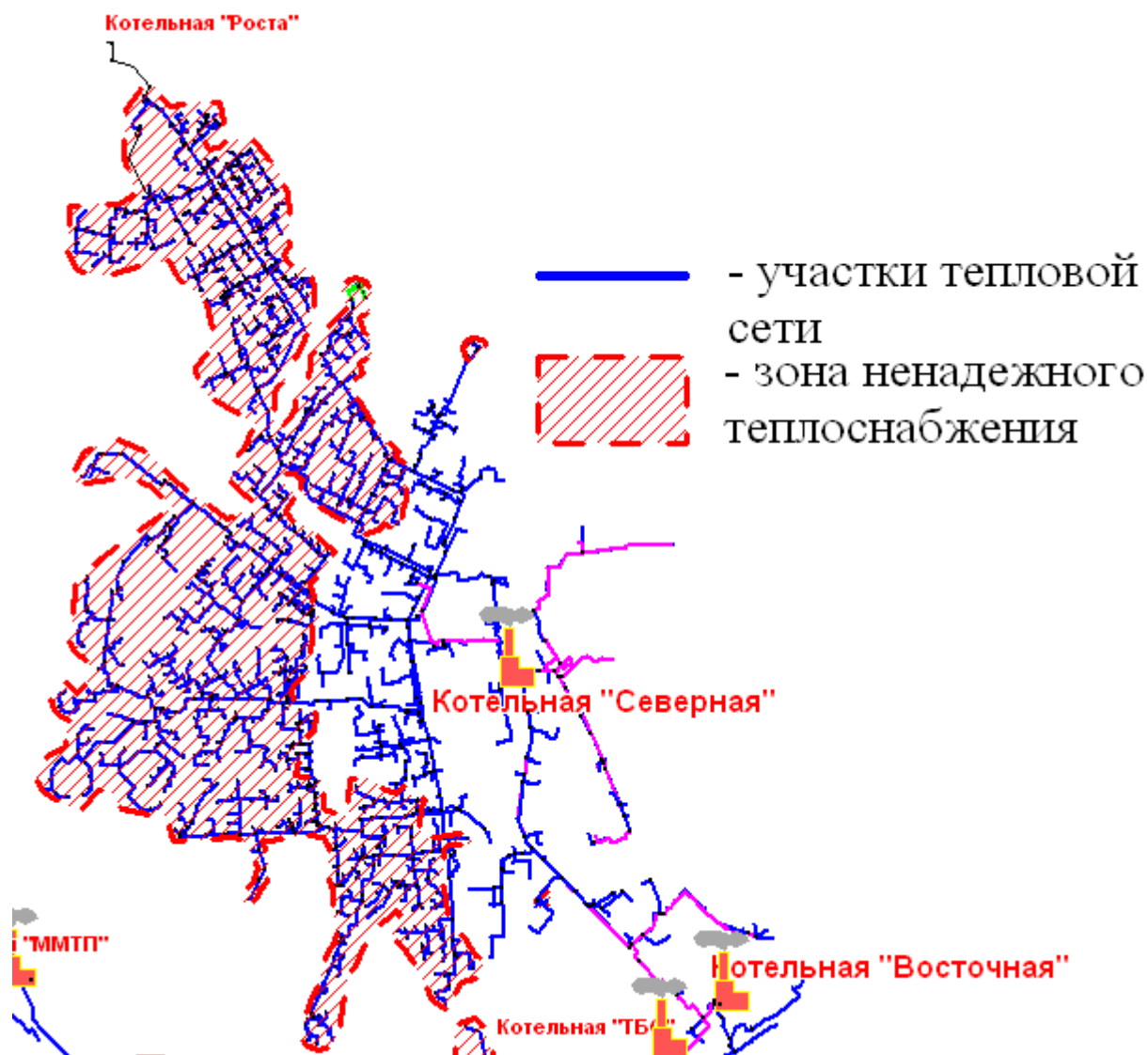


Рисунок 9.17 - Зона ненадежного теплоснабжения потребителей от Северной котельной

2.6 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от котельной п. Абрам-Мыс

2.6.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной п. Абрам-Мыс приведена на рисунке 9.18 (выделена красным цветом).



Рисунок 9.18 - Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от существующей котельной

Расчетная схема зоны теплоснабжения на базе существующей котельной включает:

- источников теплоснабжения – 1;
- узлов и тепловых камер - 34;
- участков тепловой сети - 64;
- потребителей - 23.

2.6.2 Результаты расчета

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемой котельной приведены в таблице 9.2. Результаты расчета показателей надежности участков тепловой сети представлены в таблице 9.3.

2.6.3 Выводы по результатам расчета показателей надежности

При оценке расчетных показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) При модернизации источника тепловой энергии путем перевода на сжигание газообразного топлива возможно качественное теплоснабжение потребителей, которое будет осуществляться наиболее надежным и экономичным способом.

2) Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в 2029 г. будет укладываться в существующие нормативы; наименьшая вероятность безотказной работы будет свойственна наиболее удаленным потребителям:

- потребитель по адресу: ул. Лесная, 39; ВБР – 0,98;
- потребитель по адресу: пер. Охотничий, 25; ВБР – 0,979.

3) Коэффициент готовности СЦТ в 2029 г. будет превышать 0,99, что укладывается в существующие нормативы.

4) К окончанию расчетного периода разработки Схемы теплоснабжения г. Мурманска участки тепловых сетей будут эксплуатироваться 57 лет. Но, несмотря на данный прогноз, нормативная надежность теплоснабжения будет выдерживаться.

5) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов.

Таблица 9.2 - Показатели надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника тепловой энергии

№ потребителя	Адрес узла ввода	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Путь, пройденный от источника, м	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от. период
4590	пер. Охотничий, 17	0,256	0,046	233	0,988355	0,999583	0,4015
4594	пер. Охотничий, 21	0,3	0,065	298,6	0,984905	0,999582	0,4844
4598	пер. Охотничий, 23	0,301	0,068	355,9	0,981719	0,999583	0,4893
4600	пер. Охотничий, 25	0,302	0,069	411,4	0,978802	0,999582	0,492
4610	ул. Лесная, 8	0,086		197,4	0,992208	0,999582	0,1128
4612	ул. Лесная, 10	0,071		198,4	0,992208	0,999582	0,0931
4616	ул. Лесная 10а						
4620	ул. Лесная, 12	0,245	0,0337	322,5	0,991726	0,999582	0,3706
4628	ул. Лесная, 17	0,076		256,3	0,990911	0,999588	0,0996
4640	ул. Лесная, 25	0,046		360,8	0,985166	0,999583	0,0603
4654	ул. Лесная, 29	0,163	0,004	537	0,983604	0,999589	0,2186
4664	ул. Лесная, 39	0,133		718,7	0,980261	0,999585	0,1741
4666	пер. Охотничий, 5	0,08	0,008	141,4	0,995077	0,999584	0,1169
4668	пер. Охотничий, 6	0,08	0,007	169,2	0,993951	0,999585	0,1155
4678	пер. Охотничий, 9	0,05		165,1	0,992824	0,999582	0,0656
4684	пер. Охотничий, 13	0,258	0,05	276,8	0,986775	0,999582	0,4091
4688	пер. Охотничий, 15	0,277	0,0533	319,7	0,98449	0,999582	0,4387
4692	пер. Охотничий, 19	0,24	0,0304	428	0,984003	0,999582	0,3593
4694	пер. Охотничий, 4	0,3	0,067	159,7	0,99478	0,999582	0,4866
4698	пер. Охотничий, 12	0,048		193,5	0,993495	0,999583	0,063
4702	пер. Охотничий, 14	0,048		221,5	0,993393	0,999583	0,063
4704	пер. Охотничий, 11	0,051		211,5	0,993393	0,999582	0,0669
20424	пер. Охотничий, 2	0,058		134,9	0,997396	0,999588	0,076

Таблица 9.3 - Показатели надежности участков тепловой сети от рассматриваемого источника тепловой энергии

