



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ
«ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК» НА ПЕРИОД ДО 2033 Г.
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

ГЛАВА 11

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

СОДЕРЖАНИЕ

1. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПОКАЗАТЕЛЯХ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ	6
2. 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	7
3. 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.....	10
4. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА (АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ) И БЕЗОТКАЗНОЙ (БЕЗАВАРИЙНОЙ) РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПО ОТНОШЕНИЮ К ПОТРЕБИТЕЛЯМ, ПРИСОЕДИНЕННЫМ К МАГИСТРАЛЬНЫМ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ ТЕПЛОПРОВОДАМ	12
4.1. ТЭЦ-3	17
4.1.1. Западная часть	17
4.1.2. Северная часть	21
4.1.3. Пригородный	24
4.1.4. Водозабор	27
4.1.5. Центральная часть	31
4.1.6. 10 микрорайон	36
4.2. Котельная Каринторф	40
5. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ГОТОВНОСТИ ТЕПЛОПРОВОДОВ К НЕСЕНИЮ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ	43
6. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ НЕДООТПУСКА ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ПО ПРИЧИНЕ ОТКАЗОВ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) И ПРОСТОЕВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ	44
7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	45
7.1. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность энергетического оборудования	45
7.2. Установка резервного оборудования	45
7.3. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть	45
7.4. Резервирование тепловых сетей смежных районов городского округа	45
7.5. Устройство резервных насосных станций	46
7.6. Установка баков-аккумуляторов	46
8. ДЕЙСТВИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ИСТОЧНИКЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ	49
8.1. Риски возникновения аварий, масштабы и последствия	49
8.2. Схема теплоснабжения объектов первой категории	49
8.3. Расчеты допустимого времени устранения технологических нарушений	51
8.4. Обеспечение циркуляции теплоносителя при возникновении аварий на Кировской ТЭЦ-352	

8.5. План проведения тренировки по действиям дежурно-диспетчерских и аварийных служб города при авариях на объектах теплоснабжения и программы противоаварийных тренировок 55

РЕЕСТР ТАБЛИЦ

Таблица 2.1 - Сведения об отказах на тепловых сетях города, в разрезе источников тепловой энергии	8
Таблица 3.1 – Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений.....	10
Таблица 4.1 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны ТЭЦ №3 (западная часть) единой теплоснабжающей организации №01, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ).....	18
Таблица 4.2 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны ТЭЦ №3 (северная часть) единой теплоснабжающей организации №01, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ).....	22
Таблица 4.3 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны ТЭЦ №3 (Пригородный) единой теплоснабжающей организации №01, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ)	25
Таблица 4.4 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны ТЭЦ №3(водозабор) единой теплоснабжающей организации №01, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ).....	28
Таблица 4.5 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны ТЭЦ №3 (центральная часть) единой теплоснабжающей организации №01, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ).....	32
Таблица 4.6 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны ТЭЦ №3(10 микрорайон) единой теплоснабжающей организации №01, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ)	37
Таблица 4.7 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной Каринторф единой теплоснабжающей организации №02, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ).....	41
Таблица 6.1 – Ожидаемая динамика изменения показателя при условии реализации мероприятий учтенных инвестиционной программой регулируемых организаций.....	44
Таблица 8.1 – Риски возникновения аварий, масштабы и последствия аварий.....	49
Таблица 8.2 – Снижение температуры внутри жилого здания при внезапном прекращении теплоснабжения для г. Кирова-Чепецка.....	51
Таблица 8.3 – Последовательность операций для подачи напряжения на шины 110 кВ Кировской ТЭЦ-3 по Схеме подачи напряжения №1	54
Таблица 8.4 – Последовательность операций для подачи напряжения на шины 110 кВ Кировской ТЭЦ-3 по Схеме подачи напряжения №2	55

РЕЕСТР РИСУНКОВ

<i>Рисунок 2.1 – Соотношение числа отказов.....</i>	<i>9</i>
<i>Рисунок 4.1 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети</i>	<i>14</i>
<i>Рисунок 4.2 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (рисунок П46.1 МУ).....</i>	<i>17</i>
<i>Рисунок 4.3 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (западная часть) (рисунок П46.2 МУ)</i>	<i>20</i>
<i>Рисунок 4.4 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной ТЭЦ №3 (северная часть) (рисунок П46.1 МУ)</i>	<i>21</i>
<i>Рисунок 4.5 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (северная часть) (рисунок П46.2 МУ).....</i>	<i>23</i>
<i>Рисунок 4.6 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной ТЭЦ №3 (Пригородный) (рисунок П46.1 МУ)</i>	<i>24</i>
<i>Рисунок 4.7 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (Пригородный) (рисунок П46.2 МУ)</i>	<i>26</i>
<i>Рисунок 4.8 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (водозабор) (рисунок П46.1 МУ).....</i>	<i>27</i>
<i>Рисунок 4.9 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (водозабор) (рисунок П46.2 МУ).....</i>	<i>30</i>
<i>Рисунок 4.10 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (центральная часть) (рисунок П46.1 МУ).....</i>	<i>31</i>
<i>Рисунок 4.11 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (центральная часть) (рисунок П46.2 МУ).....</i>	<i>35</i>
<i>Рисунок 4.12 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (в сторону 10 микрорайона) (рисунок П46.1 МУ).....</i>	<i>36</i>
<i>Рисунок 4.13 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (10 микрорайон) (рисунок П46.2 МУ).....</i>	<i>39</i>
<i>Рисунок 4.14 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной Каринторф (рисунок П46.1 МУ).....</i>	<i>40</i>
<i>Рисунок 4.15 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной Каринторф (рисунок П46.2 МУ).....</i>	<i>42</i>
<i>Рисунок 8.1 – Внешний вид передвижных котельных установок</i>	<i>50</i>
<i>Рисунок 8.2 – Схема подачи напряжения №1 на шины 110 кВ Кировской ТЭЦ-3.....</i>	<i>53</i>
<i>Рисунок 8.3 – Схема подачи напряжения №2 на шины 110 кВ Кировской ТЭЦ-3.....</i>	<i>54</i>

1. ОПИСАНИЕ ИЗМЕНЕНИЙ В ПОКАЗАТЕЛЯХ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗА ПЕРИОД, ПРЕДШЕСТВУЮЩИЙ АКТУАЛИЗАЦИИ СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ, С УЧЕТОМ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НОВЫХ И РЕКОНСТРУИРОВАННЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И СООРУЖЕНИЙ НА НИХ

Глава впервые разработана с учетом Методических указаний по разработке схем теплоснабжения, утвержденных Приказом Министерства энергетики РФ 05.03.2019 г. №212 (далее по тексту – МУ).

2. 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

Оценка надежности теплоснабжения по существующему положению представлена в разделе 9 Главы 1.

Для оценки надежности теплоснабжения, с точки зрения численности отказов на участках тепловых сетей, применен количественный метод анализа. Данный метод направлен на выявление динамики изменения частоты отказов (аварий) на составных элементах тепловой сети (шт.).

В таблице ниже представлен поток отказов (частота отказов) на тепловых сетях города, в разрезе источников централизованного теплоснабжения, а также рассчитана удельная повреждаемость.

Таблица 2.1 - Сведения об отказах на тепловых сетях города, в разрезе источников тепловой энергии

№ п/п	Наименование теплоисточника	ЕТО	Общее число отказов, шт.					Отказы в отопительный период, шт.					Отказы в период испытаний, шт.					Отказы в межотопительный период без учета испытаний, шт.					Удельная повреждаемость за прошедший год, шт./ (км·год)					Удельная повреждаемость за отопительный период, шт./ (км·год)				
			2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
1	ТЭЦ-3	1	168	236	238	127	157	23	11	29	15	64	129	212	193	90	71	16	13	16	22	22	0,46	0,64	0,64	0,34	0,42	0,06	0,03	0,08	0,04	0,17
2	Котельная Каринторф	2	0	0	0	0	11	0	0	0	0	9	0	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,83	0,00	0,00	0,00	0,68	
3	Котельная филиала «КЧХК» АО «ОХК «УРАЛХИМ»	4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Итого			168	236	238	127	168	23	11	29	15	73	129	212	193	90	73	16	13	16	22	22	0,41	0,58	0,58	0,31	0,41	0,06	0,03	0,07	0,04	0,18

Как видно из рисунка ниже, наибольшая часть отказов за последние два года приходится на гидравлические испытания и отказы в межотопительный период.

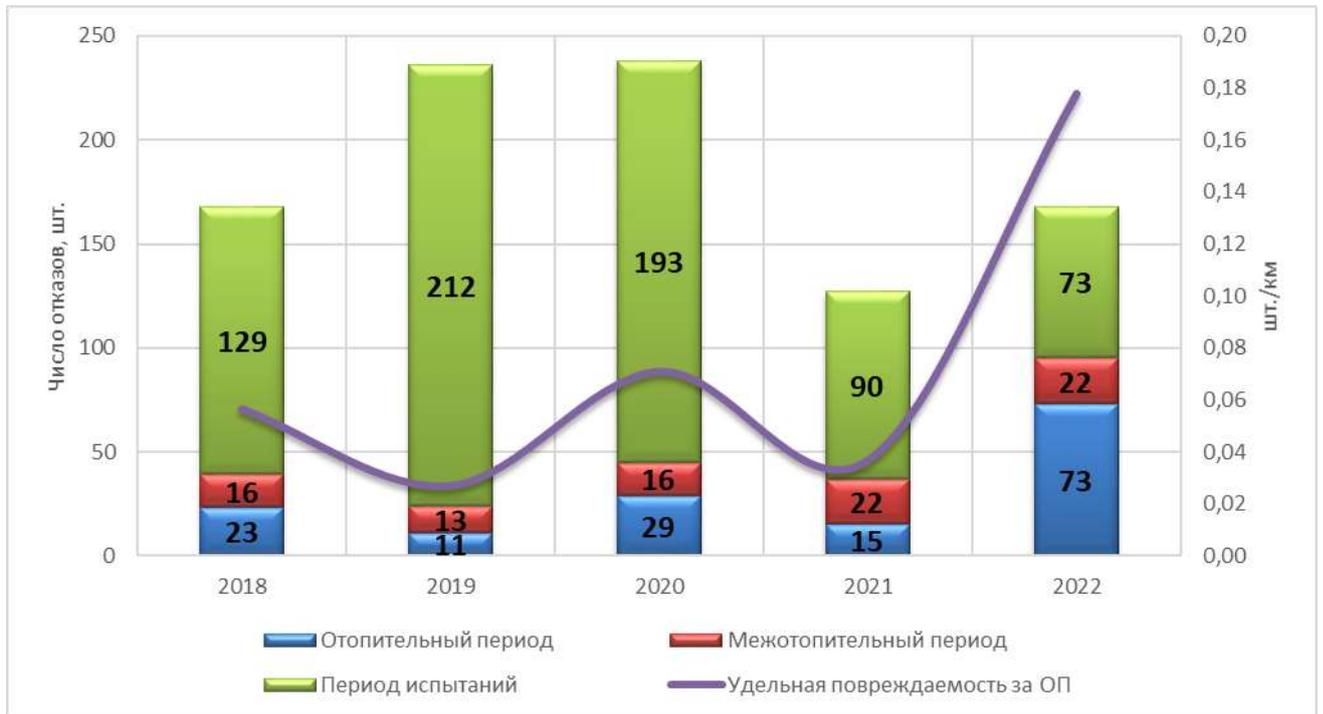


Рисунок 2.1 – Соотношение числа отказов

3. 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

По категории отключений потребителей, инциденты на тепловых сетях классифицируются на:

- отказы (инциденты, которые не считаются авариями);
- аварии.

В соответствии с п. 2.10 Методических рекомендаций по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса МДК 4-01.2001:

«2.10. Авариями в тепловых сетях считаются:

2.10.1. Разрушение (повреждение) зданий, сооружений, трубопроводов тепловой сети в период отопительного сезона при отрицательной среднесуточной температуре наружного воздуха, восстановление работоспособности которых продолжается более 36 часов».

Как показал статистический анализ инцидентов на тепловых сетях, в городе за 2015-2019 гг. аварийных ситуаций не возникало. Происходили только отказы.

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, а также времени, затраченного на согласование раскопок с собственниками смежных коммуникаций.

Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений в отопительный период, зависит от характеристик трубопровода отключаемой теплосети. Нормативный перерыв теплоснабжения (с момента обнаружения, идентификации дефекта и подготовки рабочего места, включающего в себя установление точного места повреждения (со вскрытием канала) и начала операций по локализации поврежденного трубопровода). Указанные нормативы регламентированы п. 6.10 СП 124.13330.2012 Тепловые сети. Актуализированная редакция СНиП 41-02-2003 и представлены в таблице ниже.

Таблица 3.1 – Среднее время, затраченное на восстановление теплоснабжения потребителей после аварийных отключений

Диаметр труб тепловых сетей, мм	Время восстановления теплоснабжения, ч
300	15
400	18
500	22
600	26
700	29
800-1000	40
1200-1400	до 54

В целом по городу время восстановления работоспособности тепловых сетей соответствует установленным нормативам, что отражено в таблицах ниже.

4. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТИ ОТКАЗА (АВАРИЙНОЙ СИТУАЦИИ) И БЕЗОТКАЗНОЙ (БЕЗАВАРИЙНОЙ) РАБОТЫ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПО ОТНОШЕНИЮ К ПОТРЕБИТЕЛЯМ, ПРИСОЕДИНЕННЫМ К МАГИСТРАЛЬНЫМ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМ ТЕПЛОПРОВОДАМ

Методика оценки надежности теплоснабжения представлена в Приложении 18 МУ.

В соответствии с п. 6.25 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети»:

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

Методика Приложения 18 МУ внедрена в ZuluThermo, посредством модуля расчета надежности.

В соответствии с п. 6.26 СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» расчет надежности теплоснабжения 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 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 ввода в эксплуатацию, диаметр и протяженность.
4. На основе обработки данных по отказам и восстановлениям (времени, затраченном на ремонт участка) всех участков тепловых сетей за несколько лет их работы устанавливаются следующие зависимости:

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

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

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. В нашей практике для описания параметрической зависимости интенсивности отказов мы применяется зависимость от срока эксплуатации, следующего вида, близкая по характеру к распределению Вейбулла:

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

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:

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

На рисунке ниже 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.

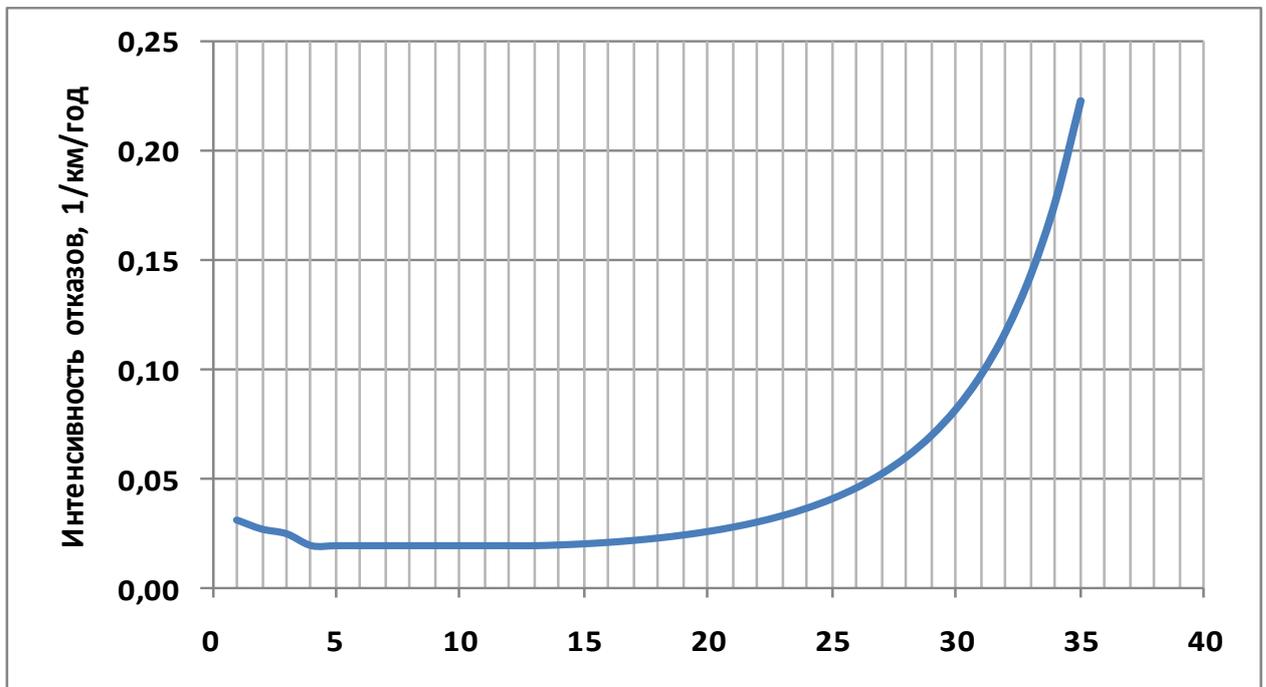


Рисунок 4.1 – Интенсивность отказов в зависимости от срока эксплуатации участка тепловой сети

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).

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°C, в промышленных зданиях ниже +8°C (СП 124.13330.2012

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

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

где

- внутренняя температура, которая устанавливается в помещении через время z в часах, после наступления исходного события, °С;
- время, отсчитываемое после начала исходного события, ч;
- температура в отапливаемом помещении, которая была в момент начала исходного события, °С;
- температура наружного воздуха, усредненная на периоде времени z , °С;
- подача теплоты в помещение, Дж/ч;
- удельные расчетные тепловые потери здания, Дж/(ч·°С);
- коэффициент аккумуляции помещения (здания), ч.

