



**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
МУНИЦИПАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ ГОРОДСКОЙ
ОКРУГ СУРГУТ
ХАНТЫ-МАНСИЙСКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА -
ЮГРЫ
(АКТУАЛИЗАЦИЯ НА 2024 ГОД)**

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ

ГЛАВА 11

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

СОСТАВ РАБОТЫ

Наименование документа
Схема теплоснабжения муниципального образования городской округ Сургут Ханты-Мансийского автономного округа-Югры на период до 2035 года (Актуализация на 2024 г.) Утверждаемая часть Том 1 (Разделы 1-5)
Схема теплоснабжения муниципального образования городской округ Сургут Ханты-Мансийского автономного округа-Югры на период до 2035 года (Актуализация на 2024 г.) Утверждаемая часть Том 2 (Разделы 6-15)
Обосновывающие материалы к схеме теплоснабжения муниципального образования городской округ Сургут Ханты-Мансийского автономного округа-Югры на период до 2035 года (Актуализация на 2024 г.)
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Том 1 (Части 1-5)
Глава 1. Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения Том 2 (Части 6-13)
Глава 2. Существующее и перспективное потребление тепловой энергии на цели теплоснабжения
Глава 3. Электронная модель системы теплоснабжения
Глава 4. Существующие и перспективные балансы тепловой мощности источников тепловой энергии и тепловой нагрузки потребителей
Глава 5. Мастер-план развития систем теплоснабжения
Глава 6. Существующие и перспективные балансы производительности водоподготовительных установок
Глава 7. Предложения по строительству, реконструкции, техническому перевооружению и (или) модернизации источников тепловой энергии
Глава 8. Предложения по строительству, реконструкции и (или) модернизации тепловых сетей
Глава 9. Предложения по переводу открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения), отдельных участков таких систем на закрытые системы горячего водоснабжения
Глава 10. Перспективные топливные балансы
Глава 11. Оценка надежности теплоснабжения
Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение и (или) модернизацию
Глава 13. Индикаторы развития систем теплоснабжения
Глава 14. Ценовые (тарифные) последствия
Глава 15. Реестр единых теплоснабжающих организаций
Глава 16. Реестр мероприятий схемы теплоснабжения
Глава 17. Замечания и предложения к проекту схемы теплоснабжения
Глава 18. Сводный том изменений, выполненных в доработанной и (или) актуализированной схеме теплоснабжения
Глава 19. Оценка экологической безопасности теплоснабжения

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень таблиц	4
Перечень рисунков.....	5
1. Расчет живучести системы.....	10
2. Порядок оценки надежности теплоснабжения	12
3. Показатели надежности теплоснабжения	16
4. Оценка надежности теплоснабжения в зоне действия каждого источника комбинированной выработки электрической и тепловой энергии.....	17
4.1 СГРЭС-1–ПКТС-Город.....	17
4.2 СГРЭС-2-ВЖР	63
4.3 СГРЭС-2 Промзона	96
5. Порядок оценки надежности теплоснабжения	102
5.1 Котельная №1 СГМУП «ГТС».....	102
5.2 Котельная №2 СГМУП «ГТС».....	110
5.3 Котельная №3 СГМУП «ГТС».....	128
5.4 Котельная №5 СГМУП «ГТС».....	138
5.5 Котельная №14 СГМУП «ГТС».....	140
6. Оценка надежности теплоснабжения в зоне действия котельных, на тепловых сетях которых не возникало функциональных отказов за ретроспективный период	150
6.1. Котельная №3 СГМУП «ГТС».....	150
6.2. Котельная №6 СГМУП «ГТС».....	157
6.3. Котельная №7 СГМУП «ГТС».....	159
6.4. Котельная №9 СГМУП «ГТС».....	162
6.5. Котельная №13 СГМУП «ГТС».....	165
7. Аварийные схемы покрытия тепловой нагрузки в аварийных (экстремальных) условиях при отказах на основных теплоисточниках, магистральных тепловых сетях или насосных станциях	171
7.1. Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2- ВЖР 171	
7.2. Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2- Промзона.....	199
7.3. Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2..	209
7.4. Возможности теплоснабжения от СГРЭС-2 и ПКТС при аварии на СГРЭС-1..	222
7.5. Возможности теплоснабжения от котельных №13, №14 СГМУП «Городские тепловые сети» и К-45 ООО «Сургутские городские электрические сети» при отказе одного из теплоисточников, его магистральных тепловых сетей или насосных станций.....	239
8. Сводная оценка мероприятий, требуемых для сохранения/ улучшения надежности теплоснабжения потребителей г. Сургута	259