№ участка	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки
4577		ТК-1	53	0,15	Надземная	57	2,26E-05	1,20E-06	1,07E-05	8,960314	0,111603	0,6633936
4579	ТК-1	ТК-2	10,36	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	2,00E-07	2,70E-06	11,752769	0,085086	0,429415
4581	ТК-2	ТК-2а	14,23	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	3,00E-07	3,80E-06	11,752769	0,085086	0,4129283
4583	ТК-2а	ТК-17	28,65	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	6,00E-07	7,60E-06	11,752769	0,085086	0,3258518
4585	ТК-17	ТК-18	20,86	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	5,00E-07	5,50E-06	11,752769	0,085086	0,302887
4587			196,89	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	4,40E-06	5,15E-05	11,606325	0,08616	0,336202
4589			12,27	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	3,00E-07	3,20E-06	11,606325	0,08616	0,336202
4591		ж/д	11,7	0,069	Подвальная	57	2,26E-05	3,00E-07	1,40E-06	5,226286	0,19134	0
4593			65,15	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,50E-06	1,71E-05	11,606325	0,08616	0,2621613
4595		ж/д	12,13	0,1	Подвальная	57	2,26E-05	3,00E-07	1,80E-06	6,592842	0,15168	0,0870499
4597			62,05	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,40E-06	1,62E-05	11,606325	0,08616	0,1751114
4599		ж/д	7,43	0,069	Подвальная	57	2,26E-05	2,00E-07	9,00E-07	5,227176	0,191308	0
4601			55,67	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,30E-06	1,46E-05	11,606325	0,08616	0,087716
4603	ТК-1	ТК-3	90,03	0,207	Надземная	57	2,26E-05	2,00E-06	2,39E-05	11,752769	0,085086	0,2339787
4605	ТК-3		1,19	0,15	Подземная канальная	57	2,26E-05	0	2,00E-07	8,971144	0,111469	0,1152177
4607		ТК-15	32	0,15	Подземная	57	2,26E-05	7,00E-	6,50E-06	8,971795	0,11146	0,1152177

№ участка	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки
					канальная			07				
4609	ТК-15		7	0,082	Подземная канальная	57	2,26Е-05	2,00Е-07	9,00Е-07	5,787744	0,172779	0,0446397
4611		ж/д	2	0,05	Подземная канальная	57	2,26Е-05	0	2,00Е-07	4,448881	0,224776	0
4613		ж/д	3	0,05	Подземная канальная	57	2,26Е-05	1,00Е-07	3,00Е-07	4,448881	0,224776	0
4615	ТК-15	ТК-14	63	0,1	Подземная канальная	57	2,26Е-05	1,40Е-06	9,30Е-06	6,575612	0,152077	0,0705779
4617	ТК-14	ж/д	5	0,05	Подземная канальная	57						
4619	ТК-14		1,11	0,1	Подземная канальная	57	2,26Е-05	0	2,00Е-07	6,552408	0,152616	0,0705779
4621		ж/д	70	0,1	Подземная канальная	57	2,26Е-05	1,60Е-06	1,04Е-05	6,573659	0,152122	0,0705779
4623	ТК-3		39,87	0,207	Подземная канальная	57	2,26Е-05	9,00Е-07	1,05Е-05	11,699484	0,085474	0,118761
4625		ТК-4	0,97	0,207	Подземная канальная	57	2,26Е-05	0	3,00Е-07	11,870892	0,08424	0,118761
4627	ТК-4	ТК-5	41,33	0,05	Подземная канальная	57	2,26Е-05	9,00Е-07	4,10Е-06	4,441239	0,225162	0
4629	ТК-5	ж/д	18,93	0,05	Подземная канальная	57	2,26Е-05	4,00Е-07	1,90Е-06	4,441239	0,225162	0
4631	ТК-4	ТК-6	64,75	0,207	Подземная канальная	57	2,26Е-05	1,50Е-06	1,73Е-05	11,870892	0,08424	0,097164
4635	ТК-6	ТК-7	42	0,15	Подземная канальная	57	2,26Е-05	9,00Е-07	8,50Е-06	8,92915	0,111993	0,097164
4637	ТК-7	ТК-8	43	0,15	Подземная канальная	57	2,26Е-05	1,00Е-06	8,70Е-06	8,92915	0,111993	0,097164
4639	ТК-8		25	0,15	Подземная канальная	57	2,26Е-05	6,00Е-07	5,00Е-06	8,915482	0,112164	0,0840854
4641	ТК-8	ж/д	15	0,05	Подземная канальная	57	2,26Е-05	3,00Е-07	1,50Е-06	4,447498	0,224846	0

№ участка	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки
4647		ТК-9	25	0,15	Подземная канальная	57	2,26E-05	6,00E-07	5,10E-06	8,975622	0,111413	0,0840854
4649	ТК-9	ТК-10	73	0,1	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,60E-06	1,08E-05	6,572665	0,152145	0,0840854
4651	ТК-10		41,6	0,05	Подземная канальная	57	2,26E-05	9,00E-07	4,20E-06	4,440135	0,225218	0
4653			15,83	0,05	Подземная канальная	57	2,26E-05	4,00E-07	1,60E-06	4,440135	0,225218	0
4655		ж/д	10,82	0,05	Подвальная	57	2,26E-05	2,00E-07	1,10E-06	4,440135	0,225218	0
4657	ТК-10	ТК-11	51	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,20E-06	1,37E-05	11,882826	0,084155	0,037776
4661	ТК-11	ТК-12	58,5	0,1	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,30E-06	8,60E-06	6,541128	0,152879	0,037776
4663	ТК-12		109,64	0,1	Подземная канальная	57	2,26E-05	2,50E-06	1,62E-05	6,541128	0,152879	0,037776
4665		ж/д	30,84	0,05	Подземная канальная	57	2,26E-05	7,00E-07	3,10E-06	4,445308	0,224956	0
4667	ТК-17	ж/д	23	0,05	Подземная канальная	57	2,26E-05	5,00E-07	2,30E-06	4,446392	0,224901	0
4669	ТК-18	ж/д	30	0,069	Подземная канальная	57	2,26E-05	7,00E-07	3,50E-06	5,222473	0,19148	0
4671	ТК-18	ТК-19	5	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,00E-07	1,30E-06	11,752769	0,085086	0,2799439
4673	ТК-19		1,19	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	0	3,00E-07	11,609033	0,08614	0,2381487
4675	ТК-19		1,22	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	0	3,00E-07	11,752769	0,085086	0,0417953
4677			14,68	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	3,00E-07	3,90E-06	11,780441	0,084886	0,2381487
4679		ж/д	5	0,05	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,00E-07	5,00E-07	4,448881	0,224776	0
4681		ТК-24	55,65	0,207	Подземная	57	2,26E-05	1,30E-	1,48E-05	11,780441	0,084886	0,2239318

№ участка	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки
					канальная			06				
4683	ТК-24		56,07	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,30E-06	1,49E-05	11,780441	0,084886	0,2239318
4685		ж/д	5	0,1	Подвальная	57	2,26E-05	1,00E-07	7,00E-07	6,595206	0,151625	0,0746995
4687			42,87	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,00E-06	1,14E-05	11,780441	0,084886	0,1492323
4689		ж/д	5	0,069	Подвальная	57	2,26E-05	1,00E-07	6,00E-07	5,227683	0,191289	0
4691			8,01	0,207	Подземная канальная	57	2,26E-05	2,00E-07	2,10E-06	11,780441	0,084886	0,0690486
4693		ж/д	105,28	0,082	Подземная канальная	57	2,26E-05	2,40E-06	1,37E-05	5,762305	0,173542	0,0690486
4695	ТК-2а	ж/д	70	0,15	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,60E-06	1,41E-05	8,951019	0,111719	0,0870765
4697		ТК-20	33	0,1	Подземная канальная	57	2,26E-05	7,00E-07	4,90E-06	6,576643	0,152053	0,0417953
4699	ТК-20	ж/д	15	0,05	Подземная канальная	57	2,26E-05	3,00E-07	1,50E-06	4,447498	0,224846	0
4701	ТК-20	ТК-21	28	0,1	Подземная канальная	57	2,26E-05	6,00E-07	4,20E-06	6,576643	0,152053	0,0281478
4703	ТК-21	ж/д	15	0,05	Подземная канальная	57	2,26E-05	3,00E-07	1,50E-06	4,446807	0,22488	0
4705	ТК-21	ж/д	5	0,05	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,00E-07	5,00E-07	4,446807	0,22488	0
14854		ж/д	7,22	0,1	Подвальная	57	2,26E-05	2,00E-07	1,10E-06	6,59447	0,151642	0,087716
20425	ТК-2	жд	59,42	0,05	Подземная канальная	57	2,26E-05	1,30E-06	6,00E-06	4,441356	0,225156	0
21233	ЦТП кот. Абрам-Мыс		12,15	0,2	Подземная канальная	57	2,26E-05	3,00E-07	3,20E-06	11,544297	0,086623	0,9995956

2.7 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от котельной МУП «МУК» (угольная котельная)

2.7.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения

При условии обеспечения г. Мурманска газообразным топливом возможно строительство новой, современной БМК, расположенной на незначительном удалении от потребителей тепловой энергии.