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

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

где $t_{g,a}$ - 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 используют эмпирическую зависимость для времени, необходимого для ликвидации повреждения, предложенную Е.Я. Соколовым:

$$z_p = a [1 + (b + cl_{c.з}) D^{1,2}] \quad (1.6)$$

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
- $l_{c.з}$ - 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 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 $+12^{\circ}\text{C}$:

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

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

- вычисляется вероятность безотказной работы участка тепловой сети относительно абонента:

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

4.1. ТЭЦ-3

4.1.1. Западная часть

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

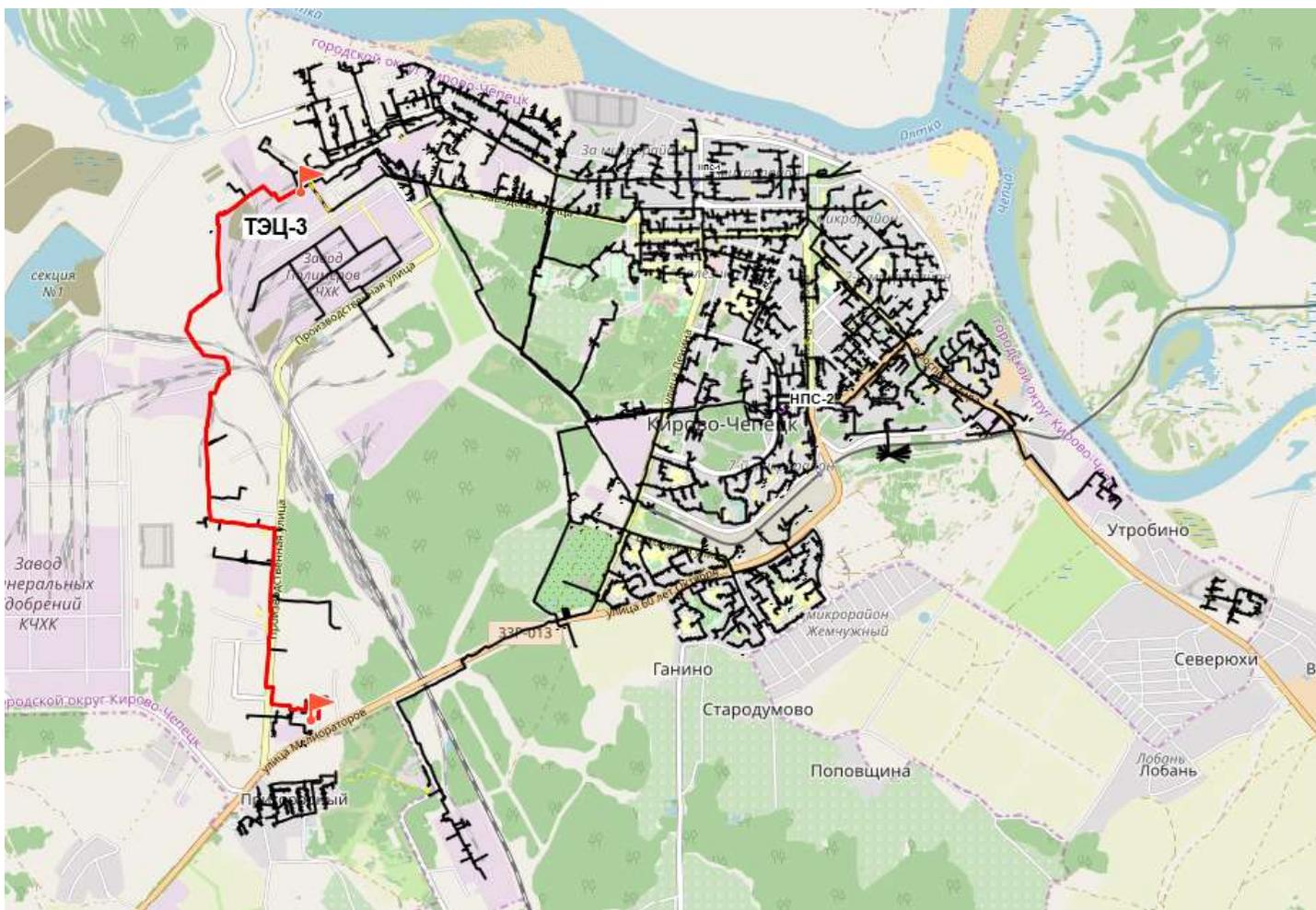


Рисунок 4.2 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.1 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны ТЭЦ №3 (западная часть) единой теплоснабжающей организации №01, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	ТЭЦ	1НО-7	0,5	0,243	1976	1	57	0,0000226	28,5	0,0000055	0,0000055	0,999850
2	1НО-7	VI-16 11 НО-9 с/здвижка	0,5	0,136	1976	1	57	0,0000226	28,2	0,0000031	0,0000086	0,999766
3	VI-16 11 НО-9 с/здвижка	1НО-10	0,5	0,002	1976	1	57	0,0000226	29,1	0	0,0000086	0,999766
4	1НО-10	1НО-11	0,5	0,109	1976	1	57	0,0000226	29,1	0,0000025	0,0000111	0,999697
5	1НО-11	VI-18 11 НО-9 с/здвижка	0,5	0,002	1976	1	57	0,0000226	29,1	0	0,0000111	0,999696
6	VI-18 11 НО-9 с/здвижка	1НО-15	0,5	0,478	1976	1	57	0,0000226	25,8	0,0000108	0,0000219	0,999428
7	1НО-15	VI-1,2 11 НО-9	0,3	0,302	1976	1	57	0,0000113	18,3	0,0000034	0,0000253	0,999368
8	VI-1,2 11 НО-9	перемычка 1НО-17	0,3	0,001	1976	1	57	0,0000113	17,3	0	0,0000253	0,999368
9	перемычка 1НО-17	1НО-18 Павильон	0,3	0,003	1976	1	57	0,0000226	17,3	0,0000001	0,0000254	0,999367
10	1НО-18 Павильон	1НО-24	0,5	1,395	1976	1	57	0,0000226	25,8	0,0000315	0,0000569	0,998586
11	1НО-24	VI-3 VI-4 1НО-30	0,5	0,549	1976	1	57	0,0000226	25,8	0,0000124	0,0000693	0,998278
12	VI-3 VI-4 1НО-30	1НО-30	0,5	0,002	1976	1	57	0,0000226	29,4	0,0000001	0,0000694	0,998276
13	1НО-30	1НО-32	0,4	0,220	1976	1	57	0,0000226	22,1	0,0000005	0,0000744	0,998171
14	1НО-32	1НО-34	0,4	0,194	1976	1	57	0,0000226	22,1	0,0000044	0,0000788	0,998078
15	1НО-34	1НО-35-1	0,4	0,156	1976	1	57	0,0000226	22,1	0,0000035	0,0000823	0,9980026
16	1НО-35-1	1НО-35-2	0,4	0,002	1976	1	57	0,0000226	22,1	0,0000001	0,0000824	0,9980015
17	1НО-35-2	VI-6, 5 отУз. 1НО-35-2	0,4	0,004	1976	1	57	0,0000226	20,4	0,0000001	0,0000825	0,9979997
18	VI-6, 5 отУз. 1НО-35-2	1НО-42	0,4	0,098	1976	1	57	0,0000226	20,4	0,0000022	0,0000847	0,997956
19	1НО-42	1НО-46	0,4	0,211	1976	1	57	0,0000226	21,1	0,0000048	0,0000895	0,9978595
20	1НО-46	1НО-47	0,4	0,081	1976	1	57	0,0000226	21,1	0,0000018	0,0000913	0,9978226
21	1НО-47	1НО-49	0,4	0,093	1976	1	57	0,0000226	21,1	0,0000021	0,0000934	0,9977799
22	1НО-49	1НО-50	0,4	0,047	1976	1	57	0,0000226	21,1	0,0000011	0,0000945	0,9977585
23	1НО-50	1НО-54	0,4	0,252	1976	1	57	0,0000226	21,1	0,0000057	0,0001002	0,997643
24	1НО-54	1НО-57	0,4	0,241	1976	1	57	0,0000226	21,1	0,0000054	0,0001056	0,9975325
25	1НО-57	1НО-58	0,4	0,083	1976	1	57	0,0000226	21,1	0,0000019	0,0001075	0,9974945
26	1НО-58	перемычка 1НО-59	0,4	0,022	1976	1	57	0,0000226	21,1	0,0000005	0,000108	0,9974842
27	перемычка 1НО-59	1НО-59	0,4	0,001	1976	1	57	0,0000226	21,1	0	0,000108	0,9974837
28	1НО-59	V-7,8 1НО-59 Отп.к ПМК-2	0,2	0,001	1976	1	57	0,0000226	11,7	0	0,000108	0,9974835
29	V-7,8 1НО-59 Отп.к ПМК-2	1П-ПМК Секц.№1,2	0,207	0,920	1976	1	57	0,0000226	11,3	0,0000208	0,0001288	0,9972572
30	1П-ПМК Секц.№1,2	перемычка ЦП.Т1,№5	0,207	0,003	1992	2	41	0,0000226	12,1	0,0000001	0,0001289	0,9972565
31	перемычка ЦП.Т1,№5	1П-ПМК Секц.№3,4	0,207	0,003	1992	2	41	0,0000226	12,1	0,0000001	0,000129	0,9972558
32	1П-ПМК Секц.№3,4	Уз. ПУ ПМК-1	0,207	0,003	1992	2	41	0,0000226	12,1	0,0000001	0,0001291	0,9972551
33	Уз. ПУ ПМК-1	ТК-1	0,207	0,009	1992	2	41	0,0000226	12,1	0,0000002	0,0001293	0,9972529

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
34	ТК-1	3/а в ТК-1 Отп.к ТК 6	0,125	0,002	1970	2	63	0,0000226	7,9	0	0,0001293	0,9972526
35	3/а в ТК-1 Отп.к ТК 6	ТК-6	0,125	0,091	1970	2	63	0,0000226	7,9	0,0000021	0,0001314	0,997237
36	ТК-6	3/а в ТК-6 Секц.к ТК 8	0,125	0,002	1970	2	63	0,0000226	7,8	0	0,0001314	0,9972367
37	3/а в ТК-6 Секц.к ТК 8	Уз. ПМК-8	0,125	0,044	1970	2	63	0,0000226	7,9	0,000001	0,0001324	0,9972292
38	Уз. ПМК-8	ТК-8	0,125	0,075	1970	2	63	0,0000226	7,9	0,0000017	0,0001341	0,9972165
39	ТК-8	3/а в ТК-8 Отп.к тёпл ст ПМК	0,1	0,002	1969	2	64	0,0000226	6,7	0	0,0001341	0,9972163
40	3/а в ТК-8 Отп.к тёпл ст ПМК	Уз. 2 ПМК-9	0,1	0,066	1969	2	64	0,0000226	6,7	0,0000015	0,0001356	0,9972067
41	Уз. 2 ПМК-9	3/а ПМК-9 Секц.к Мелиор22	0,05	0,002	1969	2	64	0,0000226	4,6	0	0,0001356	0,9972065
42	3/а ПМК-9 Секц.к Мелиор22	Уз. ПМК-11	0,05	0,099	1969	2	64	0,0000226	4,6	0,0000022	0,0001378	0,9971967
43	Уз. ПМК-11	Уз. ПМК-11	0,05	0,018	1969	1	64	0	0,0	0	0,0001378	0,9971967

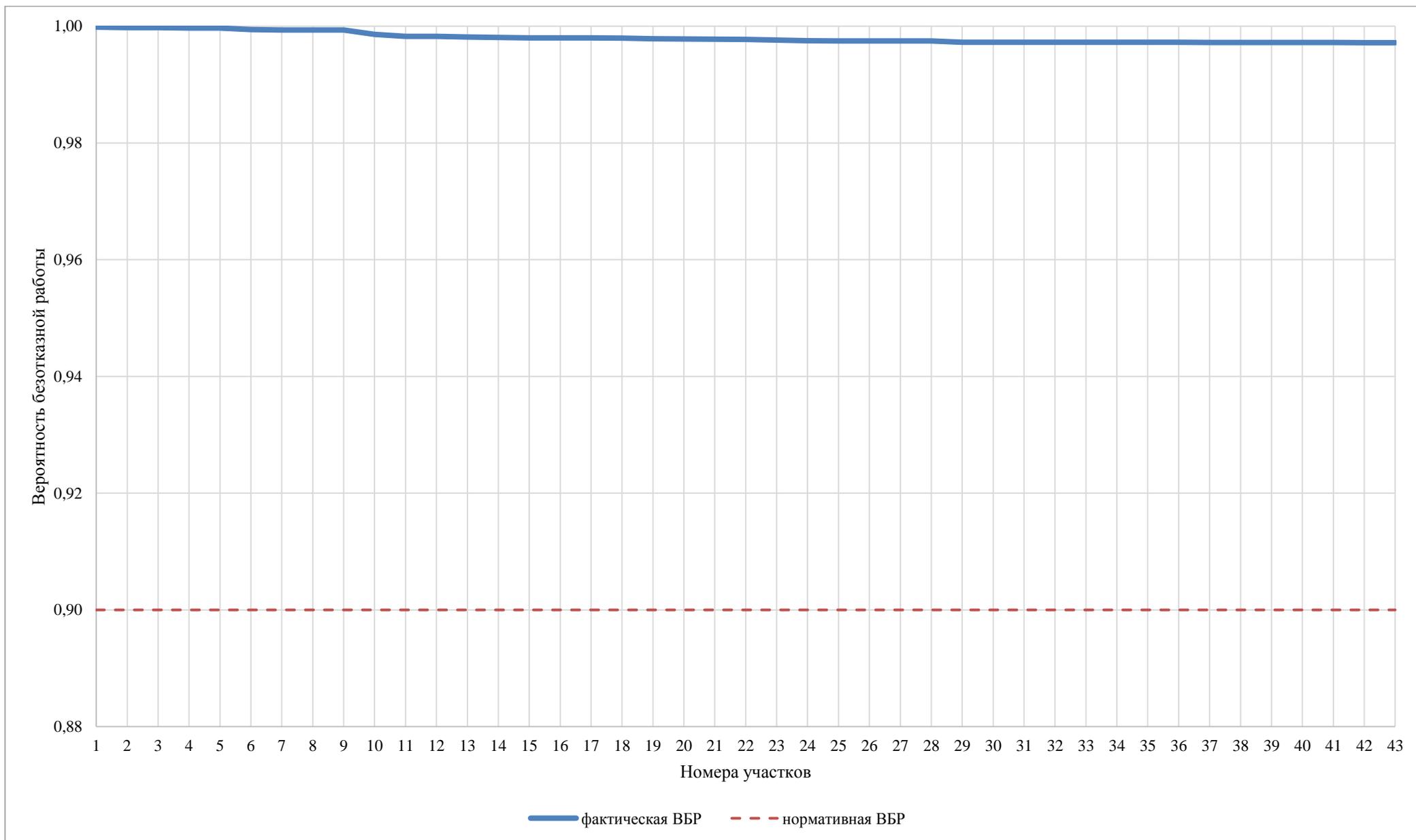


Рисунок 4.3 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (западная часть) (рисунок П46.2 МУ)