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от угольной котельной приведена на рисунке 9.19 (выделена красным цветом).



Рисунок 9.19 - Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от существующей котельной

Расчетная схема зоны теплоснабжения на базе существующей котельной включает:

- источников теплоснабжения – 1;
- узлов и тепловых камер - 4;
- участков тепловой сети - 14;
- потребителей - 3.

2.7.2 Результаты расчета

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемой котельной приведены в таблице 9.4. Результаты расчета показателей надежности участков тепловой сети представлены в таблице 9.5.

2.7.3 Выводы по результатам расчета показателей надежности

При оценке расчетных показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) При модернизации источника тепловой энергии путем перевода на сжигание газообразного топлива возможно качественное теплоснабжение потребителей, которое будет осуществляться наиболее надежным и экономичным способом;

2) В перспективе зоны ненадежного теплоснабжения будут отсутствовать, причиной чего является относительная новизна тепловых сетей (проложены преимущественно в 2010 г.);

3) Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в 2029 г. будет превышать 0,99, что укладывается в существующие нормативы;

4) Коэффициент готовности СЦТ в 2029 г. будет превышать 0,99, что укладывается в существующие нормативы;

5) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов.

Таблица 9.4 - Показатели надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника тепловой энергии

№ потребителя	Адрес узла ввода	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Путь, пройденный от источника, м	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от.период
15350	ул. Ю. Смирнова, 20	0,25392	407,3	0,994448	0,999932	0,0481
15354	ул. Ю. Смирнова, 22	0,25612	386,6	0,994516	0,999932	0,0488
15358	ул. Ю. Смирнова, 16	0,2602	549,1	0,994099	0,999932	0,0491

Таблица 9.5 - Показатели надежности участков тепловой сети от рассматриваемого источника тепловой энергии

№ участка	Начало участка	Конец участка	Длина, м	Внутренний диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки
15351	ТК-1	ж/д	75,27	0,1	Подземная канальная	19	1,38E-05	1,00E-06	6,90E-06	6,635823	0,150697	0,3295324
15353	ТК-1		47,62	0,1	Подземная канальная	19	1,38E-05	7,00E-07	4,30E-06	6,635823	0,150697	0,6702977
15355			6,94	0,07	Подземная канальная	19	1,38E-05	1,00E-07	5,00E-07	5,399272	0,18521	0
15357		ТК-4	96,49	0,1	Подземная канальная	19	1,38E-05	1,30E-06	8,80E-06	6,635823	0,150697	0,3370321
15359	ТК-4	ж/д	72,89	0,1	Подземная канальная	19	1,38E-05	1,00E-06	6,70E-06	6,635823	0,150697	0,3370321
15361	ТК-2	ТК-1	150,37	0,15	Подземная канальная	19	1,38E-05	2,10E-06	1,85E-05	8,956921	0,111646	0,9998301
15363		ТК-2	171,12	0,15	Подземная канальная	19	1,38E-05	2,40E-06	2,11E-05	8,956921	0,111646	0,9998301
15365	ЦТП Кот. Угольная		6,61	0,15	Подземная канальная	19	1,38E-05	1,00E-07	8,00E-07	8,954691	0,111673	0,9998301
20412	Кот. Угольная	ЦТП Кот. Угольная	3,98	0,15	Подземная канальная	19	1,38E-05	1,00E-07	5,00E-07	9,138544	0,109427	0,9998301

2.8 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от котельной МУП «МУК» (дизельная котельная)

2.8.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения

При условии обеспечения г. Мурманска газообразным топливом возможно строительство новой, современной БМК.

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от дизельной котельной приведена на рисунке 9.20 (выделена красным цветом).



Котельная "Дизельная"

Рисунок 9.20 - Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от существующей котельной

Расчетная схема зоны теплоснабжения на базе существующей котельной включает:

- источников теплоснабжения – 1;
- узлов и тепловых камер - 5;
- участков тепловой сети - 10;
- потребителей - 5.

2.8.2 Результаты расчета

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемой котельной приведены в таблице 9.6. Результаты расчета показателей надежности участков тепловой сети представлены в таблице 9.7.

2.8.3 Выводы по результатам расчета показателей надежности

При оценке расчетных показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) При модернизации источника тепловой энергии путем перевода на сжигание газообразного топлива возможно качественное теплоснабжение потребителей, которое будет осуществляться наиболее надежным и экономичным способом;

2) В перспективе зоны ненадежного теплоснабжения будут отсутствовать, причиной чего является относительная новизна тепловых сетей (проложены преимущественно в 2005 г.);

3) Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в 2029 г. будет превышать 0,99, что укладывается в существующие нормативы;

4) Коэффициент готовности СЦТ в 2029 г. будет превышать 0,99, что укладывается в существующие нормативы;

5) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов.

Таблица 9.6 - Показатели надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника тепловой энергии

№ потребителя	Адрес узла ввода	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Путь, пройденный от источника, м	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от. период
15371	ул. Прибрежная, 6	0,24475		0,04027	110,9	0,999643	0,999936	0,0561
15377	ул. Прибрежная, 23	0,27547		0,043422	187,8	0,999389	0,999936	0,0635
15379	ул. Прибрежная, 25	0,17569		0,01926	279,2	0,999057	0,999935	0,0443
15383	ул. Прибрежная, 1	0,14385			229,2	0,999643	0,999946	0,0282
20386	ул. Прибрежная	0,000694		0,000272	31,4	0,999968	0,999937	0,0002

Таблица 9.7 - Показатели надежности участков тепловой сети от рассматриваемого источника тепловой энергии

№ участка	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр, м	Вид прокладок и тепловой сети	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки
15370	ТК-3	т.А(прямая)	45,25	0,1	Подземная канальная	24	2,03E-05	9,00E-07	6,10E-06	6,589477	0,151757	0,4537803
15372	т.А(прямая)		50,87	0,1	Подземная канальная	24	2,03E-05	1,00E-06	6,80E-06	6,589477	0,151757	0,4537803
15374	ТК-3	ТК-2	125,03	0,1	Подземная канальная	24	2,03E-05	2,50E-06	1,67E-05	6,589477	0,151757	0,5451252

№ участка	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр, м	Вид прокладки и тепловой сети	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки
15376	ТК-2		46,47	0,1	Подземная канальная	24	2,03E-05	9,00E-07	6,20E-06	6,589477	0,151757	0,5451252
15378		жд, почта, ОАО "КШП", полик линика	6,91	0,07	Подземная канальная	24	2,03E-05	1,00E-07	8,00E-07	5,382159	0,185799	0
15380		жд, ООО "ДИН"	98,31	0,1	Подземная канальная	24	2,03E-05	2,00E-06	1,32E-05	6,589477	0,151757	0,2193244
15381		жд	5,44	0,07	Подземная канальная	24	2,03E-05	1,00E-07	6,00E-07	5,382486	0,185788	0
15384		школа,мастреская	123,71	0,05	Подземная канальная	24	2,03E-05	2,50E-06	1,14E-05	4,53628	0,220445	0
20387	ТК-3	мастерская ГОУП "Мурманскводоканал"	22,07	0,05	Подземная канальная	24	2,03E-05	4,00E-07	2,00E-06	4,551295	0,219718	0
20390	ЦТП Дизельная	ТК-3	9,36	0,1	Подземная канальная	24	2,03E-05	2,00E-07	1,30E-06	6,589477	0,151757	0,9997618

2.9 Показатели надежности теплоснабжения потребителей от котельной ММТП

2.9.1 Расчетная схема зоны теплоснабжения

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной ММТП приведена на рисунке 9.21 (выделена красным цветом).