4.1.2. Северная часть

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

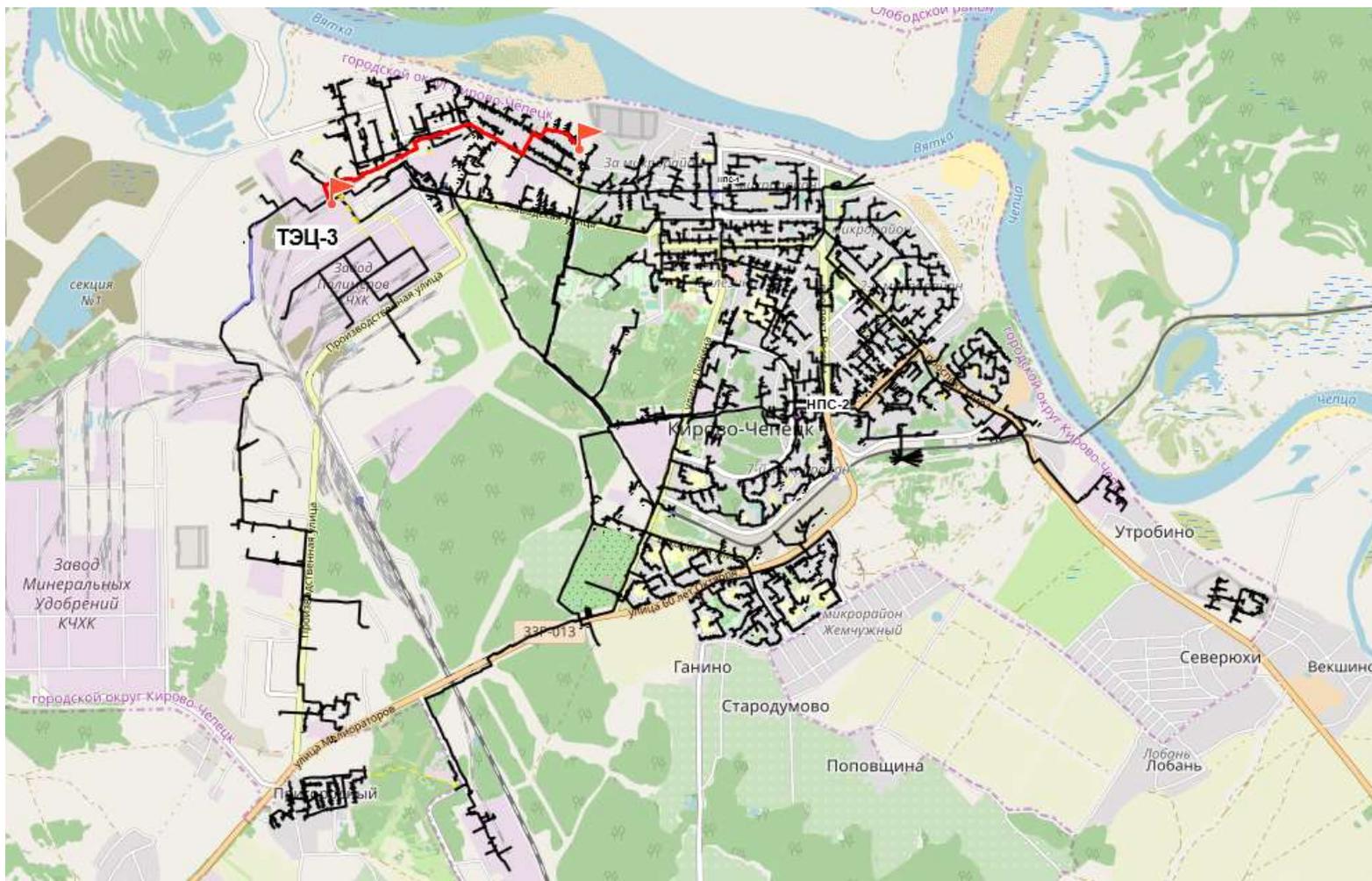


Рисунок 4.4 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной ТЭЦ №3 (северная часть) (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.2 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны ТЭЦ №3 (северная часть) единой теплоснабжающей организации №01, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	ТЭЦ	Уз. 6НО-7	0,6	0,408	1961	1	72	0,0000226	28,1	0,0000092	0,0000092	0,999752
2	Уз. 6НО-7	Уз. 6НО-10	0,6	0,2504	1961	1	72	0,0000226	28,1	0,0000057	0,0000149	0,999599
3	Уз. 6НО-10	Уз. 6НО-13	0,6	0,2556	1961	1	72	0,0000226	28,1	0,0000058	0,0000207	0,999444
4	Уз. 6НО-13	Уз. 6НО-14	0,6	0,098	1961	1	72	0,0000226	28,1	0,0000022	0,0000229	0,999384
5	Уз. 6НО-14	ТК 6-01	0,6	0,002	1961	2	72	0,0000226	28,1	0	0,0000229	0,999383
6	ТК 6-01	ТК-2М	0,6	0,007	1961	1	72	0,0000226	28,1	0,0000002	0,0000231	0,999378
7	ТК-2М	ТК 2М'	0,6	0,03594	1961	2	72	0,0000226	28,1	0,0000008	0,0000239	0,999357
8	ТК 2М'	ТК 6-02	0,6	0,203	1961	1	72	0,0000226	28,1	0,0000046	0,0000285	0,999233
9	ТК 6-02	Уз. от ТК 6-02 перех.	0,6	0,007	1961	1	72	0,0000226	28,1	0,0000002	0,0000287	0,999229
10	Уз. от ТК 6-02 перех.	Уз. от ТК 6-02 перех.	0,6	0,0228	1961	2	72	0,0000226	28,1	0,0000005	0,0000292	0,999215
11	Уз. от ТК 6-02 перех.	Уз. 6НО-23	0,6	0,3464	1961	1	72	0,0000226	28,1	0,0000078	0,000037	0,999004
12	Уз. 6НО-23	ТК 6-03	0,6	0,1888	1961	1	72	0,0000226	28,1	0,0000043	0,0000413	0,998889
13	ТК 6-03	ТК 6-03	0,6	0,0215	1961	2	72	0,0000226	28,1	0,0000005	0,0000418	0,998876
14	ТК 6-03	ТК 6-04	0,6	0,0905	1961	2	72	0,0000226	28,1	0,0000002	0,0000438	0,998821
15	ТК 6-04	ТК 6-04 - подпорн.стенка	0,6	0,0135	1961	2	72	0,0000226	28,1	0,0000003	0,0000441	0,998813
16	ТК 6-04 - подпорн.стенка	Уз. 6НО-28	0,6	0,183	1961	1	72	0,0000226	28,1	0,0000041	0,0000482	0,998701
17	Уз. 6НО-28	3/а от Уз.6НО-28	0,1	0,00092	1977	1	56	0,0000226	6,6	0	0,0000482	0,998701
18	3/а от Уз.6НО-28	Уз. Свободы 41а	0,1	0,30965	1977	1	56	0,0000226	6,6	0,0000007	0,0000552	0,998656
19	Уз. Свободы 41а	Уз. г/к Д	0,069	0,01944	1977	1	56	0,0000226	5,4	0,0000004	0,0000556	0,998654
20	Уз. г/к Д	Уз. г/к Д	0,07	0,06895	1977	1	56	0,0000226	5,4	0,0000016	0,0000572	0,998646
21	Уз. г/к Д	Уз. г/к Д-11	0,07	0,08152	1978	1	55	0,0000226	5,4	0,0000018	0,000059	0,998637
22	Уз. г/к Д-11	Уз. г/к Д-4а	0,05	0,0593	1978	1	55	0,0000226	4,5	0,0000013	0,0000603	0,998631
23	Уз. г/к Д-4а	Уз. г/к Д-4б	0,05	0,02192	1978	1	55	0,0000226	4,5	0,0000005	0,0000608	0,998629
24	Уз. г/к Д-4б	Уз. г/к Д-13	0,05	0,0511	1978	1	55	0,0000226	4,5	0,0000012	0,000062	0,998624
25	Уз. г/к Д-13	гаражный кооператив	0,04	0,02233	1978	1	55	0,0000226	4,2	0,0000005	0,0000625	0,998622

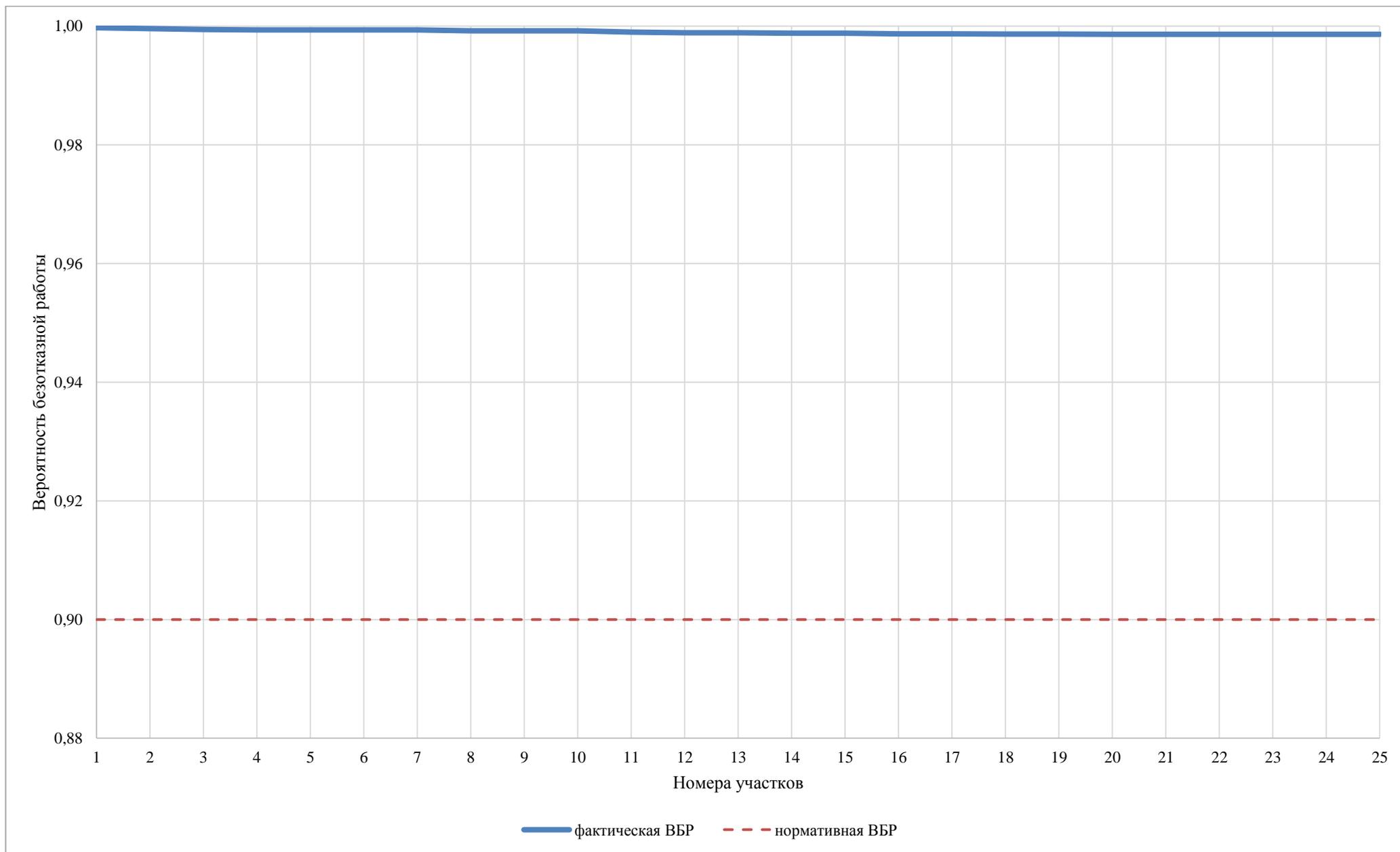


Рисунок 4.5 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (северная часть) (рисунок П46.2 МУ)

4.1.3. Пригородный

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.



Рисунок 4.6 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной ТЭЦ №3 (Пригородный) (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.3 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны ТЭЦ №3 (Пригородный) единой теплоснабжающей организации №01, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	ТЭЦ	7ТК-4	0,7	0,779	1977	1	56	0,0000226	32,9	0,0000176	0,0000176	0,999444
2	7ТК-4	7ТК-5	0,7	0,0927	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,0000021	0,0000197	0,999378
3	7ТК-5	7ТК-6	0,7	0,162	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,0000037	0,0000234	0,999262
4	7ТК-6	7ТК-7	0,7	0,1193	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,0000027	0,0000261	0,999177
5	7ТК-7	7ТК-8	0,7	0,157	1977	1	56	0,0000226	32,9	0,0000035	0,0000296	0,999065
6	7ТК-8	7ТК-9а	0,7	0,1755	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,000004	0,0000336	0,998940
7	7ТК-9а	7ТК-9	0,7	0,0065	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,0000001	0,0000337	0,998935
8	7ТК-9	Уз. 7НО-10	0,7	0,147	1977	1	56	0,0000226	32,9	0,0000033	0,000037	0,998830
9	Уз. 7НО-10	Ш-1,2 в 7П- 1	0,7	1,068	1977	1	56	0,0000226	31,9	0,0000241	0,0000611	0,998092
10	Ш-1,2 в 7П- 1	7 Павильон 1	0,7	0,00264	1977	1	56	0,0000226	36,9	0,0000001	0,0000612	0,998090
11	7 Павильон 1	7 Павильон 1а	0,7	0,2181	1972	1	61	0,0000226	36,9	0,0000049	0,0000661	0,997915
12	7 Павильон 1а	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	0,7	0,823	1972	1	61	0,0000226	36,9	0,0000186	0,0000847	0,997257
13	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	0,7	0,331	1977	1	56	0,0000226	36,9	0,0000075	0,0000922	0,996992
14	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	0,7	0,218	1977	1	56	0,0000226	36,9	0,0000049	0,0000971	0,996818
15	7 павильон 2	Ш-7 Ш-8 в 7П- 2 к ТК 7-01	0,7	0,00238	1997	2	36	0,0000226	35,6	0,0000001	0,0000972	0,996816
16	Ш-7 Ш-8 в 7П- 2 к ТК 7-01	ТК 7-01	0,7	0,0117	1997	2	36	0,0000226	41,3	0,0000003	0,0000975	0,996805
17	ТК 7-01	ТК 7-01а	0,7	0,1639	1997	2	36	0,0000226	41,3	0,0000037	0,0001012	0,996659
18	ТК 7-01а	ТК 7-02	0,7	0,0857	1997	2	36	0,0000226	41,3	0,0000019	0,0001031	0,996582
19	ТК 7-02	ТК 7-03	0,7	0,1017	1997	2	36	0,0000226	41,3	0,0000023	0,0001054	0,996491
20	ТК 7-03	ТК 7-04	0,6	0,094	1977	2	56	0,0000226	32,4	0,0000021	0,0001075	0,996425
21	ТК 7-04	ТК 7-05	0,6	0,098	1977	2	56	0,0000226	32,4	0,0000022	0,0001097	0,996356
22	ТК 7-05	ТК 7-06	0,6	0,1279	1977	2	56	0,0000226	32,4	0,0000029	0,0001126	0,996266
23	ТК 7-06	ТК 7-06а	0,6	0,115	1977	2	56	0,0000226	32,4	0,0000026	0,0001152	0,996186
24	ТК 7-06а	ТК 7-07	0,6	0,152	1977	2	56	0,0000226	32,4	0,0000034	0,0001186	0,996079
25	ТК 7-07	ТК 7-08	0,6	0,182	1978	2	55	0,0000226	32,4	0,0000041	0,0001227	0,995951
26	ТК 7-08	ТК 7-09	0,6	0,156	1978	2	55	0,0000226	32,4	0,0000035	0,0001262	0,995841
27	ТК 7-09	Уз. РКЦ	0,6	0,251	1980	2	53	0,0000226	32,4	0,0000057	0,0001319	0,995665
28	Уз. РКЦ	7 Павильон 3	0,5	0,02	1980	2	53	0,0000226	29,3	0,0000005	0,0001324	0,995652
29	7 Павильон 3	Ш-19 и 20 в 7П- 3	0,5	0,0023	1980	2	53	0,0000226	29,3	0,0000001	0,0001325	0,995651
30	Ш-19 и 20 в 7П- 3	ТК 7-10	0,5	0,299	1980	2	53	0,0000226	26,6	0,0000067	0,0001392	0,995479
31	ТК 7-10	7 Павильон 4	0,5	0,865	1980	1	53	0,0000226	26,6	0,0000195	0,0001587	0,994979
32	7 Павильон 4	Ш-19а, 20а в 7П- 4	0,5	0,0022	1980	1	53	0,0000226	25,8	0	0,0001587	0,994978
33	Ш-19а, 20а в 7П- 4	Уз. ИЧП Лес	0,5	1,262	1980	1	53	0,0000226	25,8	0,0000285	0,0001872	0,994271
34	Уз. ИЧП Лес	ТК 7-11	0,5	0,246	1980	1	53	0,0000226	25,8	0,0000056	0,0001928	0,994133
35	ТК 7-11	3/а в ТК 7-11 отп. Пригородный	0,3	0,00073	1980	2	53	0,0000226	17,3	0	0,0001928	0,994133
36	3/а в ТК 7-11 отп. Пригородный	Павильон 7НО- 58	0,3	0,0957	1980	2	53	0,0000226	17,1	0,0000022	0,000195	0,9940975
37	Павильон 7НО- 58	3/а от Павильон 7НО-58	0,3	0,00167	1980	1	53	0,0000226	17,1	0	0,000195	0,9940969
38	3/а от Павильон 7НО-58	Пригородный	0,25	0,04533	1980	1	53	0,0000226	14,4	0,000001	0,000196	0,9940827

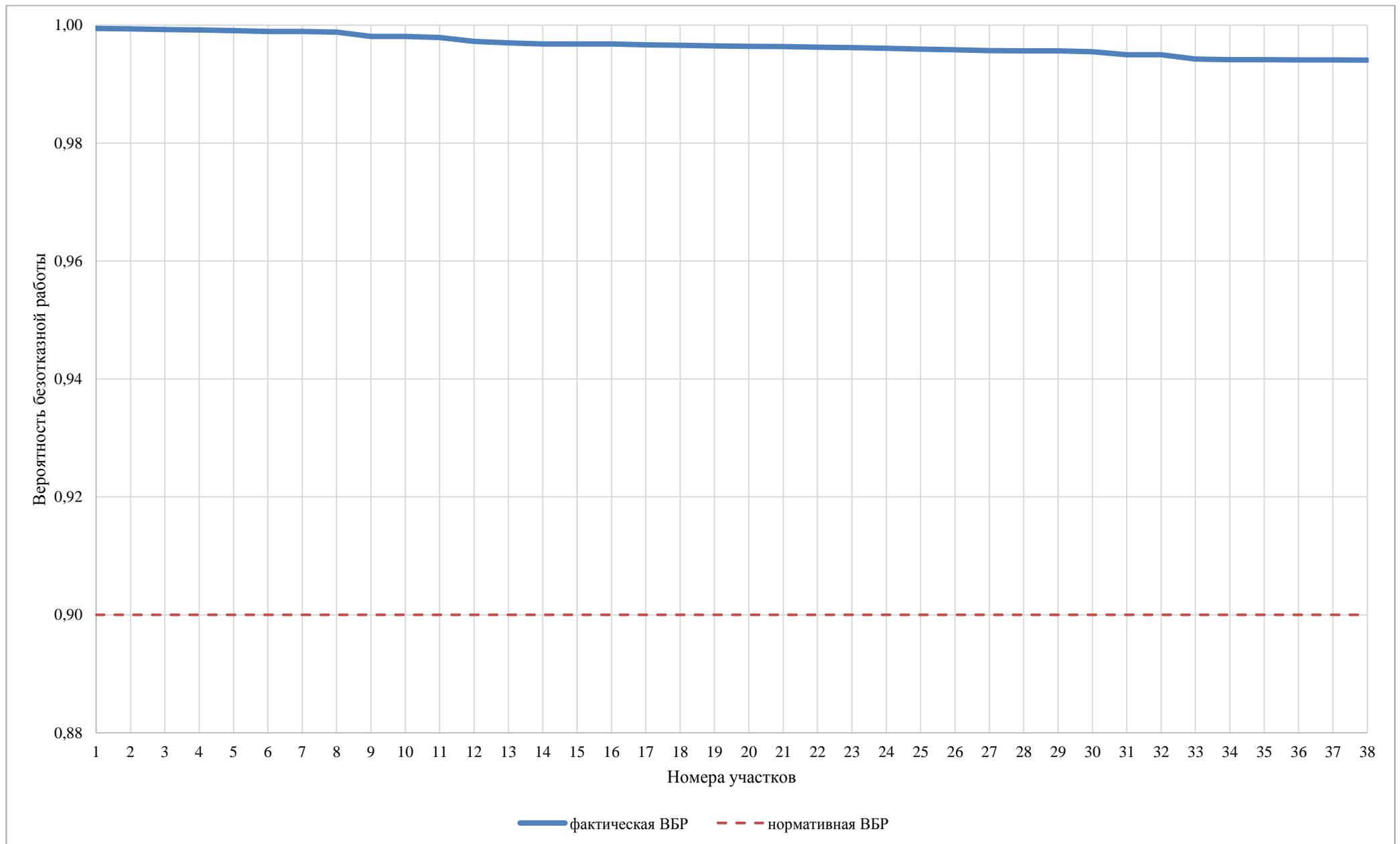


Рисунок 4.7 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (Пригородный) (рисунок П46.2 МУ)

4.1.4. Водозабор

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.



Рисунок 4.8 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (водозабор) (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.4 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны ТЭЦ №3(водозабор) единой теплоснабжающей организации №01, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	ТЭЦ	7ТК-4	0,7	0,779	1977	1	56	0,0000226	32,9	0,0000176	0,0000176	0,999444
2	7ТК-4	7ТК-5	0,7	0,0927	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,0000021	0,0000197	0,999378
3	7ТК-5	7ТК-6	0,7	0,162	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,0000037	0,0000234	0,999262
4	7ТК-6	7ТК-7	0,7	0,1193	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,0000027	0,0000261	0,999177
5	7ТК-7	7ТК-8	0,7	0,157	1977	1	56	0,0000226	32,9	0,0000035	0,0000296	0,999065
6	7ТК-8	7ТК-9а	0,7	0,1755	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,000004	0,0000336	0,998940
7	7ТК-9а	7ТК-9	0,7	0,0065	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,0000001	0,0000337	0,998935
8	7ТК-9	Уз. 7НО-10	0,7	0,147	1977	1	56	0,0000226	32,9	0,0000033	0,000037	0,998830
9	Уз. 7НО-10	Ш-1,2 в 7П- 1	0,7	1,068	1977	1	56	0,0000226	31,9	0,0000241	0,0000611	0,998092
10	Ш-1,2 в 7П- 1	7 Павильон 1	0,7	0,00264	1977	1	56	0,0000226	36,9	0,0000001	0,0000612	0,998090
11	7 Павильон 1	7 Павильон 1а	0,7	0,2181	1972	1	61	0,0000226	36,9	0,0000049	0,0000661	0,997915
12	7 Павильон 1а	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	0,7	0,823	1972	1	61	0,0000226	36,9	0,0000186	0,0000847	0,997257
13	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	0,7	0,331	1977	1	56	0,0000226	36,9	0,0000075	0,0000922	0,996992
14	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	0,7	0,218	1977	1	56	0,0000226	36,9	0,0000049	0,0000971	0,996818
15	7 павильон 2	3-9 3-10 в 7П-2 к ТК 5-01	0,5	0,00396	1981	2	52	0,0000226	27,9	0,0000001	0,0000972	0,996815
16	3-9 3-10 в 7П-2 к ТК 5-01	ТК 5-01	0,5	0,058	1981	2	52	0,0000226	27,9	0,0000013	0,0000985	0,996780
17	ТК 5-01	ТК 5-02	0,5	0,036	1981	2	52	0,0000226	27,9	0,0000008	0,0000993	0,996758
18	ТК 5-02	ТК 5-02А	0,5	0,196	1981	2	52	0,0000226	27,9	0,0000044	0,0001037	0,996640
19	ТК 5-02А	ТК 5-03	0,5	0,334	1981	2	52	0,0000226	27,9	0,0000075	0,0001112	0,996438
20	ТК 5-03	перемычка 5-04	0,515	0,23	1981	2	52	0,0000226	29,8	0,0000052	0,0001164	0,996289
21	перемычка 5-04	ТК 5-04	0,5	0,00151	1981	2	52	0,0000226	29,4	0	0,0001164	0,996288
22	ТК 5-04	Ш-23, 24 ТК 5-04	0,5	0,00072	1989	2	44	0,0000226	29,4	0	0,0001164	0,996288
23	Ш-23, 24 ТК 5-04	ТК 5-05	0,515	0,067	1989	2	44	0,0000226	30,2	0,0000015	0,0001179	0,996244
24	ТК 5-05	Уз. НПС-2-1	0,5	0,01551	1989	2	44	0,0000226	29,3	0,0000003	0,0001182	0,996234
25	Уз. НПС-2-1	Уз. НПС-2-2	0,5	0,00163	1989	2	44	0,0000226	29,3	0	0,0001182	0,996233
26	Уз. НПС-2-2	3-28 от Уз. НПС -2-6	0,5	0,0013	1989	1	44	0,0000113	29,3	0	0,0001182	0,996232
27	3-28 от Уз. НПС -2-6	Уз. НПС-2-6	0,5	0,00144	1989	1	44	0,0000113	29,3	0	0,0001182	0,996232
28	Уз. НПС-2-6	НПС-2 понизительная группа	0,25	0,00574	1989	1	44	0,0000113	14,4	0,0000001	0,0001183	0,996231
29	НПС-2 понизительная группа	3-30 отУз. НПС-2-3	0,25	0,00798	1989	1	44	0,0000113	14,4	0,0000001	0,0001184	0,996230
30	3-30 отУз. НПС-2-3	Уз. НПС-2-4	0,5	0,00151	1989	1	44	0,0000113	29,4	0	0,0001184	0,996229
31	Уз. НПС-2-4	Уз. НПС-2-5	0,5	0,00113	1989	1	44	0,0000226	29,4	0	0,0001184	0,996229
32	Уз. НПС-2-5	Клапан рассечки	0,5	0,00113	1989	1	44	0,0000226	29,4	0	0,0001184	0,996228
33	Клапан рассечки	Уз. НПС-2-6	0,5	0,00115	1989	1	44	0,0000226	29,4	0	0,0001184	0,996227
34	Уз. НПС-2-6	ТК 5-05а	0,515	0,05083	1989	2	44	0,0000226	30,2	0,0000011	0,0001195	0,996194
35	ТК 5-05а	ТК 5-06	0,5	0,2266	1989	2	44	0,0000226	26,6	0,0000051	0,0001246	0,996063
36	ТК 5-06	ТК 5-07	0,5	0,181	1989	2	44	0,0000226	26,6	0,0000041	0,0001287	0,995959
37	ТК 5-07	ТК 5-08	0,5	0,093	1989	2	44	0,0000226	26,6	0,0000021	0,0001308	0,995905
38	ТК 5-08	ТК 5-09	0,5	0,186	1989	2	44	0,0000226	26,6	0,0000042	0,000135	0,995798
39	ТК 5-09	ТК 5-10	0,5	0,169	1989	2	44	0,0000226	26,6	0,0000038	0,0001388	0,995700
40	ТК 5-10	ТК 5-11	0,5	0,1616	1989	2	44	0,0000226	26,6	0,0000036	0,0001424	0,995607
41	ТК 5-11	перемычка в	0,5	0,16018	1989	2	44	0,0000226	26,6	0,0000036	0,000146	0,995515

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
		сторону ТК 5-11										
42	перемычка в сторону ТК 5-11	III-41 III-42 ТК 5-12	0,5	0,00079	1989	2	44	0,0000226	26,6	0	0,000146	0,995514
43	III-41 III-42 ТК 5-12	ТК 5-12	0,5	0,00063	1989	2	44	0,0000226	26,6	0	0,000146	0,995514
44	ТК 5-12	ТК 5-13	0,414	0,123	1989	2	44	0,0000226	23,3	0,0000028	0,0001488	0,995452
45	ТК 5-13	ТК 5-14	0,414	0,092	1989	2	44	0,0000226	23,3	0,0000021	0,0001509	0,995405
46	ТК 5-14	ТК 5-15	0,414	0,111	1989	2	44	0,0000226	23,3	0,0000025	0,0001534	0,995349
47	ТК 5-15	ТК 5-16	0,414	0,058	1989	2	44	0,0000226	23,3	0,0000013	0,0001547	0,995320
48	ТК 5-16	ТК 5-17	0,309	0,212	1984	2	49	0,0000226	17,5	0,0000048	0,0001595	0,995239
49	ТК 5-17	III-43 III-44 Уз. ТК 5-17	0,3	0,001	1989	2	44	0,0000226	17,3	0	0,0001595	0,995239
50	III-43 III-44 Уз. ТК 5-17	ТК 5-18	0,309	0,212	1989	2	44	0,0000226	17,2	0,0000048	0,0001643	0,995160
51	ТК 5-18	ТК 5-19	0,309	0,13	1989	2	44	0,0000226	17,2	0,0000029	0,0001672	0,995111
52	ТК 5-19	ТК 5-20А	0,309	0,10066	1989	2	44	0,0000226	17,2	0,0000023	0,0001695	0,995074
53	ТК 5-20А	ТК 5-20	0,1	0,00634	1989	2	44	0,0000226	6,7	0,0000001	0,0001696	0,995073
54	ТК 5-20	3/а в ТК 5-20 Секц.	0,1	0,00133	1989	2	44	0,0000226	6,7	0	0,0001696	0,995073
55	3/а в ТК 5-20 Секц.	Тк 5-20 см.диам. - т.А	0,1	0,03	1989	2	44	0,0000226	6,7	0,0000007	0,0001703	0,995068
56	Тк 5-20 см.диам. - т.А	т.А(подъем)-см.д. ТК 5-22	0,207	0,194	1989	2	44	0,0000226	11,9	0,0000044	0,0001747	0,995018
57	т.А(подъем)-см.д. ТК 5-22	ТК 5-22 Водозабор	0,15	0,614	1989	1	44	0,0000226	8,8	0,0000139	0,0001886	0,994901
58	ТК 5-22 Водозабор	гаражный кооператив	0,05	0,02491	1984	1	49	0,0000226	4,6	0,0000006	0,0001892	0,994898

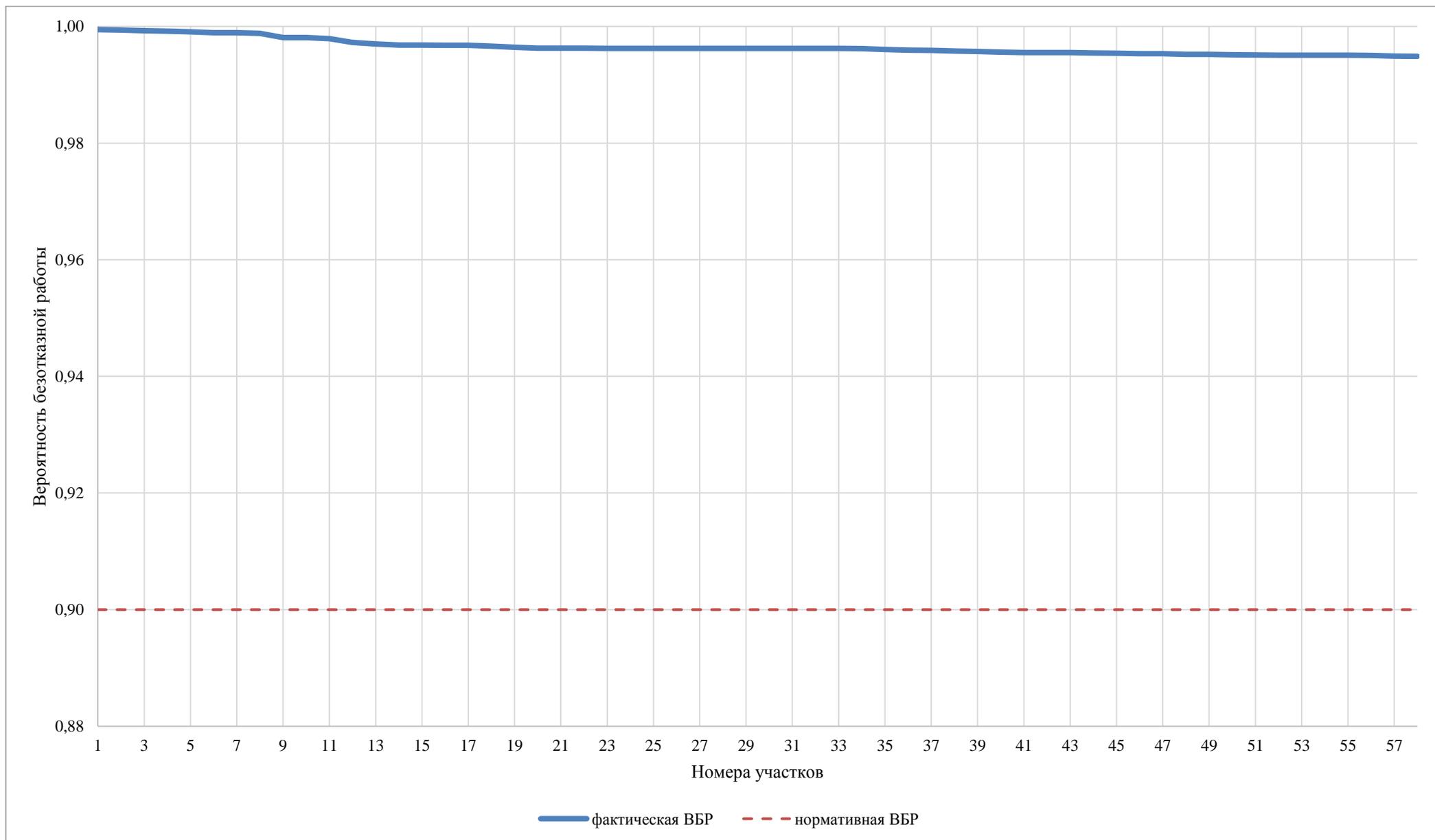


Рисунок 4.9 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (водозабор) (рисунок П46.2 МУ)

4.1.5. Центральная часть

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.