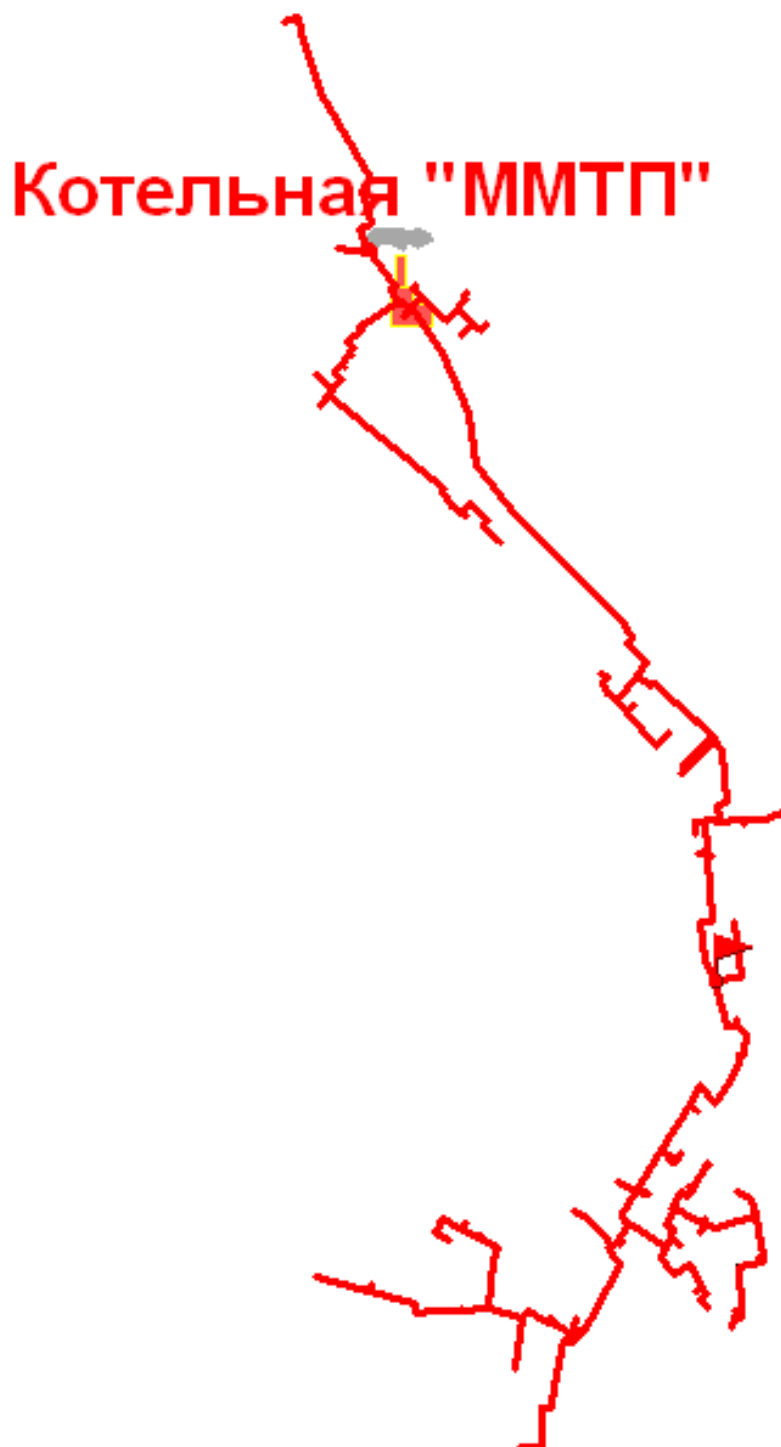


Рисунок 9.21 - Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от существующей котельной

Расчетная схема зоны теплоснабжения на базе существующей котельной включает:

- источников теплоснабжения – 1;
- узлов и тепловых камер - 61;
- участков тепловой сети - 113;
- потребителей - 52.

2.9.2 Результаты расчета

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в таблице 9.8. Результаты расчета показателей надежности участков тепловой сети от рассматриваемого источника представлены в таблице 9.9. На рисунке 9.22 приведена зона ненадежного теплоснабжения потребителей от котельной ММТП.

2.9.3 Выводы по результатам расчета показателей надежности

При оценке расчетных показателей надежности сделаны следующие выводы:

1) При модернизации источника тепловой энергии путем перевода на сжигание газообразного топлива возможно качественное теплоснабжение потребителей, которое будет осуществляться наиболее надежным и экономичным способом.

2) При отсутствии переключений тепловых сетей в период до 2029 г. показатели фактической вероятности безотказной работы СЦТ не будут соответствовать нормативным значениям. Причиной тому будут являться:

- значительный срок эксплуатации отдельных участков тепловых сетей;
- наличие значительного количества участков на пути от теплоисточника до конечного потребителя тепловой энергии.

3) Коэффициент готовности СЦТ в 2029 г. будет превышать 0,99, что укладывается в существующие нормативы.

4) С целью поддержания нормативной надежности в течение расчетного срока разработки теплоснабжения необходимо выполнять следующие мероприятия:

- контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или

выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

- реконструкция ветхих участков тепловых сетей, определяемых по результатам экспертного обследования технического состояния трубопроводов.

5) Перечень мероприятий по реконструкции участков тепловых сетей с целью достижения нормативной надежности теплоснабжения потребителей в 2029 г. представлен в разделе 3.

Таблица 9.8 - Показатели надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника тепловой энергии

№ потребителя	Адрес узла ввода	Расчетная нагрузка на отопление, Гкал/ч	Расчетная нагрузка на вентиляцию, Гкал/ч	Расчетная средняя нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Путь, пройденный от источника, м	Вероятность безотказной работы	Коэффициент готовности	Средний суммарный недоотпуск теплоты, Гкал/от. период
20785	пр-д Портовый д.19	0,12	1,044	0,015	2182,6	0,852262	0,999096	3,3029
20783	пр-д Портовый д.19	0,068	0,058		2119,9	0,853163	0,999098	0,3538
20787	пр-д Портовый д.19	0,1			1951,2	0,858172	0,999104	0,2807
20791	пр-д Портовый д.25	0,14	0,1	0,02	1990,8	0,859622	0,999096	0,7126
20821	пр-д Портовый д.36	0,085			2024,2	0,861042	0,999106	0,243
20819	пр-д Портовый д.36	0,074		0,0355	2000,9	0,861042	0,999103	0,275
20745			0,058		1644,6	0,867417	0,999098	0,1645
20737	пр-д Портовый д.19	0,115	0,065	0,0225	1553,5	0,873641	0,999098	0,5487
20867	пр-д Портовый д.19	0,008			1524,5	0,878149	0,999101	0,0224
20865	пр-д Портовый д.19	0,023			1512,3	0,878149	0,9991	0,0644
20733	пр-д Портовый д.29	0,181	0,152	0,1275	1421,6	0,883731	0,999096	1,1598
22017	пр. Портовый	1,1714		0,2616	939,8	0,924185	0,999096	3,83
20669		0,074		0,071	719,3	0,944186	0,999102	0,3222
20713	пр-д Портовый д.1А	0,06			131,4	0,999733	0,999104	0,1707
20707	пр-д Портовый д.1	0,142	0,1	0,022	155,6	0,999733	0,999107	0,7329
20679		0,234	0,14	0,019	164,9	1	0,999118	1,1059

Таблица 9.9 - Показатели надежности участков тепловой сети от рассматриваемого источника тепловой энергии

№ участка	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки
20664	Кот. ММТ П	ТК-16а	603,21	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,36E-05	0,000222	16,325274	0,061255	0,842661
20666	ТК-16а	ТК-16	23,87	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	5,00E-07	8,80E-06	16,325274	0,061255	0,842661
20668	ТК-16	ТК-17	42,27	0,207	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,00E-06	1,14E-05	11,953424	0,083658	0,017193
20670	ТК-17	АБК	49,9	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,10E-06	5,10E-06	4,490035	0,222715	0
20672	Кот. ММТ П		34,01	0,08	Подземная канальная	42	2,26E-05	8,00E-07	4,40E-06	5,71231	0,175061	0
20674			16,88	0,08	Подземная канальная	42	2,26E-05	4,00E-07	2,20E-06	5,71231	0,175061	0
20678		ТК-19	65,37	0,08	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,50E-06	8,40E-06	5,71231	0,175061	0
20680	ТК-19	МФ ФГУП "ГТ Арктикуголь" склад	48,63	0,08	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,10E-06	6,30E-06	5,71231	0,175061	0
20702	Кот. ММТ П		35,75	0,07	Подземная канальная	42	2,26E-05	8,00E-07	4,30E-06	5,314438	0,188167	0
20706			66,31	0,1	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,50E-06	9,90E-06	6,629521	0,15084	0,070118
20708	ТК-18	ФГУ "АМП Мурманск" гараж с пристроенным АБК	26,41	0,07	Подземная канальная	42	2,26E-05	6,00E-07	3,20E-06	5,310575	0,188304	0
20711		ТК-18	27,16	0,07	Подземная канальная	42	2,26E-05	6,00E-07	3,30E-06	5,310575	0,188304	0

№ участка	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки
20714		Гараж ООО "Автопорт"	29,36	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	7,00E-07	3,00E-06	4,492963	0,22257	0
20720	ТК-16		142,41	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	3,20E-06	5,24E-05	16,325274	0,061255	0,825468
20722	ТК-11		54,18	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,20E-06	1,99E-05	16,325274	0,061255	0,553364
20726			4,46	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,00E-07	1,60E-06	16,325274	0,061255	0,553364
20728			77,37	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,70E-06	2,85E-05	16,325274	0,061255	0,553364
20730			35,41	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	8,00E-07	1,30E-05	16,325274	0,061255	0,553364
20732			63,25	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,40E-06	2,33E-05	16,325274	0,061255	0,553364
20734		ОАО "Норильский никель" адм.зд	14,12	0,08	Подземная канальная	42	2,26E-05	3,00E-07	1,80E-06	5,750861	0,173887	0,076966
20736			72,25	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,60E-06	2,66E-05	16,325274	0,061255	0,476398
20738			9,64	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	2,00E-07	1,00E-06	4,494993	0,22247	0
20740			59,6	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,30E-06	2,19E-05	16,325274	0,061255	0,427661
20742		ТК-6а	6,93	0,207	Подземная канальная	42	2,26E-05	2,00E-07	1,80E-06	11,791794	0,084805	0,037003
20744			35,1	0,207	Подземная канальная	42	2,26E-05	8,00E-07	9,30E-06	11,791794	0,084805	0,390659
20746			11,47	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	3,00E-07	1,20E-06	4,495513	0,222444	0
20748			6,75	0,207	Подземная канальная	42	2,26E-05	2,00E-07	1,80E-06	11,791794	0,084805	0,377216
20752			33,74	0,207	Подземная	42	2,26E-05	8,00E-	9,00E-06	11,791794	0,084805	0,377216

№ участка	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки
					канальная			07				
20754		ТК-4а	54,4	0,207	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,20E-06	1,45E-05	11,791794	0,084805	0,377216
20756	ТК-4а		40,89	0,207	Подземная канальная	42	2,26E-05	9,00E-07	1,09E-05	11,791794	0,084805	0,377216
20760		ТК-4	9,55	0,207	Подземная канальная	42	2,26E-05	2,00E-07	2,50E-06	11,791794	0,084805	0,377216
20762	ТК-4		95,78	0,15	Подземная канальная	42	2,26E-05	2,20E-06	1,92E-05	8,86991	0,112741	0,321765
20764			48,17	0,15	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,10E-06	9,60E-06	8,86991	0,112741	0,298699
20780			76,23	0,15	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,70E-06	1,52E-05	8,86991	0,112741	0,298699
20782		ТК-4д	104,22	0,15	Подземная канальная	42	2,26E-05	2,40E-06	2,08E-05	8,86991	0,112741	0,298699
20784	ТК-4д	ОАО "Мурманское морское пароходство" гараж	11,08	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	3,00E-07	1,10E-06	4,495569	0,222441	0
20786	ТК-4д	ОАО "Мурманское морское пароходство" склад	73,81	0,125	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,70E-06	1,30E-05	7,793249	0,128316	0,269589
20788		ОАО "Мурманское морское пароходство" склад	71,03	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,60E-06	7,20E-06	4,487022	0,222865	0
20790	ТК-4	ТК-3	52,34	0,1	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,20E-06	7,80E-06	6,582388	0,151921	0,055452
20792	ТК-2	МФ ФГУП	29,64	0,1	Подземная	42	2,26E-05	7,00E-	4,40E-06	6,582388	0,151921	0,055452

№ участка	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки
		"Росморпорт" морской вокзал			канальная			07				
20794	ТК-6а	ТК-6б	46,87	0,207	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,10E-06	1,25E-05	11,791794	0,084805	0,037003
20798	ТК-6б	ТК-6в	12,41	0,15	Подземная канальная	42	2,26E-05	3,00E-07	2,50E-06	8,914989	0,112171	0,037003
20802	ТК-6в	ТК-7а	54,93	0,15	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,20E-06	1,10E-05	8,914989	0,112171	0,037003
20804	ТК-7а		47,46	0,15	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,10E-06	9,50E-06	8,914989	0,112171	0,037003
20810			72,25	0,15	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,60E-06	1,45E-05	8,914989	0,112171	0,037003
20812			55,7	0,15	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,30E-06	1,12E-05	8,914989	0,112171	0,037003
20816		ТК-7б	38,68	0,082	Подземная канальная	42	2,26E-05	9,00E-07	5,10E-06	5,832122	0,171464	0,037003
20818	ТК-7б		60,65	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,40E-06	6,10E-06	4,483177	0,223056	0
20820		ООО "Северный Вексельный Центр" адм.зд.	7,03	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	2,00E-07	7,00E-07	4,483177	0,223056	0
20822		ООО "Северный Вексельный Центр" Магазин	30,32	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	7,00E-07	3,10E-06	4,483177	0,223056	0
20831			92,81	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	2,10E-06	3,42E-05	16,325274	0,061255	0,553364
20837			182,16	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	4,10E-06	6,70E-05	16,325274	0,061255	0,553364

№ участка	Начало участка	Конец участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр, м	Вид прокладки тепловой сети	Период эксплуатации, лет	Интенсивность отказов, 1/(км*ч)	Поток отказов, 1/ч	Вероятность отказа	Время восстановления, ч	Интенсивность восстановления, 1/ч	Относительное кол. отключ. нагрузки
20847		ТК-11	128,39	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	2,90E-06	4,73E-05	16,325274	0,061255	0,825468
20861			58,61	0,309	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,30E-06	2,16E-05	16,325274	0,061255	0,469256
20864			26,03	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	6,00E-07	2,60E-06	4,489849	0,222725	0
20866		МФ ФГУП "Росморпорт" АТС	6,47	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,00E-07	7,00E-07	4,489849	0,222725	0
20868		МФ ФГУП "Росморпорт" склад	18,7	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	4,00E-07	1,90E-06	4,489849	0,222725	0
20869		МФ ФГУП "Мурманское морское пароходство" адм.здание	5,48	0,05	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,00E-07	6,00E-07	4,494993	0,22247	0
20873			5,99	0,207	Подземная канальная	42	2,26E-05	1,00E-07	1,60E-06	11,791794	0,084805	0,377216
20879	ТК-3	ТК-2	124,43	0,1	Подземная канальная	42	2,26E-05	2,80E-06	1,85E-05	6,582388	0,151921	0,055452
22018			41,87	0,15	Надземная		0	0	0	0	0	0

Котельная "ММТП"