Рисунок 4.10 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (центральная часть) (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.5 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны ТЭЦ №3 (центральная часть) единой теплоснабжающей организации №01, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	ТЭЦ	Уз. т.А отпуск	0,4	0,502	1953	1	80	0,0000226	22,3	0,0000113	0,0000113	0,999758
2	Уз. т.А отпуск	ТК 3-01	0,5	0,07789	1996	2	37	0,0000226	28,7	0,0000018	0,0000131	0,999709
3	ТК 3-01	ТК 3-02	0,5	0,12	1953	2	80	0,0000226	28,7	0,0000027	0,0000158	0,999635
4	ТК 3-02	ТК 3-03	0,5	0,105	1953	2	80	0,0000226	28,7	0,0000024	0,0000182	0,999569
5	ТК 3-03	ТК 3-04	0,359	0,111	1953	2	80	0,0000226	20,2	0,0000025	0,0000207	0,999521
6	ТК 3-04	ТК 3-05	0,359	0,064	1953	2	80	0,0000226	20,2	0,0000014	0,0000221	0,999493
7	ТК 3-05	ТК 3-06	0,359	0,04	1953	2	80	0,0000226	20,2	0,0000009	0,000023	0,999475
8	ТК 3-06	перемычка 3-07 от 3-06	0,359	0,112	1985	2	48	0,0000226	20,2	0,0000025	0,0000255	0,999426
9	перемычка 3-07 от 3-06	I-1 I-2 в ТК 3-07	0,35	0,00076	1985	2	48	0,0000226	20,2	0	0,0000255	0,999426
10	I-1 I-2 в ТК 3-07	Уз. 3-07-3	0,35	0,00083	1985	2	48	0,0000226	20,2	0	0,0000255	0,999426
11	Уз. 3-07-3	ТК 3-07	0,35	0,0002	1985	2	48	0,0000226	20,2	0	0,0000255	0,999425
12	ТК 3-07	Уз. 3-07-2	0,5	0,00059	1995	2	38	0,0000226	29,2	0	0,0000255	0,999425
13	Уз. 3-07-2	Уз. 3-07-1	0,5	0,00078	1995	2	38	0,0000226	29,2	0	0,0000255	0,999425
14	Уз. 3-07-1	перемычка 3-07	0,5	0,0015	1995	1	38	0,0000226	29,2	0	0,0000255	0,999424
15	перемычка 3-07	перемычка 3-07а	0,5	0,089	1995	1	38	0,0000226	29,2	0,000002	0,0000275	0,999367
16	перемычка 3-07а	I-3 I-4	0,5	0,00062	1995	1	38	0,0000226	28,8	0	0,0000275	0,999367
17	I-3 I-4	Уз. ТК 3-08а	0,5	0,048	1995	1	38	0,0000226	28,8	0,0000011	0,0000286	0,999337
18	Уз. ТК 3-08а	ТК ЗНО-21 см. диам	0,5	0,092	1995	1	38	0,0000226	29,1	0,0000021	0,0000307	0,999279
19	ТК ЗНО-21 см. диам	Уз. 3-09А	0,4	0,07	1995	2	38	0,0000226	22,9	0,0000016	0,0000323	0,999244
20	Уз. 3-09А	ТК 3-10	0,4	0,074	1995	2	38	0,0000226	22,9	0,0000017	0,000034	0,999207
21	ТК 3-10	Уз. Техдом	0,5	0,0073	1995	2	38	0,0000226	28,9	0,0000002	0,0000342	0,999203
22	Уз. Техдом	3-10а Уз. САХ	0,5	0,1208	1995	1	38	0,0000226	28,9	0,0000027	0,0000369	0,999127
23	3-10а Уз. САХ	сужение 3-11	0,5	0,07954	1995	1	38	0,0000226	28,9	0,0000018	0,0000387	0,999077
24	сужение 3-11	ТК 3-11а	0,4	0,0436	1995	2	38	0,0000226	22,9	0,000001	0,0000397	0,999055
25	ТК 3-11а	перемычка 3-12 от 3-11	0,4	0,08515	1995	2	38	0,0000226	22,9	0,0000019	0,0000416	0,999013
26	перемычка 3-12 от 3-11	ТК 3-12	0,4	0,00218	1995	2	38	0,0000226	22,9	0	0,0000416	0,999012
27	ТК 3-12	I-5 I-6 в ТК 3-12	0,4	0,00103	1995	2	38	0,0000226	22,5	0	0,0000416	0,999011
28	I-5 I-6 в ТК 3-12	перемычка 3-12 к 3-13	0,4	0,00093	1995	2	38	0,0000226	22,5	0	0,0000416	0,999011
29	перемычка 3-12 к 3-13	ТК 3-13	0,4	0,129	1995	2	38	0,0000226	22,7	0,0000029	0,0000445	0,998947
30	ТК 3-13	ТК 3-14	0,4	0,12045	1995	2	38	0,0000226	22,7	0,0000027	0,0000472	0,998888
31	ТК 3-14	ТК 3-15	0,357	0,1986	1995	2	38	0,0000226	20,3	0,0000045	0,0000517	0,998801
32	ТК 3-15	Уз. ТК 3-15а	0,4	0,00059	1996	2	37	0,0000226	23,1	0	0,0000517	0,998800
33	Уз. ТК 3-15а	перемычка Узловая от 3-15а	0,4	0,043	1996	2	37	0,0000226	23,1	0,000001	0,0000527	0,998779
34	перемычка Узловая от 3-15а	I-7 I-8 в Павильоне Узловая	0,4	0,0015	1996	2	37	0,0000226	22,9	0	0,0000527	0,998778
35	I-7 I-8 в Павильоне Узловая	Павильон Узловая ТК-1	0,4	0,0035	1996	2	37	0,0000226	23,0	0,0000001	0,0000528	0,998776
36	Павильон Узловая ТК-1	перемычка Узловая к 3-16	0,4	0,005	1996	2	37	0,0000226	23,0	0,0000001	0,0000529	0,998774
37	перемычка Узловая к 3-16	ТК 3-16	0,4	0,101	1996	2	37	0,0000226	23,0	0,0000023	0,0000552	0,998724
38	ТК 3-16	I-39 I-40 в ТК 3-16 к ТК 3-17	0,35	0,00115	1954	2	79	0,0000226	20,2	0	0,0000552	0,998723
39	I-39 I-40 в ТК 3-	ТК 3-17	0,4	0,092	1954	2	79	0,0000226	22,8	0,0000021	0,0000573	0,998678

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
	16 к ТК 3-17											
40	ТК 3-17	ТК 3-17а	0,4	0,06	1954	2	79	0,0000226	22,8	0,0000014	0,0000587	0,998648
41	ТК 3-17а	ТК 3-18	0,4	0,053	1954	2	79	0,0000226	22,8	0,0000012	0,0000599	0,998622
42	ТК 3-18	ТК 3-19	0,408	0,127	1954	2	79	0,0000226	23,4	0,0000029	0,0000628	0,998557
43	ТК 3-19	ТК 3-20	0,4	0,093	1954	2	79	0,0000226	22,7	0,0000021	0,0000649	0,998511
44	ТК 3-20	ТК 3-20а	0,4	0,0215	1954	2	79	0,0000226	22,7	0,0000005	0,0000654	0,998501
45	ТК 3-20а	перемычка 3-21	0,4	0,00158	1954	2	79	0,0000226	22,7	0	0,0000654	0,998500
46	перемычка 3-21	I-9 I-10 в ТК 3-30	0,4	0,1255	1954	2	79	0,0000226	22,7	0,0000028	0,0000682	0,998438
47	I-9 I-10 в ТК 3-30	ТК 3-30	0,35	0,00178	1954	2	79	0,0000226	20,1	0	0,0000682	0,998437
48	ТК 3-30	Уз. ТК 3-30-2	0,35	0,001	1950	2	83	0,0000226	20,1	0	0,0000682	0,998437
49	Уз. ТК 3-30-2	ТК 3-31	0,35	0,0666	2002	2	31	0,0000226	20,1	0,0000015	0,0000697	0,998408
50	ТК 3-31	перемычка 3-31	0,35	0,00088	1954	2	79	0,0000226	20,1	0	0,0000697	0,998407
51	перемычка 3-31	I-11 I-12 в ТК 3-31	0,35	0,00088	1954	2	79	0,0000226	19,6	0	0,0000697	0,998407
52	I-11 I-12 в ТК 3-31	ТК 3-32	0,35	0,126	1954	2	79	0,0000226	19,7	0,0000028	0,0000725	0,998353
53	ТК 3-32	ТК 3-33	0,35	0,194	1954	2	79	0,0000226	19,7	0,0000044	0,0000769	0,998270
54	ТК 3-33	ТК 3-34	0,359	0,08	1954	2	79	0,0000226	20,6	0,0000018	0,0000787	0,998235
55	ТК 3-34	ТК 3-35	0,3	0,06	1954	2	79	0,0000226	17,1	0,0000014	0,0000801	0,998212
56	ТК 3-35	I-17 I-18 в ТК 3-36	0,3	0,065	1954	2	79	0,0000226	17,1	0,0000015	0,0000816	0,998188
57	I-17 I-18 в ТК 3-36	ТК 3-36	0,3	0,00118	1954	2	79	0,0000226	17,1	0	0,0000816	0,998188
58	ТК 3-36	ТК 3-36А	0,309	0,102	1953	2	80	0,0000226	17,5	0,0000023	0,0000839	0,998149
59	ТК 3-36А	ТК 3-37	0,309	0,071	1953	2	80	0,0000226	17,5	0,0000016	0,0000855	0,998122
60	ТК 3-37	ТК 3-37а	0,259	0,1068	1953	2	80	0,0000226	14,8	0,0000024	0,0000879	0,998088
61	ТК 3-37а	Уз. 3-37б	0,259	0,026	1953	2	80	0,0000226	14,8	0,0000006	0,0000885	0,998080
62	Уз. 3-37б	ТК 3-37б	0,25	0,00083	1953	2	80	0,0000226	14,4	0	0,0000885	0,998079
63	ТК 3-37б	перемычка 3-37б	0,25	0,00085	1953	2	80	0,0000226	14,4	0	0,0000885	0,998079
64	перемычка 3-37б	I-35 I-36 в ТК 3-37б	0,25	0,00092	1953	2	80	0,0000226	14,4	0	0,0000885	0,998079
65	I-35 I-36 в ТК 3-37б	ТК 3-38	0,25	0,0448	1953	2	80	0,0000226	14,4	0,0000001	0,0000895	0,998065
66	ТК 3-38	ТК 3-39	0,259	0,0571	1953	2	80	0,0000226	14,9	0,0000013	0,0000908	0,998046
67	ТК 3-39	ТК 3-40	0,25	0,0443	1953	2	80	0,0000226	14,1	0,0000001	0,0000918	0,998033
68	ТК 3-40	ТК 3-41	0,25	0,0671	1953	2	80	0,0000226	14,1	0,0000015	0,0000933	0,998012
69	ТК 3-41	перемычка 3-42 от 3-41	0,25	0,1699	1953	2	80	0,0000226	14,1	0,0000038	0,0000971	0,997960
70	перемычка 3-42 от 3-41	I-29 I-30 от Уз. 3-42	0,25	0,00089	1953	2	80	0,0000226	14,1	0	0,0000971	0,997960
71	I-29 I-30 от Уз. 3-42	ТК 3-42	0,25	0,00055	1953	2	80	0,0000226	14,4	0	0,0000971	0,997959
72	ТК 3-42	перемычка 3-42 к 3-43	0,25	0,0016	1953	2	80	0,0000226	14,4	0	0,0000971	0,997959
73	перемычка 3-42 к 3-43	ТК 3-43	0,25	0,041	1953	2	80	0,0000226	14,4	0,0000009	0,000098	0,997946
74	ТК 3-43	ТК 3-44	0,207	0,007	1953	2	80	0,0000226	12,1	0,0000002	0,0000982	0,997944
75	ТК 3-44	Уз. 3-45-2	0,15	0,05	1958	1	75	0,0000226	9,1	0,0000011	0,0000993	0,997934
76	Уз. 3-45-2	I-31 I-32 от Уз. 3-45-2	0,15	0,00057	1958	2	75	0,0000226	9,1	0	0,0000993	0,997934
77	I-31 I-32 от Уз. 3-45-2	ТК 3-45	0,15	0,00142	1958	2	75	0,0000226	9,1	0	0,0000993	0,997934
78	ТК 3-45	Уз. 3-45-1	0,15	0,00122	1958	2	75	0,0000226	9,1	0	0,0000993	0,997934
79	Уз. 3-45-1	ТК 3-45а	0,15	0,018	1958	1	75	0,0000226	9,1	0,0000004	0,0000997	0,997930
80	ТК 3-45а	3/а от Уз. 3-45а	0,15	0,00084	1958	1	75	0,0000226	9,0	0	0,0000997	0,997930
81	3/а от Уз. 3-45а	Уз. 3-45б	0,15	0,0146	1958	1	75	0,0000226	9,0	0,0000003	0,0001	0,997927
82	Уз. 3-45б	Уз. 3-45в-1	0,15	0,017	1958	1	75	0,0000226	9,0	0,0000004	0,0001004	0,997924

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
83	Уз. 3-45в-1	Уз. 3-45в	0,15	0,026	1958	1	75	0,0000226	9,0	0,0000006	0,000101	0,997919
84	Уз. 3-45в	Уз. 3-45г	0,15	0,0436	1958	1	75	0,0000226	9,0	0,000001	0,000102	0,997910
85	Уз. 3-45г	Уз. 3-45г-1	0,15	0,0276	1958	1	75	0,0000226	9,0	0,0000006	0,0001026	0,997905
86	Уз. 3-45г-1	Уз. 3-45г-1	0,15	0,012	1958	2	75	0,0000226	9,0	0,0000003	0,0001029	0,997903
87	Уз. 3-45г-1	ТК 3-45д	0,15	0,02	1958	2	75	0,0000226	9,0	0,0000005	0,0001034	0,997899
88	ТК 3-45д	Уз 3-46	0,15	0,12	1958	1	75	0,0000226	9,0	0,0000027	0,0001061	0,997875
89	Уз 3-46	ТК 3-47	0,15	0,0486	1958	1	75	0,0000226	9,0	0,0000011	0,0001072	0,997866
90	ТК 3-47	I-33 I-34 от Уз. 3-47	0,15	0,00116	1958	1	75	0,0000226	9,0	0	0,0001072	0,997866
91	I-33 I-34 от Уз. 3-47	Уз 3-47а	0,125	0,014	1958	1	75	0,0000226	7,9	0,0000003	0,0001075	0,997863
92	Уз 3-47а	3/а I-33,34 от Уз 3-47а к ТК 3-48	0,125	0,00141	1958	1	75	0,0000226	7,9	0	0,0001075	0,997863
93	3/а I-33,34 от Уз 3-47а к ТК 3-48	ТК 3-48	0,125	0,06	1958	2	75	0,0000226	7,9	0,0000014	0,0001089	0,997853
94	ТК 3-48	3/а в ТК 3-48	0,125	0,00123	1958	1	75	0,0000226	7,9	0	0,0001089	0,997853
95	3/а в ТК 3-48	Уз 3-48а	0,125	0,04	1958	1	75	0,0000226	7,9	0,0000009	0,0001098	0,997846
96	Уз 3-48а	ТК 3-49	0,125	0,04	1958	2	75	0,0000226	7,9	0,0000009	0,0001107	0,997839
97	ТК 3-49	3/а в ТК 3-49	0,082	0,00148	1958	1	75	0,0000226	5,9	0	0,0001107	0,997839
98	3/а в ТК 3-49	Уз 3-49-2	0,08	0,046	1958	1	75	0,0000226	5,8	0,000001	0,0001117	0,997833
99	Уз 3-49-2	Уз 3-49-4	0,082	0,036	1958	1	75	0,0000226	5,9	0,0000008	0,0001125	0,997828
100	Уз 3-49-4	ТК 3-49-6	0,08	0,061	1958	1	75	0,0000226	5,8	0,0000014	0,0001139	0,997821
101	ТК 3-49-6	ТК 3-49-8	0,08	0,043	1958	1	75	0,0000226	5,8	0,000001	0,0001149	0,997815
102	ТК 3-49-8	3/а в ТК 3-49-8 к Кооперативной	0,05	0,00107	1958	1	75	0,0000226	4,6	0	0,0001149	0,997815
103	3/а в ТК 3-49-8 к Кооперативной	Уз 3-49-8-1	0,05	0,04381	1958	1	75	0,0000226	4,6	0,000001	0,0001159	0,997811
104	Уз 3-49-8-1	жилой дом	0,04	0,01544	1958	1	75	0,0000226	4,2	0,0000003	0,0001162	0,997809

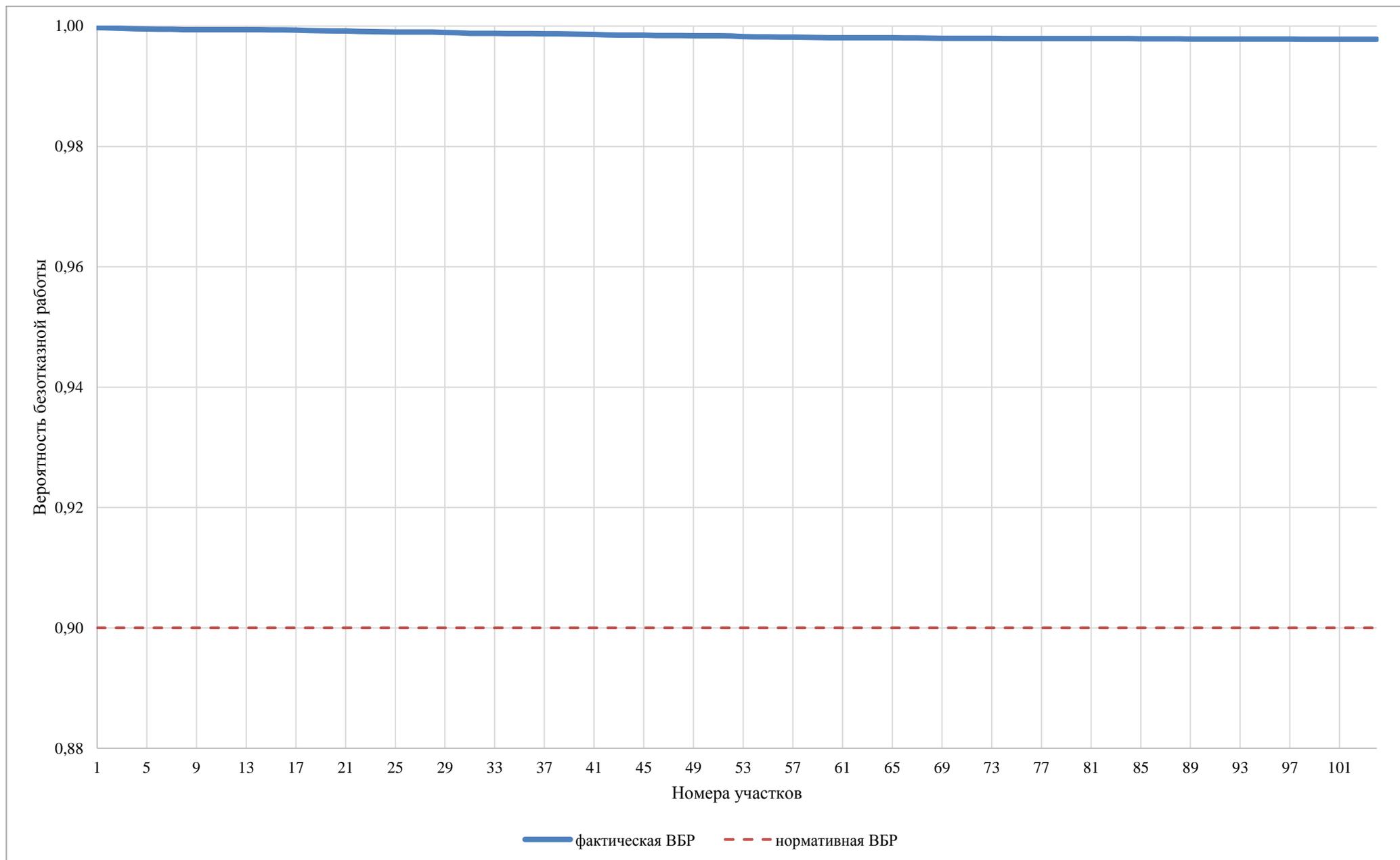


Рисунок 4.11 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (центральная часть) (рисунок П46.2 МУ)

4.1.6. 10 микрорайон

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.