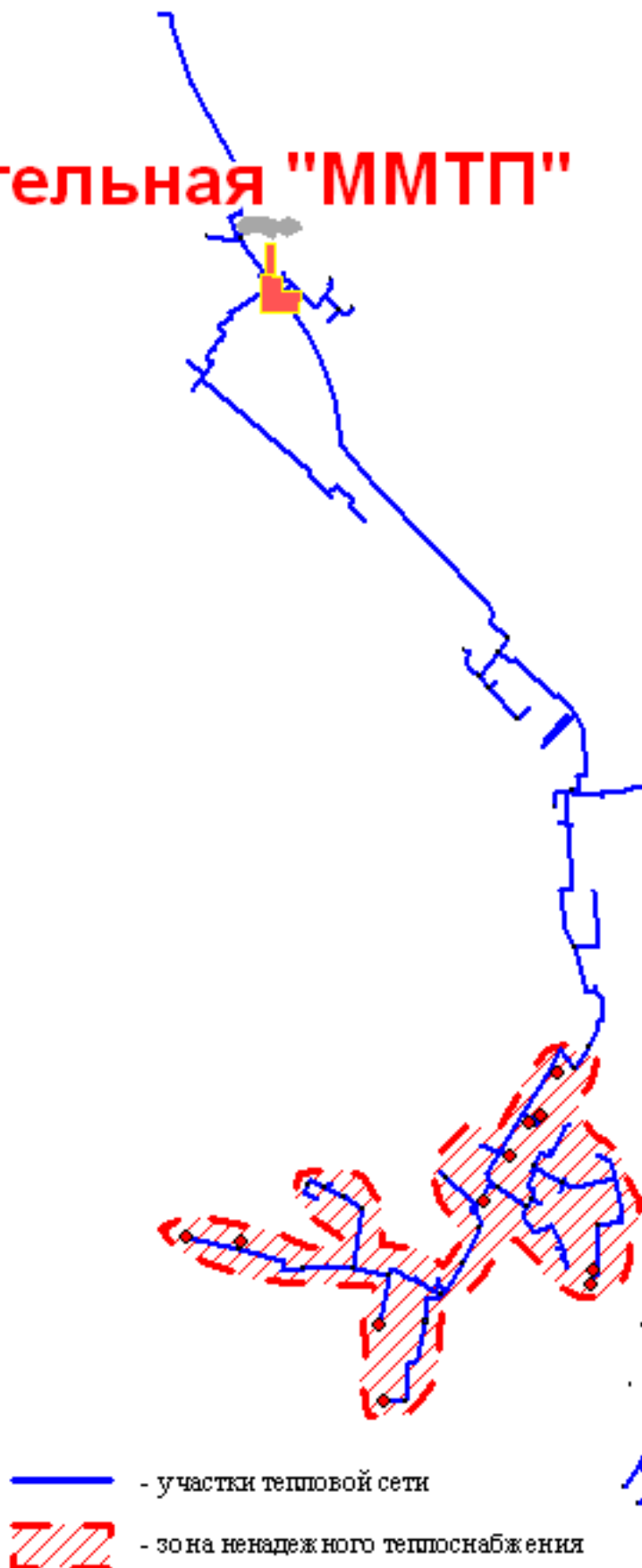


Рисунок 9.22 - Зона ненадежного теплоснабжения потребителей от котельной ММТП

3 Перечень мероприятий по повышению надежности теплоснабжения потребителей

В данном разделе рассматриваются мероприятия, направленные на повышение надежности теплоснабжения. Соблюдение предлагаемых мероприятий в течение расчетного срока разработки Схемы теплоснабжения позволит обеспечивать надежность теплоснабжения в соответствии с существующими нормативами.

Все мероприятия рассмотрены в разрезе источников централизованного теплоснабжения.

3.1 Система теплоснабжения на базе Мурманской ТЭЦ

В разделе 2.2 расчетным способом определены зоны ненадежного теплоснабжения. Расчеты, выполненные в программно-расчетном комплексе Zulu 7.0, показали, что для соблюдения нормативной надежности рассматриваемой системы теплоснабжения необходимо и достаточно произвести перекладку ветхих тепловых сетей (тепловые сети прокладки/ реконструкции до 1988 г.). Для сравнения на рисунках 9.3 и 9.4 представлены целевые показатели надежности выборочных потребителей (с наихудшими значениями среди всей системы теплоснабжения) с учетом реализации мероприятий и без учета их реализации. Как видно из диаграмм, реализация мероприятий позволит в значительной степени повысить показатели надежности теплоснабжения потребителей.

При условии перекладки данных участков тепловых сетей до 2030 г. будут достигнуты следующие показатели надежности теплоснабжения потребителей:

- коэффициент готовности СЦТ к бесперебойному теплоснабжению – более 0,99, что укладывается в существующие нормативы;
- вероятность безотказного теплоснабжения всех потребителей будет превышать 0,864, что укладывается в существующие нормативы.

Предложения по перекладке ветхих тепловых сетей представлены в Приложении 1.

Обобщенные показатели требуемых объемов перекладок тепловых сетей в зависимости от условных диаметров представлены на диаграмме 9.23.

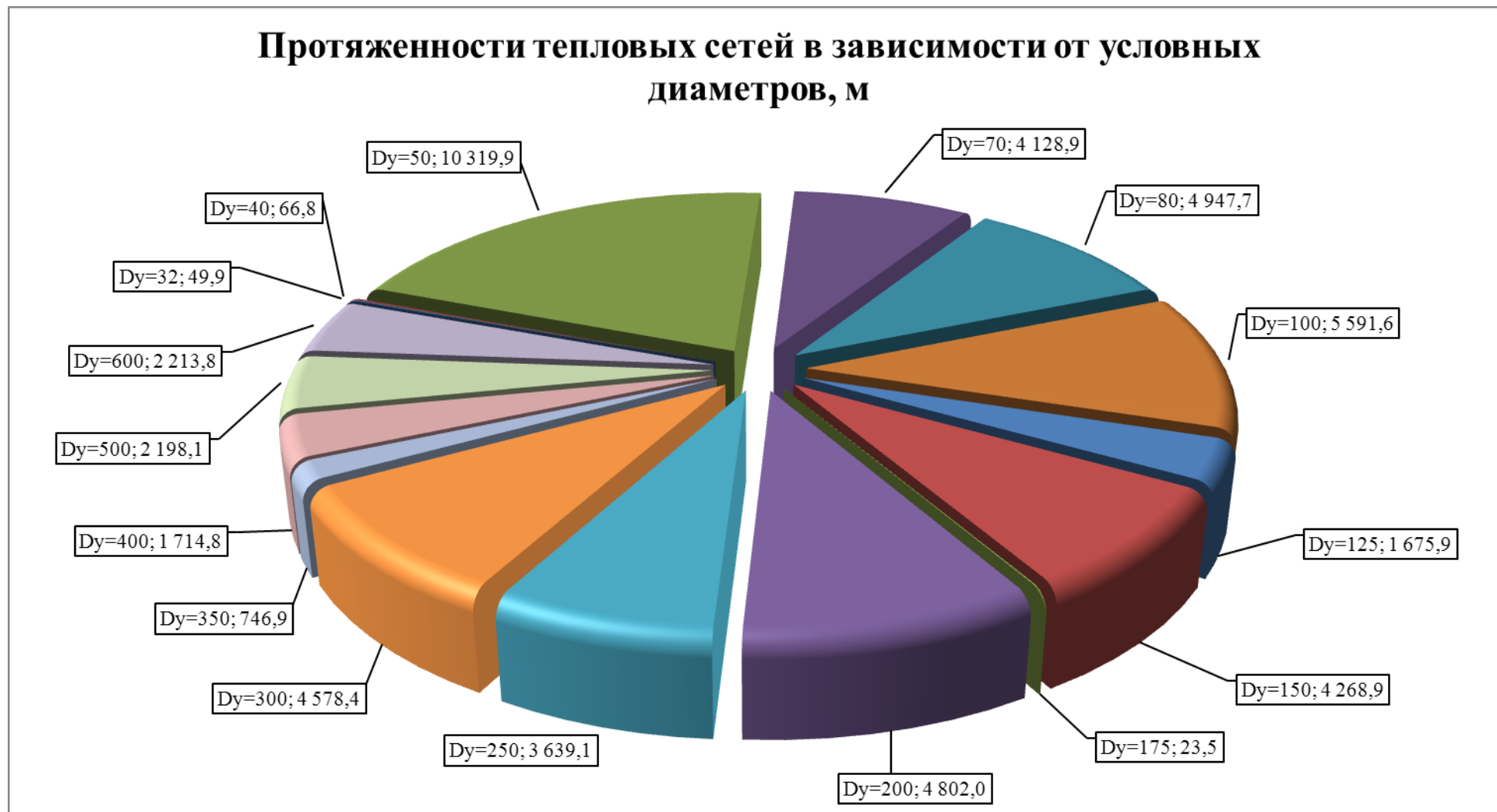


Рисунок 9.23 - Протяженности тепловых сетей, подлежащих перекладке по условиям соблюдения нормативной надежности теплоснабжения, от Мурманской ТЭЦ

3.2 Система теплоснабжения на базе Южной котельной

В разделе 2.3 расчетным способом определены зоны ненадежного теплоснабжения. Расчеты, выполненные в программно-расчетном комплексе Zulu 7.0, показали, что для соблюдения нормативной надежности рассматриваемой системы теплоснабжения необходимо и достаточно произвести перекладку ветхих тепловых сетей (тепловые сети прокладки/ реконструкции до 1988 г.). Для сравнения на рисунках 9.7 и 9.8 представлены целевые показатели надежности выборочных потребителей (с наихудшими значениями среди всей системы теплоснабжения) с учетом реализации мероприятий и без учета их реализации. Как видно из диаграмм, реализация мероприятий позволит в значительной степени повысить показатели надежности теплоснабжения потребителей.

При условии перекладки данных участков тепловых сетей до 2030 г. будут достигнуты следующие показатели надежности теплоснабжения потребителей:

- коэффициент готовности СЦТ к бесперебойному теплоснабжению – более 0,976, что укладывается в существующие нормативы;
- вероятность безотказного теплоснабжения всех потребителей будет превышать 0,864, что укладывается в существующие нормативы.

Предложения по перекладке ветхих тепловых сетей представлены в Приложении 1.

Обобщенные показатели требуемых объемов перекладок тепловых сетей в зависимости от условных диаметров представлены на диаграмме 9.24.

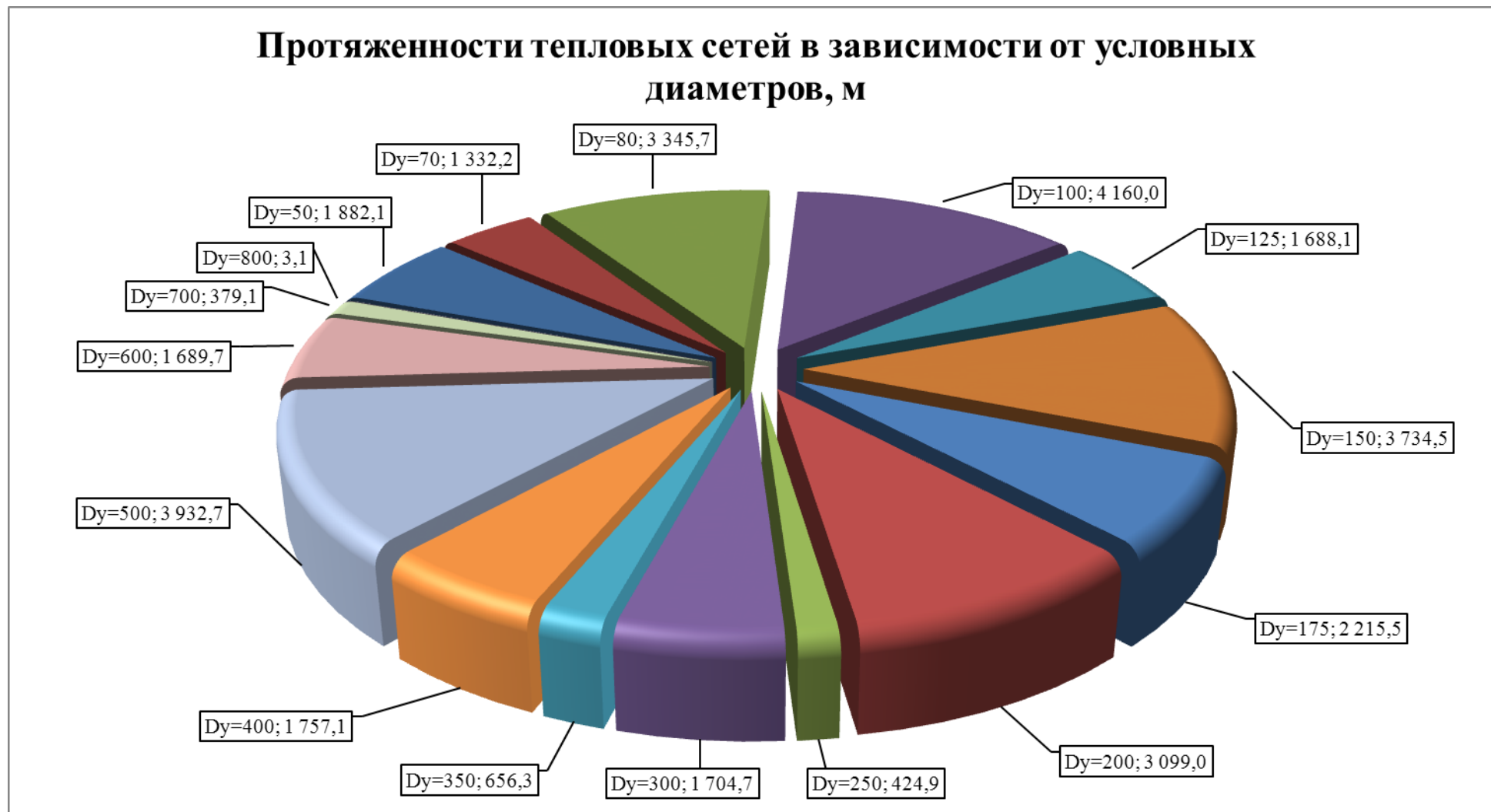


Рисунок 9.24 - Протяженности тепловых сетей, подлежащих перекладке по условиям соблюдения нормативной надежности теплоснабжения, от Южной котельной

3.3 Система теплоснабжения на базе Восточной котельной

В разделе 2.4 расчетным способом определены зоны ненадежного теплоснабжения. Расчеты, выполненные в программно-расчетном комплексе Zulu 7.0, показали, что для соблюдения нормативной надежности рассматриваемой системы теплоснабжения необходимо и достаточно произвести перекладку ветхих тепловых сетей (тепловые сети прокладки/ реконструкции до 1988 г.). Для сравнения на рисунках 9.11 и 9.12 представлены целевые показатели надежности выборочных потребителей (с наихудшими значениями среди всей системы теплоснабжения) с учетом реализации мероприятий и без учета их реализации. Как видно из диаграмм, реализация мероприятий позволит в значительной степени повысить показатели надежности теплоснабжения потребителей.

При условии перекладки данных участков тепловых сетей до 2030 г. будут достигнуты следующие показатели надежности теплоснабжения потребителей:

- коэффициент готовности СЦТ к бесперебойному теплоснабжению – более 0,99, что укладывается в существующие нормативы;
- вероятность безотказного теплоснабжения всех потребителей будет превышать 0,864, что укладывается в существующие нормативы.

Предложения по перекладке ветхих тепловых сетей представлены в Приложении 1.

Обобщенные показатели требуемых объемов перекладок тепловых сетей в зависимости от условных диаметров представлены на диаграмме 9.25.