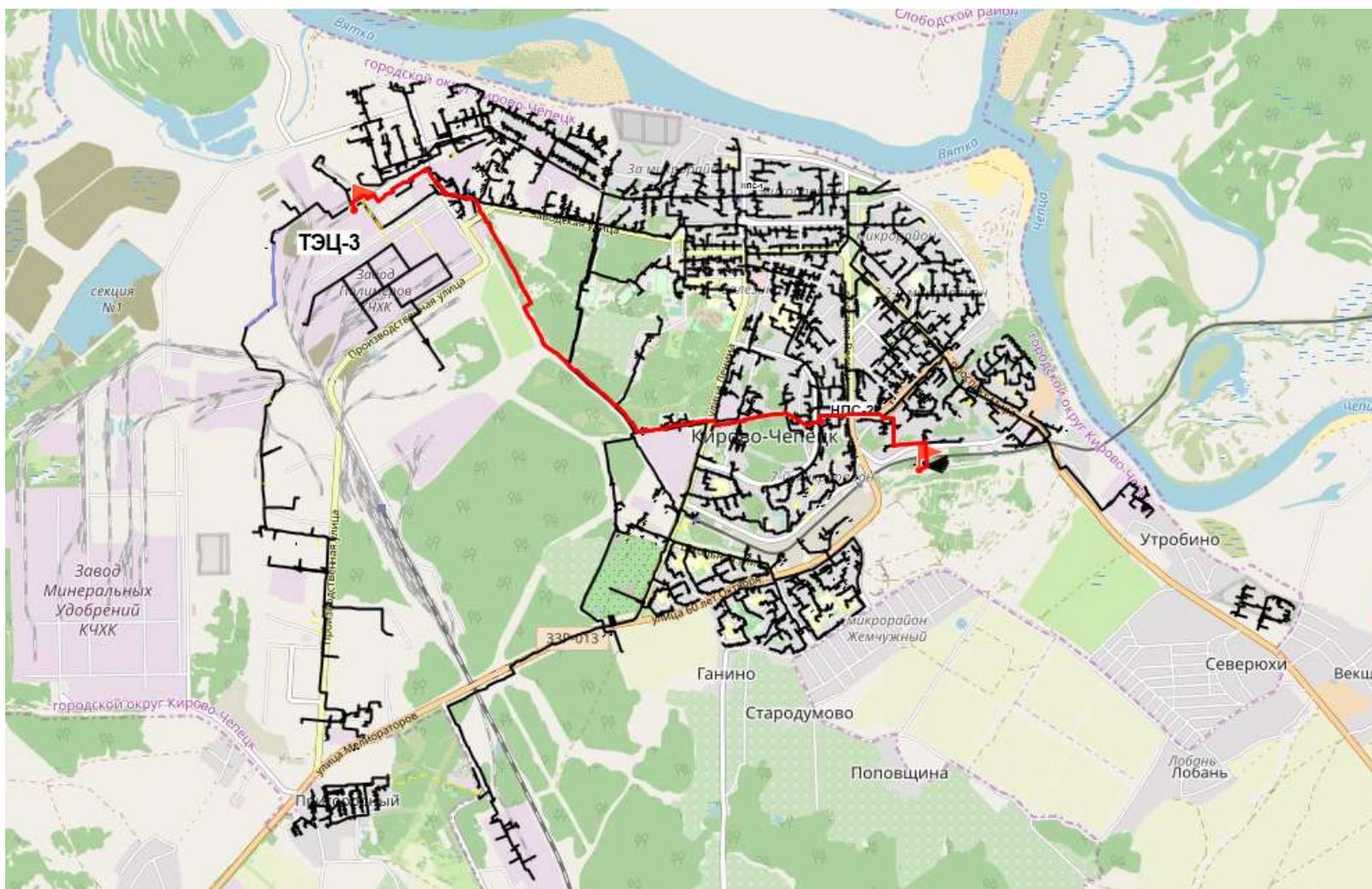


Рисунок 4.12 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (в сторону 10 микрорайона) (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.6 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны ТЭЦ №3(10 микрорайон) единой теплоснабжающей организации №01, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	ТЭЦ	7ТК-4	0,7	0,779	1977	1	56	0,0000226	32,9	0,0000176	0,0000176	0,999444
2	7ТК-4	7ТК-5	0,7	0,0927	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,0000021	0,0000197	0,999378
3	7ТК-5	7ТК-6	0,7	0,162	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,0000037	0,0000234	0,999262
4	7ТК-6	7ТК-7	0,7	0,1193	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,0000027	0,0000261	0,999177
5	7ТК-7	7ТК-8	0,7	0,157	1977	1	56	0,0000226	32,9	0,0000035	0,0000296	0,999065
6	7ТК-8	7ТК-9а	0,7	0,1755	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,000004	0,0000336	0,998940
7	7ТК-9а	7ТК-9	0,7	0,0065	1977	2	56	0,0000226	32,9	0,0000001	0,0000337	0,998935
8	7ТК-9	Уз. 7НО-10	0,7	0,147	1977	1	56	0,0000226	32,9	0,0000033	0,000037	0,998830
9	Уз. 7НО-10	Ш-1,2 в 7П-1	0,7	1,068	1977	1	56	0,0000226	31,9	0,0000241	0,0000611	0,998092
10	Ш-1,2 в 7П-1	7 Павильон 1	0,7	0,00264	1977	1	56	0,0000226	36,9	0,0000001	0,0000612	0,998090
11	7 Павильон 1	7 Павильон 1а	0,7	0,2181	1972	1	61	0,0000226	36,9	0,0000049	0,0000661	0,997915
12	7 Павильон 1а	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	0,7	0,823	1972	1	61	0,0000226	36,9	0,0000186	0,0000847	0,997257
13	7-НО- 23 Уз.Совхоз Чеп 1	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	0,7	0,331	1977	1	56	0,0000226	36,9	0,0000075	0,0000922	0,996992
14	7НО-25 ПАВ ЛЕПСЕ	7 павильон 2	0,7	0,218	1977	1	56	0,0000226	36,9	0,0000049	0,0000971	0,996818
15	7 павильон 2	3-9 3-10 в 7П-2 к ТК 5-01	0,5	0,00396	1981	2	52	0,0000226	27,9	0,0000001	0,0000972	0,996815
16	3-9 3-10 в 7П-2 к ТК 5-01	ТК 5-01	0,5	0,058	1981	2	52	0,0000226	27,9	0,0000013	0,0000985	0,996780
17	ТК 5-01	ТК 5-02	0,5	0,036	1981	2	52	0,0000226	27,9	0,0000008	0,0000993	0,996758
18	ТК 5-02	ТК 5-02А	0,5	0,196	1981	2	52	0,0000226	27,9	0,0000044	0,0001037	0,996640
19	ТК 5-02А	ТК 5-03	0,5	0,334	1981	2	52	0,0000226	27,9	0,0000075	0,0001112	0,996438
20	ТК 5-03	перемычка 5-04	0,515	0,23	1981	2	52	0,0000226	29,8	0,0000052	0,0001164	0,996289
21	перемычка 5-04	ТК 5-04	0,5	0,00151	1981	2	52	0,0000226	29,4	0	0,0001164	0,996288
22	ТК 5-04	Ш-23, 24 ТК 5-04	0,5	0,00072	1989	2	44	0,0000226	29,4	0	0,0001164	0,996288
23	Ш-23, 24 ТК 5-04	ТК 5-05	0,515	0,067	1989	2	44	0,0000226	30,2	0,0000015	0,0001179	0,996244
24	ТК 5-05	Уз. НПС-2-1	0,5	0,01551	1989	2	44	0,0000226	29,3	0,0000003	0,0001182	0,996234
25	Уз. НПС-2-1	Уз. НПС-2-2	0,5	0,00163	1989	2	44	0,0000226	29,3	0	0,0001182	0,996233
26	Уз. НПС-2-2	3-28 от Уз. НПС -2-6	0,5	0,0013	1989	1	44	0,0000113	29,3	0	0,0001182	0,996232
27	3-28 от Уз. НПС -2-6	Клапан подпора	0,5	0,00144	1989	1	44	0,0000113	29,3	0	0,0001182	0,996232
28	Клапан подпора	НПС-2 понизительная группа	0,25	0,00574	1989	1	44	0,0000113	14,4	0,0000001	0,0001183	0,996231
29	НПС-2 понизительная группа	3-30 отУз. НПС-2-3	0,25	0,00798	1989	1	44	0,0000113	14,4	0,0000001	0,0001184	0,996230
30	3-30 отУз. НПС-2-3	Уз. НПС-2-4	0,5	0,00151	1989	1	44	0,0000113	29,4	0	0,0001184	0,996229
31	Уз. НПС-2-4	Уз. НПС-2-5	0,5	0,00113	1989	1	44	0,0000226	29,4	0	0,0001184	0,996229
32	Уз. НПС-2-5	Клапан рассечки	0,5	0,00113	1989	1	44	0,0000226	29,4	0	0,0001184	0,996228
33	Клапан рассечки	Уз. НПС-2-6	0,5	0,00115	1989	1	44	0,0000226	29,4	0	0,0001184	0,996227
34	Уз. НПС-2-6	ТК 5-05а	0,515	0,05083	1989	2	44	0,0000226	30,2	0,0000011	0,0001195	0,996194
35	ТК 5-05а	ТК 5-06	0,5	0,2266	1989	2	44	0,0000226	26,6	0,0000051	0,0001246	0,996063
36	ТК 5-06	ТК 5-07	0,5	0,181	1989	2	44	0,0000226	26,6	0,0000041	0,0001287	0,995959
37	ТК 5-07	ТК 5-08	0,5	0,093	1989	2	44	0,0000226	26,6	0,0000021	0,0001308	0,995905
38	ТК 5-08	3/а в ТК 5-08 к ТК 22-1	0,3	0,00126	1996	2	37	0,0000226	17,3	0	0,0001308	0,995905
39	3/а в ТК 5-08 к ТК 22-1	ТК 22-1	0,309	0,1158	1996	2	37	0,0000226	17,0	0,0000026	0,0001334	0,995862

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
40	ТК 22-1	ТК 22-2	0,309	0,01	1996	2	37	0,0000226	17,0	0,0000002	0,0001336	0,995858
41	ТК 22-2	ТК 22-3	0,309	0,1836	1996	2	37	0,0000226	17,0	0,0000041	0,0001377	0,995791
42	ТК 22-3	ТК 22-4	0,309	0,2546	1996	2	37	0,0000226	17,0	0,0000057	0,0001434	0,995697
43	ТК 22-4	ТК 22-5	0,309	0,0167	2002	2	31	0,0000226	17,0	0,0000004	0,0001438	0,995690
44	ТК 22-5	узел	0,15	0,16989	2026	2	7	0,0000114	9,1	0,0000019	0,0001457	0,995674
45	узел	4 МКД	0,05	0,06678	2033	2	0	0,0000181	4,5	0,0000012	0,0001469	0,995668

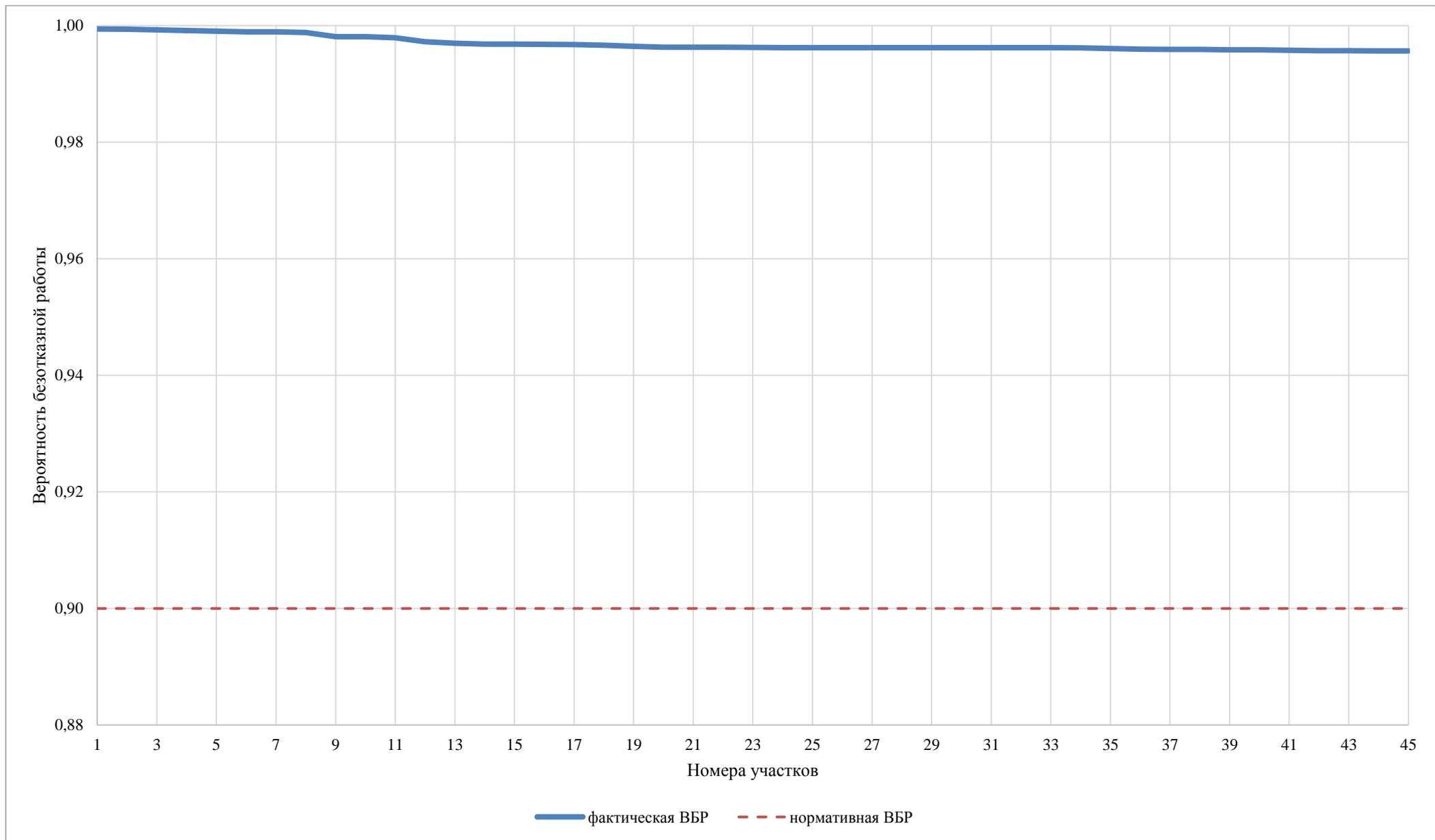


Рисунок 4.13 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия ТЭЦ №3 (10 микрорайон) (рисунок П46.2 МУ)

4.2. Котельная Каринторф

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения, сформированные в соответствии с Приложением 46 МУ, по методике расчета, изложенной в Приложении 18 МУ, представлены на рисунках и в таблице ниже.



Рисунок 4.14 – Путь движения теплоносителя от источника тепловой энергии до конечного потребителя, в зоне действия котельной Каринторф (рисунок П46.1 МУ)

Таблица 4.7 - Результаты расчета вероятности безотказной работы теплопроводов зоны котельной Каринторф единой теплоснабжающей организации №02, при поэтапной реконструкции участков тепловой сети, осуществляемой за период до 2033 года (таблица П46.1 МУ)