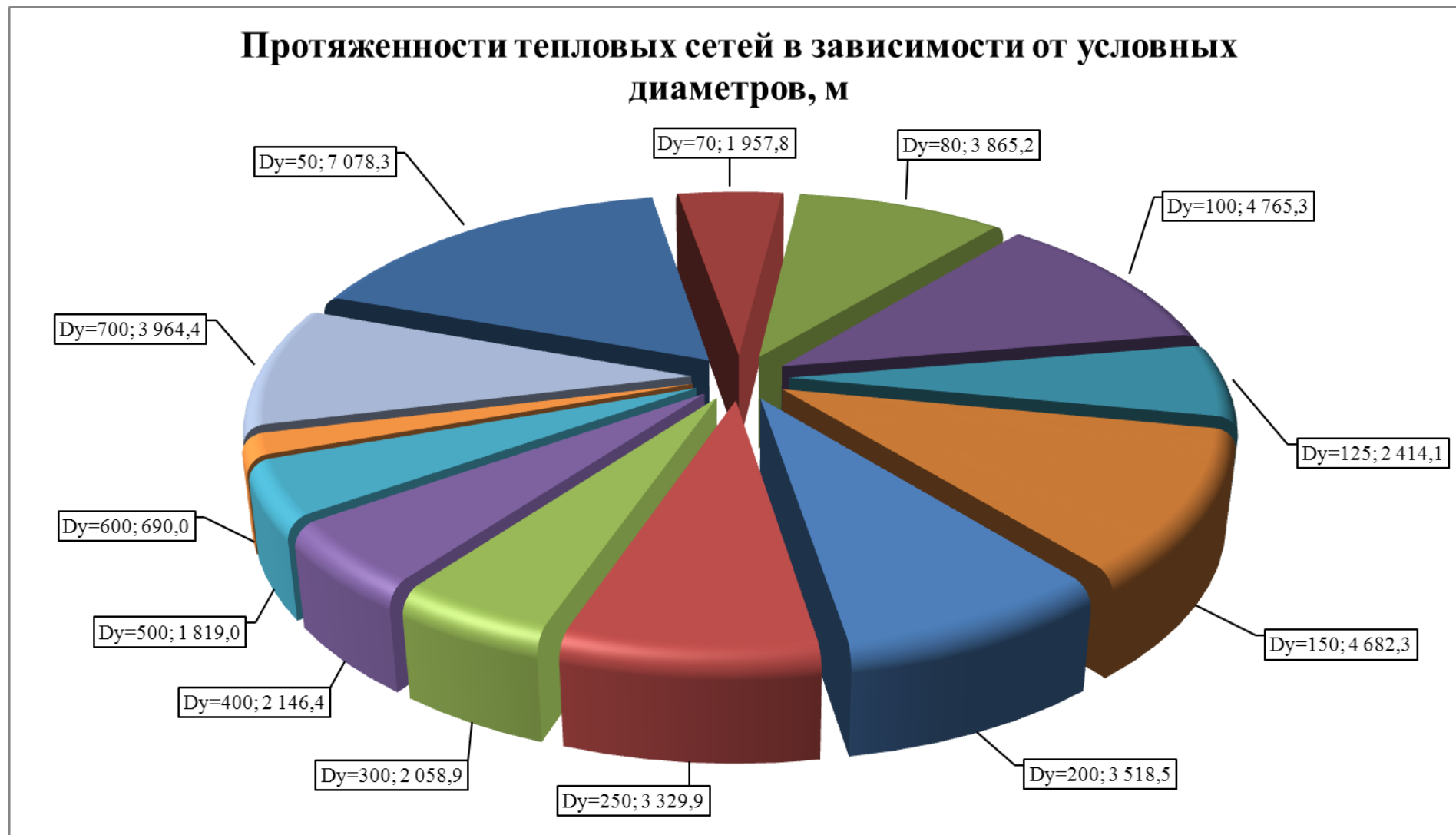


Рисунок 9.25 - Протяженности тепловых сетей, подлежащих перекладке по условиям соблюдения нормативной надежности теплоснабжения, от Восточной котельной

3.4 Система теплоснабжения на базе Северной котельной

В разделе 2.5 расчетным способом определены зоны ненадежного теплоснабжения. Наименее надежными зонами теплоснабжения будут зоны, теплоснабжение которых в настоящее время осуществляется от котельной Роста. Расчеты, выполненные в программно-расчетном комплексе Zulu 7.0, показали, что для соблюдения нормативной надежности рассматриваемой системы теплоснабжения необходимо и достаточно произвести перекладку ветхих тепловых сетей (тепловые сети прокладки/ реконструкции до 1991 г.). Для сравнения на рисунках 9.15 и 9.16 представлены целевые показатели надежности выборочных потребителей (с наихудшими значениями среди всей системы теплоснабжения) с учетом реализации мероприятий и без учета их реализации. Как видно из диаграмм, реализация мероприятий позволит в значительной степени повысить показатели надежности теплоснабжения потребителей.

При условии перекладки данных участков тепловых сетей до 2030 г. будут достигнуты следующие показатели надежности теплоснабжения потребителей:

- коэффициент готовности СЦТ к бесперебойному теплоснабжению – более 0,992, что укладывается в существующие нормативы;
- вероятность безотказного теплоснабжения всех потребителей будет превышать 0,866, что укладывается в существующие нормативы.

Предложения по перекладке ветхих тепловых сетей представлены в Приложении 1.

Обобщенные показатели требуемых объемов перекладок тепловых сетей в зависимости от условных диаметров представлены на диаграмме 9.26.

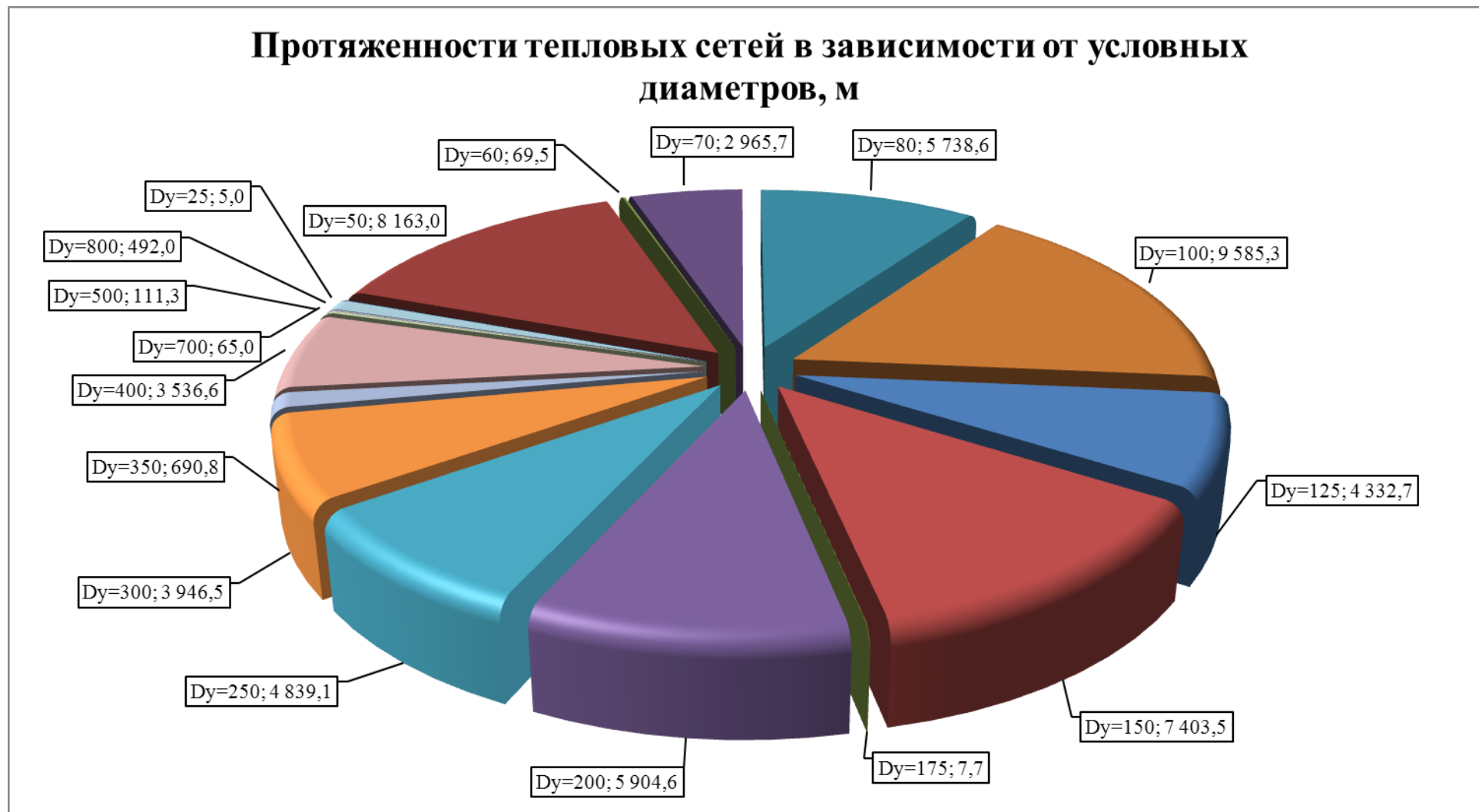


Рисунок 9.26 - Протяженности тепловых сетей, подлежащих перекладке по условиям соблюдения нормативной надежности теплоснабжения, от Северной котельной

3.5 Система теплоснабжения на базе котельной ММТП

В разделе 2.9 расчетным способом определены зоны ненадежного теплоснабжения. Расчеты, выполненные в программно-расчетном комплексе Zulu 7.0, показали, что для соблюдения нормативной надежности рассматриваемой системы теплоснабжения необходимо и достаточно произвести перекладку отдельных участков тепловых сетей. Своевременная перекладка тепловых сетей позволит поддерживать фактическую надежность теплоснабжения потребителей на нормативном уровне.

Предложения по перекладке ветхих тепловых сетей представлены в таблице 9.10.

Таблица 9.10 - Объемы реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения потребителей тепловой энергии от котельной ММТП

№ участка	Начало участка	Конец участка	Год прокладки	Длина участка, м	Условный диаметр, м	Вид прокладки
20722	ТК-11		1987	54,18	0,3	Подземная канальная
20726			1987	4,46	0,3	Подземная канальная
20728			1987	77,37	0,3	Подземная канальная
20730			1987	35,41	0,3	Подземная канальная
20732			1987	63,25	0,3	Подземная канальная
20736			1987	72,25	0,3	Подземная канальная
20740			1987	59,6	0,3	Подземная канальная
20831			1987	92,81	0,3	Подземная канальная
20837			1987	182,16	0,3	Подземная канальная
20861			1987	58,61	0,3	Подземная канальная