Номер участка пути	Начальная камера участка	Конечная камера участка	Диаметр трубопровода на участке, м	Длина трубопровода на участке, км	Год прокладки трубопровода	Тип прокладки (1-надземная; 2-подземная)	Продолжительность эксплуатации участка без капитального ремонта (реконструкции), лет	Частота (интенсивность) отказа участка, 1/час	Среднее время восстановления участка, час	Параметр потока отказов теплоснабжения при отказе участка, 1/час	Параметр потока отказов теплоснабжения накопленным итогом, 1/час	Вероятность безотказной работы пути относительно конечного потребителя
1	Котельная	У-13	0,309	0,0533	1995	1	38	0,0000226	17,6	0,0000012	0,0000012	0,999979
2	У-13	У-13**	0,309	0,0422	1999	1	34	0,0000226	17,6	0,000001	0,0000022	0,999962
3	У-13**	У-17	0,259	0,0895	1988	2	45	0,0000226	14,6	0,000002	0,0000042	0,999933
4	У-17	У-20	0,259	0,045	1988	2	45	0,0000226	14,6	0,000001	0,0000052	0,999918
5	У-20	У-21	0,259	0,0512	1988	2	45	0,0000226	14,6	0,0000012	0,0000064	0,999901
6	У-21	У-47	0,259	0,0728	1988	2	45	0,0000226	14,6	0,0000016	0,000008	0,9998768
7	У-47	У-48	0,259	0,019	1988	2	45	0,0000226	14,6	0,0000004	0,0000084	0,9998705
8	У-48	У-53	0,259	0,014	1988	2	45	0,0000226	14,6	0,0000003	0,0000087	0,9998659
9	У-53	У-85	0,207	0,019	2008	1	25	0,0000226	12,1	0,0000004	0,0000091	0,9998607
10	У-85	У-86	0,209	0,006	2008	1	25	0,0000226	12,1	0,0000001	0,0000092	0,9998591
11	У-86	У-87	0,209	0,067	2008	1	25	0,0000226	12,1	0,0000015	0,0000107	0,9998408
12	У-87	У-88*	0,209	0,015	2008	1	25	0,0000226	12,1	0,0000003	0,000011	0,9998367
13	У-88*	У-92	0,209	0,01	2008	1	25	0,0000226	12,1	0,0000002	0,0000112	0,999834
14	У-92	У-91	0,15	0,015	2008	1	25	0,0000226	8,9	0,0000003	0,0000115	0,999831
15	У-91	У-98*	0,15	0,02	2008	1	25	0,0000226	8,9	0,0000005	0,000012	0,999827
16	У-98*	У-98	0,15	0,035	2008	1	25	0,0000226	8,9	0,0000008	0,0000128	0,9998199
17	У-98	У-99*	0,15	0,01	2008	1	25	0,0000226	8,9	0,0000002	0,000013	0,9998179
18	У-99*	У-103	0,15	0,035	2008	1	25	0,0000226	8,9	0,0000008	0,0000138	0,9998108
19	У-103	У-105	0,15	0,02	2008	1	25	0,0000226	8,9	0,0000005	0,0000143	0,9998068
20	У-105	У-104	0,15	0,0545	2008	1	25	0,0000226	8,9	0,0000012	0,0000155	0,9997958
21	У-104	У-105*	0,15	0,083	2008	1	25	0,0000226	8,9	0,0000019	0,0000174	0,9997791
22	У-105*	узел	0,15	0,01	2008	1	25	0,0000226	8,9	0,0000002	0,0000176	0,9997771
23	узел	У-106	0,15	0,058	2015	1	18	0,000013	8,9	0,0000008	0,0000184	0,9997703
24	У-106	узел	0,15	0,022	2015	1	18	0,000013	8,9	0,0000003	0,0000187	0,9997677
25	узел	узел	0,15	0,014	2014	2	19	0,0000138	8,9	0,0000002	0,0000189	0,999766
26	узел	У-107	0,15	0,01	2015	1	18	0,000013	8,9	0,0000001	0,000019	0,9997648
27	У-107	У-110	0,125	0,0215	1985	2	48	0,0000226	7,9	0,0000005	0,0000195	0,999761
28	У-110	У-111	0,125	0,061	1985	2	48	0,0000226	7,9	0,0000014	0,0000209	0,9997502
29	У-111	У-112	0,125	0,053	1985	2	48	0,0000226	7,9	0,0000012	0,0000221	0,9997408
30	У-112	У-113	0,125	0,024	1985	2	48	0,0000226	7,9	0,0000005	0,0000226	0,9997365
31	У-113	У-121	0,1	0,071	2005	1	28	0,0000226	6,7	0,0000016	0,0000242	0,9997257
32	У-121	У-122	0,082	0,0604	2005	1	28	0,0000226	5,9	0,0000014	0,0000256	0,9997176
33	У-122	У-122*	0,082	0,0075	2005	1	28	0,0000226	5,9	0,0000002	0,0000258	0,9997166
34	У-122*	ж/д (Участковая, 4)	0,05	0,0297	2005	1	28	0,0000226	4,6	0,0000007	0,0000265	0,9997135

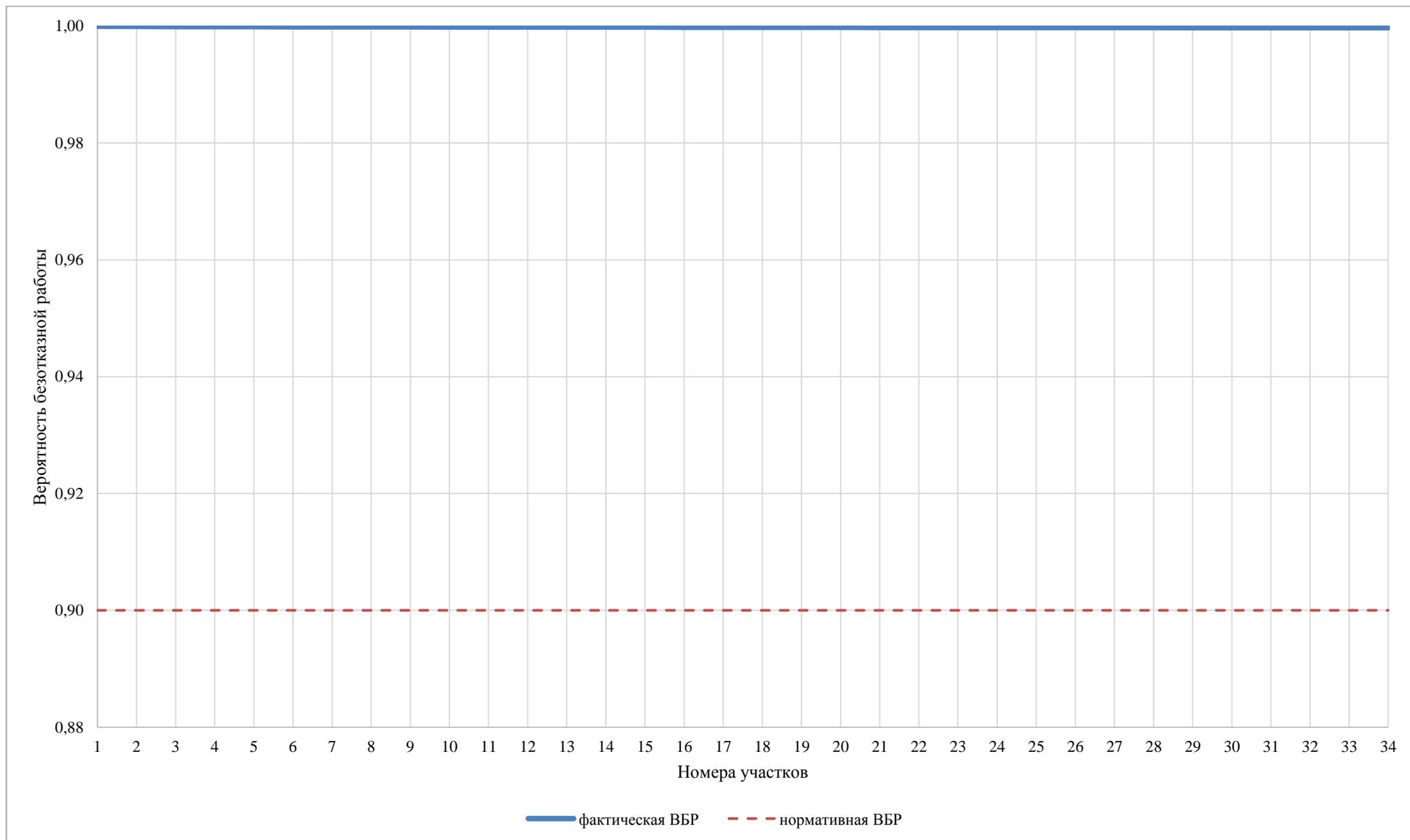


Рисунок 4.15 – Сравнительный анализ нормативной и фактической ВБР по пути движения теплоносителя, в зоне действия котельной Каринторф (рисунок П46.2 МУ)

5. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТОВ ГОТОВНОСТИ ТЕПЛОПРОВОДОВ К НЕСЕНИЮ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети» коэффициент готовности K_g (качества) системы. Вероятность работоспособного состояния системы в произвольный момент времени поддерживать в отапливаемых помещениях расчетную внутреннюю температуру, кроме периодов снижения температуры, допускаемых нормативами.

Готовность системы к исправной работе следует определять 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 принимается 0,97.

Показатели коэффициента готовности источников тепловой энергии г. Кирова-Чепецка на 2033 г., выше минимально допустимого значения 0,97.

6. ОБОСНОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ НЕДООТПУСКА ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ ПО ПРИЧИНЕ ОТКАЗОВ (АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ) И ПРОСТОЕВ ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ И ИСТОЧНИКОВ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ

Приведенный объем годового недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии по состоянию на 2022 год составляет 4,99% от годового отпуска тепловой энергии на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения совокупного потребителя (при этом нарушениями в подаче тепловой энергии, считается необеспечение необходимых параметров качества теплоносителей, поддерживаемых на границе раздела тепловых сетей в соответствии с договорными условиями).

Ожидаемая динамика изменения показателя при условии реализации мероприятий, учтенных в Главах 7 и 8, приведена в таблице ниже.

Таблица 6.1 – Ожидаемая динамика изменения показателя при условии реализации мероприятий учтенных инвестиционной программой регулируемых организаций

2022 - 2025	2030	2033
От 4,99%, до 2,65%	От 2,65% до 1,18%	От 1,18% до 0,5%

Показатель является замещающим фактором по отношению к коэффициенту аварийности, который учитывает суммарное количество повреждений в сети вне зависимости от времени отключения потребительских систем (без учета сокращения фактического времени отключения системы теплоснабжения за счет использования резервных и временных линий подачи тепла и т.д.).

7. ПРЕДЛОЖЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

7.1. Применение на источниках тепловой энергии рациональных тепловых схем с дублированными связями и новых технологий, обеспечивающих готовность энергетического оборудования

Технологические нарушения, произошедшие на ТЭЦ-3 и котельных за рассматриваемый период, не приводили к ограничению отпуска тепловой энергии и снижению качества теплоносителя. После выяснения причин в сжатые сроки принимались меры для устранения нарушений и дальнейшее восстановление заданного режима.

За последние 5 лет по данным ТСО отказов и аварий на источниках тепловой энергии не происходило.

На расчетный период, применение на ТЭЦ рациональных тепловых схем с дублированными связями не требуется. Мероприятия по развитию ТЭЦ, позволяющие поддерживать нормативную надежность теплоснабжения, представлены в Главе 7.

7.2. Установка резервного оборудования

Как показано в разделе «Обоснование перспективных балансов производства и потребления тепловой мощности источников тепловой энергии и теплоносителя и присоединенной тепловой нагрузки в каждой из систем теплоснабжения города» Главы 7, на всех энергоисточниках выдерживаются положительные значения аварийного резерва тепловой мощности «нетто», с учетом мероприятий по развитию ТЭЦ и котельных. Установка резервного оборудования на энергоисточниках, для покрытия тепловой нагрузки в аварийных режимах, не требуется.

7.3. Организация совместной работы нескольких источников тепловой энергии на единую тепловую сеть

Из числа котельных, находящихся на адекватном расстоянии от ТЭЦ-3, следует выделить котельную «Уралхим». В данном случае совместная работа ТЭЦ и котельной затруднительна преимущественно по причине ведомственной разобщенности производителей тепловой энергии.

7.4. Резервирование тепловых сетей смежных районов городского округа

Основными показателями надежности теплоснабжения потребителей являются показатели, определяемые числом нарушений в подаче тепловой энергии; приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии; числом приведенных объемов недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии, что приводит к

безотказной работе системы.

В ходе анализа характеристик и количества участков, предлагаемых к реконструкции с целью повышения надежности теплоснабжения выявлено, что все рассматриваемые участки уже включены в состав группы «реконструкция тепловых сетей в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса» Главы 8. Таким образом, за счет перекладки ветхих теплопроводов, включенных в указанную группу проектов, возможно соответствие в перспективе фактических показателей надежности установленным нормативам. Перечень мероприятий по повышению надежности представлен в Главе 8.

7.5. Устройство резервных насосных станций

Как показал анализ статистики отказов, основная доля отказов приходится на тепловые сети малых диаметров $Dy= 50\div 200$ мм. При этом отказы на прочих элементах тепловой сети встречаются относительно нечасто. Следовательно, устройство резервных насосных станций не позволит существенно улучшить надежность теплоснабжения.

7.6. Установка баков-аккумуляторов

В соответствии с п. 11.24 СП 89.13330.2012 Котельные установки (актуализированная версия) СНиП II-35-76:

«11.24. В котельных для открытых систем теплоснабжения и для установок централизованных систем горячего водоснабжения, водоподогреватели которых выбраны по расчетным средним часовым нагрузкам, должны предусматриваться баки-аккумуляторы горячей воды, а для закрытых систем теплоснабжения - баки запаса подготовленной подпиточной воды.

Выбор вместимостей баков-аккумуляторов и баков-запаса производится в соответствии с СП 74.13330.

Для повышения надежности работы баков-аккумуляторов следует предусматривать:

- антикоррозионную защиту внутренней поверхности баков путем применения герметизирующих жидкостей, защитных покрытий или катодной защиты и защиту воды в них от аэрации;

- заполнение баков только деаэрированной водой с температурой не выше 95 °С;

- оборудование баков переливной и воздушной трубами; пропускная способность переливной трубы должна быть не менее пропускной способности труб, подводящих воду к баку;

- конструкции опор на подводящих и отводящих трубопроводах бака-аккумулятора исключают передачу усилий на стенки и днища бака от внешних трубопроводов и компенсирующие усилия, возникающие при осадке бака;

- *установку электрифицированных задвижек на подводе и отводе воды; все задвижки (кроме задвижек на сливе воды и герметика) должны быть вынесены из зоны баков;*
- *оборудование баков- аккумуляторов аппаратурой для контроля за уровнем воды и герметика, сигнализацией и соответствующими блокировками;*
- *устройство в зоне баков лотков для сбора, перелива и слива бака с последующим отводом охлажденной воды в канализацию»*

Повышению надежности функционирования систем теплоснабжения в определенной мере способствует применение теплогидроаккумулирующих установок, наличие которых позволяет оптимизировать тепловые и гидравлические режимы тепловых сетей, а также использовать аккумулирующие свойства отапливаемых зданий. Теплоинерционные свойства зданий учитываются МДС 41-6.2000 «Организационно-методические рекомендации по подготовке к проведению отопительного периода и повышению надежности систем коммунального теплоснабжения в городах и населенных пунктах РФ» при определении расчетных расходов на горячее водоснабжение при проектировании систем теплоснабжения из условий темпов остывания зданий при авариях.

Размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно как на источнике теплоты, так и в районах теплопотребления. При этом на источнике теплоты предусматриваются баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25 % общей расчетной вместимости системы. Внутренняя поверхность баков защищается от коррозии, а вода в них - от аэрации, при этом предусматривается непрерывное обновление воды в баках.

Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение предусматриваются баки-аккумуляторы химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды расчетной вместимостью, равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение.

В закрытых системах теплоснабжения на источниках теплоты мощностью 100 МВт и более предусматривается установка баков запаса химически обработанной и деаэрированной подпиточной воды вместимостью 3% объема воды в системе теплоснабжения, при этом обеспечивается обновление воды в баках.

Число баков независимо от системы теплоснабжения принимается не менее двух по 50% рабочего объема.

В системах центрального теплоснабжения (СЦТ) с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплопотребления допускается использование теплопроводов в качестве аккумулирующих емкостей.

Таким образом, структура систем теплоснабжения должна соответствовать их масштабности и сложности. Если надежность небольших систем обеспечивается при радиальных схемах тепловых сетей, не имеющих резервирования и узлов управления, то

тепловые сети крупных систем теплоснабжения должны быть резервированными, а в местах сопряжения резервируемой и нерезервируемой частей тепловых сетей должны иметь автоматизированные узлы управления. Это позволяет преодолеть противоречие между «ненадежной» структурой тепловых сетей и требованиями к их надежности и обеспечить управляемость системы в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах, а также подачу потребителям необходимых количеств тепловой энергии во время аварийных ситуаций.

8. ДЕЙСТВИЯ ПРИ ВОЗНИКНОВЕНИИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА ИСТОЧНИКЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

8.1. Риски возникновения аварий, масштабы и последствия

Наиболее вероятными причинами возникновения аварийных ситуаций в работе системы теплоснабжения города Кирова-Чепецка могут послужить:

- неблагоприятные погодно-климатические явления (ураганы, смерчи, бури, сильные ветры, сильные морозы, снегопады и метели, обледенение и гололед);
- человеческий фактор (неправильные действия персонала);
- прекращение подачи электрической энергии, холодной воды, топлива на источник тепловой энергии;
- внеплановый останов (выход из строя) оборудования.

К перечню возможных последствий аварийных ситуаций (ЧС) на источниках тепловой энергии относятся:

- кратковременное нарушение теплоснабжения населения, объектов социальной сферы;
- полное ограничение режима потребления тепловой энергии для населения, объектов социальной сферы;
- причинение вреда третьим лицам;
- разрушение объектов теплоснабжения (котлов, ТС, котельных);
- отсутствие теплоснабжения более 24 часов (одни сутки).

Риски возникновения аварий, масштабы и последствия аварий приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Риски возникновения аварий, масштабы и последствия аварий

№ п/п	Вид аварии	Причина аварии	Масштаб аварии и последствия	Уровень реагирования
1	Остановка источника	Прекращение подачи электроэнергии	Прекращение циркуляции воды в систему отопления всех потребителей, понижение температуры в зданиях и жилых домах, размораживание тепловых сетей и отопительных батарей	муниципальный
2	Остановка источника	Прекращение подачи топлива	Прекращение подачи горячей воды в систему отопления всех потребителей, понижение температуры в зданиях и жилых домах	объектовый (локальный)

8.2. Схема теплоснабжения объектов первой категории

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

- Вторая категория – потребители, допускающие снижение температуры в отапливаемых помещениях на период ликвидации аварии, но не более 54 ч:
 - жилые и общественные здания до 12°C;
 - промышленные здания до 8°C.
- Третья категория – остальные потребители.

При авариях (отказах) в СЦТ в течение всего ремонтно-восстановительного периода должна обеспечиваться подача 100% необходимой теплоты потребителям 1-ой категории.

Для потребителей 1-ой категории допускается предусматривать местные резервные источники теплоты (стационарные или передвижные) при отсутствии возможности резервирования от нескольких независимых источников тепла или тепловых сетей.

В качестве решения вопроса резервирования потребителей по тепловой энергии могут быть применены передвижные котельные установки. Передвижная котельная установка представляет собой блок-модуль полной заводской готовности, установленный на шасси автомобиля. Котельная может работать на жидком, твёрдом топливе или электричестве.

В случае аварии у потребителей 1-ой категории передвижную котельную установку можно подключить за 2-3 часа и начать подавать тепло в здания. Внешний вид передвижных котельных установок представлен на рисунке 8.1.



Рисунок 8.1 – Внешний вид передвижных котельных установок

8.3. Расчеты допустимого времени устранения технологических нарушений

В соответствии с «Правилами предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов», утвержденными постановлением Правительства РФ от 6 мая 2011 г. № 354, не допускается даже временное понижение температуры в отапливаемых жилых помещениях ниже +8°C.

Согласно СП 124.13330.2012 «Тепловые сети», отказ теплоснабжения потребителя – это событие, приводящее к падению температуры в отапливаемых помещениях жилых и общественных зданий ниже +12 °С, в промышленных зданиях ниже +8°C.

Время снижения температуры в жилом здании при внезапном прекращении теплоснабжения определяем как:

$$z = \beta \times \ln \frac{(t_{в} - t_{н})}{(t_{в,а} - t_{н})}$$

где:

$t_{в,а}$ - температура в помещении после отключения теплоснабжения;

$t_{в}$ - температура в отапливаемом помещении, которая была при отключении теплоснабжения, °С, для г. Кирово-Чепецка не ниже 20°C;

$t_{н}$ - температура наружного воздуха, °С;

β - коэффициент аккумуляции здания, в часах.

Коэффициент аккумуляции характеризует величину тепловой аккумуляции зданий и зависит от толщины стен, коэффициента теплопередачи и коэффициента остекления.

Время снижения температуры в жилом здании (часах) при внезапном прекращении теплоснабжения для г. Кирово-Чепецка приведен в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Снижение температуры внутри жилого здания при внезапном прекращении теплоснабжения для г. Кирово-Чепецка

№ п/п	Коэффициент аккумуляции здания, ч	Время снижения температуры до 8°C в жилом здании (часах) при температуре наружного воздуха, °С							
		2	-3	-8	-13	-18	-23	-28	-33
1	40	43,9	29,5	22,4	18,1	15,2	13,1	11,5	10,3
2	60	65,9	44,3	33,6	27,1	22,8	19,6	17,3	15,4
3	80	87,9	59,0	44,8	36,2	30,4	26,2	23,0	20,5
№ п/п	Коэффициент аккумуляции здания, ч	Время снижения температуры до 0°C в жилом здании (часах) при температуре наружного воздуха, °С							
		-	-1	-8	-13	-18	-23	-28	-33
1	40	-	121,8	50,1	37,3	29,9	25,0	21,6	19,0
2	60	-	182,7	75,2	55,9	44,8	37,5	32,3	28,4
3	80	-	243,6	100,2	74,5	59,8	50,1	43,1	37,9

На основании данных, приведенных в таблице 8.2, можно оценить время, имеющееся для ликвидации аварии или принятия мер по предотвращению лавинообразного развития аварий,

т.е. замерзания теплоносителя в системах отопления зданий, в которые прекращена подача тепла.

Например, в отключенном в результате аварии квартале имеются здания, у которых коэффициент аккумуляции для углового помещения верхнего этажа равен 40 часов. Если авария произошла при температуре наружного воздуха $-28\text{ }^{\circ}\text{C}$, то из таблицы 8.2 следует, что время снижения температуры в квартире с $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $8\text{ }^{\circ}\text{C}$, составит 11,5 ч, а до температуры $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, при которой в подвалах и на лестничных клетках может произойти замерзание теплоносителя, составит 25,0 ч.

Если в результате аварии отключено несколько зданий, то определение времени, имеющегося в распоряжении на ликвидацию аварии или принятие мер по предотвращению развития аварии, производится по зданию, имеющему наименьший коэффициент аккумуляции.

8.4. Обеспечение циркуляции теплоносителя при возникновении аварий на Кировской ТЭЦ-3

На данный момент на Кировской ТЭЦ-3 находится в эксплуатации Блок-1 с газовой турбиной ГТЭ-160 с генератором ТЗФГ -180-2У3 и паровой турбиной Т-63/76-8,8 с генератором ТФ-80-2У3. Установленная мощность Кировской ТЭЦ-3 236 МВт. Выдача вырабатываемой электрической мощности в сеть предусмотрена на напряжении 110 кВ через открытое распределительное устройство 110 кВ (далее ОРУ 110 кВ).

Надёжность работы Кировской ТЭЦ-3 обеспечивается наличием связи с энергосистемой через два связанных трансформатора Т-2 31,5 МВА и Т-3 40 МВА подключенных к 1 и 2 СШ 110 кВ и питающих 2, 3, 4 секции ГРУ-6кВ, а также отпайка на собственные нужды Блока-1 на РУСН-6 кВ от ТСН-25 МВА и резервного трансформатора РТСН-25 МВА. Связь с энергосистемой обеспечивается за счёт транзитных линий ВЛ 110кВ ГПП-1, ВЛ 110кВ ГПП-2, ВЛ 110 кВ Слободская-1, ВЛ 110кВ Вятка, ВЛ 110кВ Чепецк с отпайкой на подстанцию Кристалл, также есть 2 тупиковые линии. При обесточении 1, 2, 3, 4 СШ 110 кВ предусмотрена подача напряжения от транзитных линий закреплённых за каждой системой шин, а также ШСВ 110Кв, ШСВ-2 110кВ.

При полном останове всего генерирующего оборудования Кировской ТЭЦ-3 с потерей СН персонал действует согласно инструкции по развороту Кировской ТЭЦ-3 с нуля, разработанной на основе инструкции Филиала АО «СО ЕЭС» Пермское РДУ (далее Пермское РДУ) «Схемы подачи напряжения на шины Кировской ТЭЦ-3 от внешнего источника напряжения для пуска электродвигателей собственных нужд и разворота энергоблоков станции после наиболее тяжёлых нарушений нормального режима с частичным или полным погашением энергосистемы» и регламентирует порядок действий диспетчерского персонала

Кировской ТЭЦ-3 по развороту оборудования и производству переключений при ликвидации нарушений нормального режима, связанных с остановом Кировской ТЭЦ-3, потерей собственных нужд.

Разработанные в инструкции схемы предусматривают подачу напряжения на шины Кировской ТЭЦ-3 от внешних источников напряжения.

Внешние источники напряжения для подачи напряжения на шины собственных нужд Кировской ТЭЦ-3:

1. При полном останове всего генерирующего оборудования Кировской ТЭЦ-3 с потерей СН и отсутствии напряжения на смежных ПС 500 кВ Вятка, ПС 220 кВ Чепецк необходимо использовать в качестве источника напряжения следующее оборудование в порядке приоритета:

1.1 Схема подачи напряжения №1:

Шины ОРУ 220 кВ ПС 220 кВ Звездная. В работе (резерве) ВЛ 220 кВ Звёздная – Фаленки I, II цепь с отпайкой на ТПС Кожиль. Удмуртская энергосистема работает синхронно с ЕЭС России, либо работает отдельно с ЕЭС России и имеется резерв на загрузку станций энергосистемы Удмуртской республики не менее 30 МВт.

На рисунке 8.2 приведена Схема подачи напряжения №1 на шины 110 кВ Кировской ТЭЦ-3.

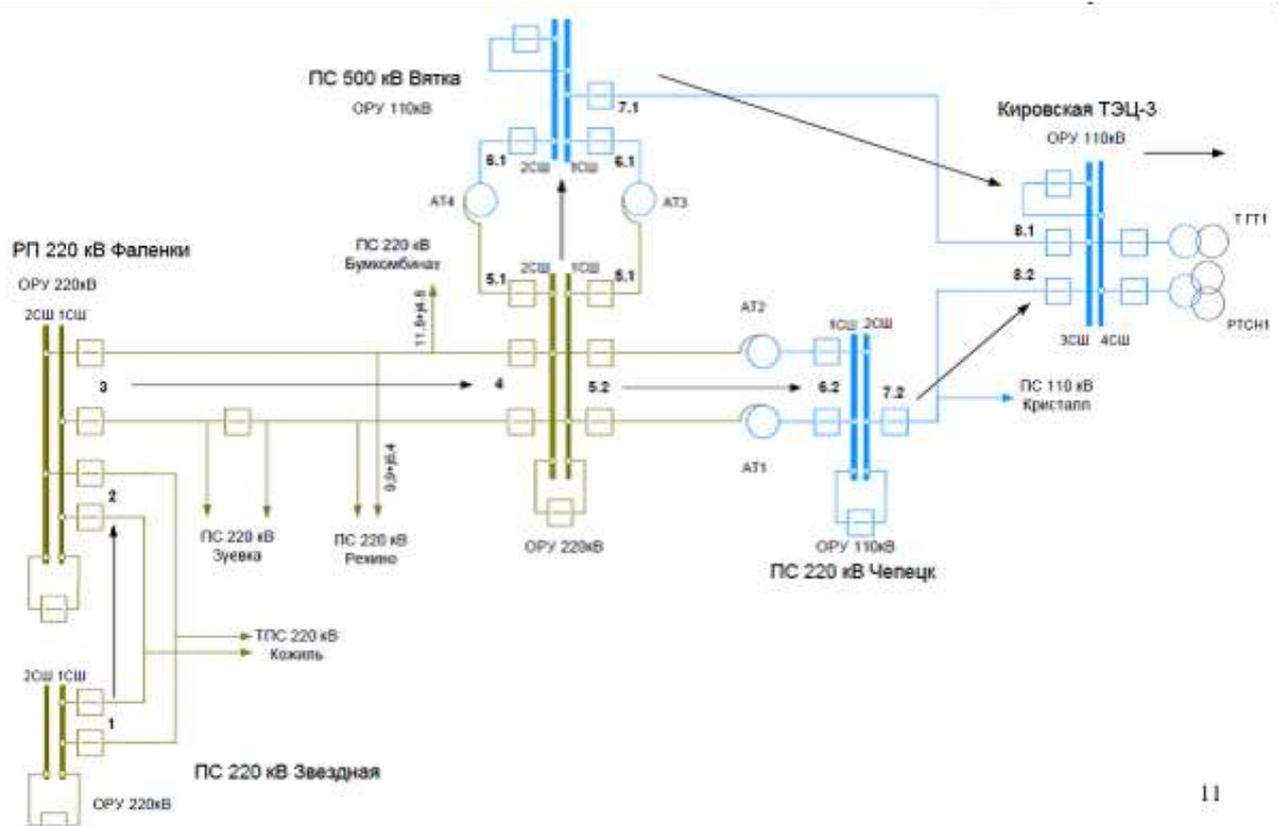


Рисунок 8.2 – Схема подачи напряжения №1 на шины 110 кВ Кировской ТЭЦ-3

В таблице 8.3 приведена последовательность операций для подачи напряжения на шины 110 кВ Кировской ТЭЦ-3 по Схеме подачи напряжения №1.

Таблица 8.3 – Последовательность операций для подачи напряжения на шины 110 кВ Кировской ТЭЦ-3 по Схеме подачи напряжения №1

№ п/п	Последовательность выполнения операций
1.	На ПС 220 кВ Звездная включить ВМ 220 кВ ВЛ Фаленки 1 (ВМ 220 кВ ВЛ Фаленки 2)
2.	На РП 220 кВ Фаленки включить ВМ 220 кВ ВЛ Звездная 1 (ВМ 220 кВ ВЛ Звездная 2)
3.	На РП 220 кВ Фаленки включить ВМ 220 кВ ВЛ Бумкомбинат (ВМ 220 кВ ВЛ Зуевка)
4.	На ПС 500 кВ Вятка включить ВВ 220 кВ ВЛ Бумкомбинат (ВМ 220 кВ ВЛ Зуевка). При необходимости включить СВ 220 кВ на ПС 220 кВ Зуевка
5.	На ПС 500 кВ Вятка включить ШСВВ 110 кВ (если отключен) и, в зависимости от выбранной схемы подачи напряжения на СН станции, включить: – ВВ 220 кВ АТ4 (ВВ 220 кВ АТ3); – ВВ 220 кВ ВЛ Чепецк 2 (ВВ 220 кВ Чепецк 1)
6.	В зависимости от выбранной схемы подачи напряжения на СН станции включить: – или на ПС 500 кВ Вятка включить ВВ 110 кВ АТ4 (ВВ 110 кВ АТ3), – или на ПС 220 кВ Чепецк включить ВМ 110 кВ АТ2 (ВМ 110 кВ АТ1)
7.	В зависимости от выбранной схемы подачи напряжения на СН станции включить: – или на ПС 500 кВ Вятка включить ВВ 110 кВ ВЛ ТЭЦ-3, – или на ПС 220 кВ Чепецк включить ВГ 110 кВ ВЛ ТЭЦ-3
8.	В зависимости от выбранной схемы подачи напряжения на СН станции на Кировской ТЭЦ-3 включить: – или В 110 кВ ВЛ Вятка, – или В 110 кВ ВЛ Чепецк
9.	Сообщить НСС Кировской ТЭЦ-3 о подаче напряжения на шины 110 кВ

1.2 Схема подачи напряжения №2:

Шины ОРУ 110 кВ Кировской ТЭЦ-4 (при выделении на сбалансированную нагрузку Кировской ТЭЦ-4 и отсутствии напряжения ОРУ 110 кВ, 220 кВ ПС 220 кВ Киров). Имеется напряжение на 1СШ (2СШ) 110 кВ, в работе не менее 2-х турбогенераторов (по условиям надёжной работы устройств РЗА для реализации Схемы подачи напряжения №2) с нагрузкой на СН или выделенный энергорайон. Для обеспечения нормативных технических минимумов находящихся в работе энергоблоков запитывается часть потребителей в энергорайоне Кировской ТЭЦ-4 в зависимости от текущей схемно-режимной ситуации.

На рисунке 8.3 приведена Схема подачи напряжения №2 на шины 110 кВ Кировской ТЭЦ-3.

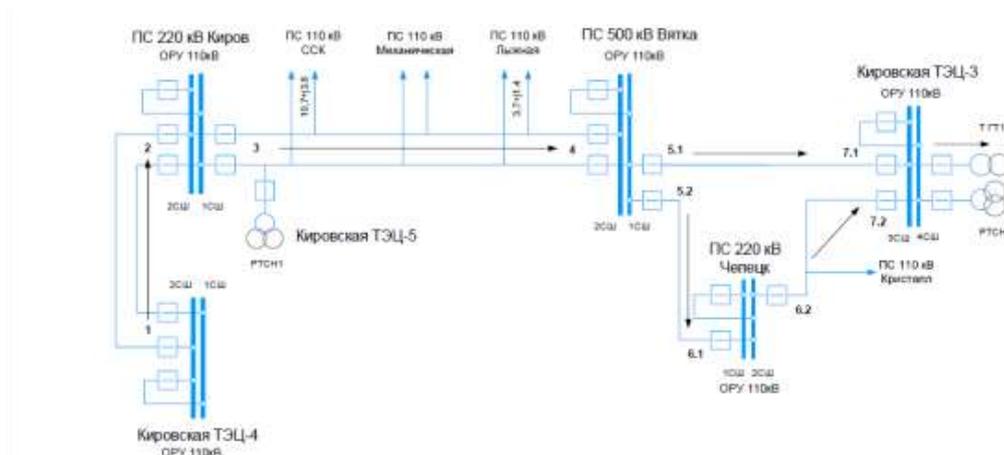


Рисунок 8.3 – Схема подачи напряжения №2 на шины 110 кВ Кировской ТЭЦ-3

В таблице 8.4 приведена последовательность операций для подачи напряжения на шины 110 кВ Кировской ТЭЦ-3 по Схеме подачи напряжения №2.

Таблица 8.4 – Последовательность операций для подачи напряжения на шины 110 кВ Кировской ТЭЦ-3 по Схеме подачи напряжения №2

№ п/п	Последовательность выполнения операций
1.	На Кировской ТЭЦ-4 включить МВ ВЛ 110 кВ Киров 1(МВ ВЛ 110 кВ Киров 2)
2.	На ПС 220 кВ Киров включить ВМ 110 кВ ВЛ ТЭЦ-4 1ц (ВМ 110 кВ ВЛ ТЭЦ-4 2ц)
3.	На ПС 220 кВ Киров включить ВМ 110 кВ ВЛ Вятка 1 (ВМ 110 кВ Вятка 2)
4.	На ПС 500 кВ Вятка включить ВВ 110 кВ Киров 1 (ВВ 110 кВ Киров 2)
5.	На ПС 500 кВ Вятка включить ШСВВ 110 кВ (если отключен) и, в зависимости от выбранной схемы подачи напряжения, включить: – ВВ 110 кВ ВЛ ТЭЦ-3; – ВВ 110 кВ ВЛ Чепецк
6.	На ПС 220 кВ Чепецк включить: – ВМ 110 кВ ВЛ Вятка; – ВГ 110 кВ ВЛ ТЭЦ-3
7.	На Кировской ТЭЦ-3 включить: – В 110 кВ ВЛ Вятка; – В 110 кВ ВЛ Чепецк
8.	Сообщить НСС Кировской ТЭЦ-3 о возможности подачи напряжения на СН блока 1 ПГУ-230 МВт от трансформаторов РТСН1 иди ТСН1

При изолированной работе электростанций (электростанции) энергосистемы Кировской области от ЕЭС диспетчер Пермского РДУ действует в соответствии с Инструкцией по предотвращению и ликвидации нарушений нормального режима электрической части в операционной зоне Пермского РДУ.

8.5. План проведения тренировки по действиям дежурно-диспетчерских и аварийных служб города при авариях на объектах теплоснабжения и программы противоаварийных тренировок

План проведения тренировки по действиям дежурно-диспетчерских и аварийных служб города при авариях на объектах теплоснабжения и программы противоаварийных тренировок приведены в приложении к Главе 11.