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

<i>Таблица 1.1 – Время восстановления трубопроводов в зависимости от диаметра и типа прокладки и относительные доли для вычисления потока отказов.....</i>	<i>10</i>
<i>Таблица 1.2 – Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +20°C до +12°C) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период.....</i>	<i>10</i>
<i>Таблица 4.1 – Характеристики участков тепловых сетей, рекомендуемые к перекладке (капитальному ремонту), в связи с высокой интенсивностью отказов СГРЭС-1-ПКТС..</i>	<i>19</i>
<i>Таблица 4.2 – Характеристики участков тепловых сетей, рекомендуемые к перекладке (капитальному ремонту), в связи с высокой интенсивностью отказов СГРЭС-2.....</i>	<i>65</i>
<i>Таблица 5.1 – Характеристики участков тепловых сетей, рекомендуемые к перекладке (капитальному ремонту), в связи с высокой интенсивностью отказов Котельная №1 СГМУП «ГТС»</i>	<i>106</i>
<i>Таблица 5.2 – Характеристики участков тепловых сетей, рекомендуемые к перекладке (капитальному ремонту), в связи с высокой интенсивностью отказов Котельная №2 СГМУП «ГТС»</i>	<i>114</i>
<i>Таблица 5.3 – Характеристики участков тепловых сетей, рекомендуемые к перекладке (капитальному ремонту), в связи с высокой интенсивностью отказов Котельная №3 СГМУП «ГТС»</i>	<i>133</i>
<i>Таблица 5.4 – Характеристики участков тепловых сетей, рекомендуемые к перекладке (капитальному ремонту), в связи с высокой интенсивностью отказов Котельная №14 СГМУП «ГТС»</i>	<i>144</i>

ПЕРЕЧЕНЬ РИСУНКОВ

<i>Рисунок 2.1 – Алгоритм оценки надежности теплоснабжения</i>	<i>15</i>
<i>Рисунок 4.1 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-1-ПКТС</i>	<i>53</i>
<i>Рисунок 4.2 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения СГРЭС-1-ПКТС – в существующем положении</i>	<i>54</i>
<i>Рисунок 4.3 – Технологическая связь для взаимного резервирования СГРЭС-1 – СГРЭС-2 – Промзона</i>	<i>57</i>
<i>Рисунок 4.4 – Трассировка т/м СГРЭС-1-18 мкр. по ул. Университетской, по условиям повышения надежности теплоснабжения потребителей</i>	<i>58</i>
<i>Рисунок 4.5 – Схема резервирующей перемычки</i>	<i>59</i>
<i>Рисунок 4.6 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (путь до потребителя с наихудшей надежностью)</i>	<i>60</i>
<i>Рисунок 4.7 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (путь до потребителя с наихудшей надежностью)</i>	<i>61</i>
<i>Рисунок 4.8 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2-ВЖР</i>	<i>89</i>
<i>Рисунок 4.9 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения СГРЭС-2-ВЖР</i>	<i>90</i>
<i>Рисунок 4.10 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (путь до потребителя с наихудшей надежностью)</i>	<i>94</i>
<i>Рисунок 4.11 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (путь до потребителя с наихудшей надежностью)</i>	<i>95</i>
<i>Рисунок 4.12 – Технологическая связь для взаимного резервирования СГРЭС-1 – СГРЭС-2 – Промзона («Теплотрасса от ограды СГРЭС-1 до ограды СГРЭС-2»)</i>	<i>98</i>
<i>Рисунок 4.13 – Технологическая связь для взаимного резервирования СГРЭС-1 – СГРЭС-2 - Промзона</i>	<i>101</i>
<i>Рисунок 5.1 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №1 СГМУП «ГТС»</i>	<i>103</i>
<i>Рисунок 5.2 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения Котельная №1 СГМУП «ГТС»</i>	<i>104</i>
<i>Рисунок 5.3 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №2 СГМУП «ГТС»</i>	<i>111</i>
<i>Рисунок 5.4 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения Котельная №2 СГМУП «ГТС»</i>	<i>112</i>
<i>Рисунок 5.5 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №2 СГМУП «ГТС»</i>	<i>125</i>
<i>Рисунок 5.6 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №2 СГМУП «ГТС»</i>	<i>126</i>
<i>Рисунок 5.7 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №3 СГМУП «ГТС»</i>	<i>128</i>
<i>Рисунок 5.8 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения Котельная №3 СГМУП «ГТС»</i>	<i>130</i>

<i>Рисунок 5.9 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №3 СГМУП «ГТС»</i>	<i>136</i>
<i>Рисунок 5.10 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №3 СГМУП «ГТС».....</i>	<i>137</i>
<i>Рисунок 5.11 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №5 СГМУП «ГТС»</i>	<i>138</i>
<i>Рисунок 5.4 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения Котельная №5 СГМУП «ГТС»</i>	<i>139</i>
<i>Рисунок 5.11 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №14 СГМУП «ГТС»</i>	<i>141</i>
<i>Рисунок 5.14 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения Котельная №14 СГМУП «ГТС»</i>	<i>142</i>
<i>Рисунок 5.15 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №14 СГМУП «ГТС»</i>	<i>147</i>
<i>Рисунок 5.16 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №3 СГМУП «ГТС».....</i>	<i>148</i>
<i>Рисунок 6.1 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной ООО</i>	<i>151</i>
<i>Рисунок 6.2 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения Котельная ООО «СГЭС» (К-45).....</i>	<i>152</i>
<i>Рисунок 6.3 – Мероприятие по реконструкции участка тепловой сети для резервирования мкр. ПИКС в полном объеме.....</i>	<i>155</i>
<i>Рисунок 6.4 – Смежная зона, теплоснабжение которой возможно в перспективе от 2 источников тепловой энергии</i>	<i>156</i>
<i>Рисунок 6.4 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Котельной №6 СГМУП «ГТС»</i>	<i>157</i>
<i>Рисунок 6.6 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №6 СГМУП «ГТС»</i>	<i>158</i>
<i>Рисунок 6.7 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей Котельная №6 СГМУП «ГТС».....</i>	<i>158</i>
<i>Рисунок 6.8 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Котельной №7 СГМУП «ГТС»</i>	<i>160</i>
<i>Рисунок 6.9 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №7 СГМУП «ГТС»</i>	<i>160</i>
<i>Рисунок 6.7 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей Котельная №7 СГМУП «ГТС».....</i>	<i>161</i>
<i>Рисунок 6.11 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Котельной №9 СГМУП «ГТС»</i>	<i>162</i>
<i>Рисунок 6.12 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в</i>	

рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №9 СГМУП «ГТС»	163
Рисунок 6.13 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей Котельная №9 СГМУП «ГТС».....	164
Рисунок 6.14 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Котельной №13 СГМУП «ГТС»	166
Рисунок 6.15 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №13 СГМУП «ГТС»	167
Рисунок 6.16 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей Котельная №13 СГМУП «ГТС».....	168
Рисунок 7.1 – Путь от источника СГРЭС-1-ПКТС в к источнику СГРЭС-2 ВЖР.....	172
Рисунок 7.2 – Существующая перемычка в районе навильон П-12Путь от источника СГРЭС-1-ПКТС в к источнику СГРЭС-2 ВЖР	172
Рисунок 7.3 – Модифицированная зона теплоснабжения котельной №1	175
Рисунок 7.4 – Путь построения пьезометрического графика от Котельной №1 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима	176
Рисунок 7.5 – Пьезометрический график от Котельной №1 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима	177
Рисунок 7.6 – Модифицированная зона теплоснабжения котельной №2	178
Рисунок 7.7 – Путь построения пьезометрического графика от Котельной №2 до	179
Рисунок 7.8 – Пьезометрический график от Котельной №2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима	180
Рисунок 7.9 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – ВЖР	182
Рисунок 7.10 – Области замерзания потребителей СГРЭС-1-ПКТС-ВЖР.....	184
Рисунок 7.11 – Путь построения пьезометрического графика от СГРЭС-1 до ЦТП-88 ..	186
Рисунок 7.12 – Зона ЦТП 88, 90, 100 –наиболее проблемная зона обеспечения тепловой энергией в аварийном режиме.....	187
Рисунок 7.13 – График падения температур от ПКТС до потребителя ЦТП-88 по ул. Школьная 15.....	188
Рисунок 7.14 – Пьезометрический график от ПКТС до потребителя ЦТП-88 по ул. Школьная 15.....	189
Рисунок 7.15 – Зоны теплоснабжения не обеспеченные тепловой нагрузкой при аварийном режиме работы.....	190
Рисунок 7.16 – Путь от источника СГРЭС-1-в к источнику СГРЭС-2 ВЖР	192
Рисунок 7.17 – Перспективные перемычки в районе ПНС-1 (РП-3)	193
Рисунок 7.18 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС - ВЖР.....	195
Рисунок 7.19 – Области замерзания потребителей при прекращении ТС СГРЭС-2ВЖР при перспективных резервирующих перемычках.....	197
Рисунок 7.20 – Путь теплоносителя при аварии теплопровода СГРЭС-2 – Промзона	199
Рисунок 7.21 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона.....	202
Рисунок 7.22 – Области замерзания СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона	203
Рисунок 7.23 – Путь теплоносителя при аварии теплопровода СГРЭС-2 – Промзона по перспективной перемычке.....	205
Рисунок 7.24 – Перспективна перемычка резервирующая СГРЭС-1-Промзона (РП-1).....	205
Рисунок 7.25 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона.....	207
Рисунок 7.26 – Области замерзания СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона	208
Рисунок 7.27 – Пути от источника СГРЭС-1 до СГРЭС-2 через существующие резервирующие перемычки.....	210
Рисунок 7.28 – Объединённая зона теплоснабжения СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2.....	213

<i>Рисунок 7.29 – Области замерзания СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2</i>	<i>214</i>
<i>Рисунок 7.30 – Пути от источника СГРЭС-1 до СГРЭС-2 через существующие резервирующие перемычки.....</i>	<i>217</i>
<i>Рисунок 7.31 – Объединённая зона теплоснабжения СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2.....</i>	<i>219</i>
<i>Рисунок 7.32 – Области замерзания СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2</i>	<i>220</i>
<i>Рисунок 7.33 – Области замерзания абонентов СГРЭС-2-ПКТС-Город.....</i>	<i>223</i>
<i>Рисунок 7.34 – Баланс тепловой мощности в зоне ПКТС при отказе СГРЭС-1.....</i>	<i>224</i>
<i>Рисунок 7.35 – Зоны действия СГРЭС-2-Промзона-СГРЭС-1 (синяя) и СГРЭС-2-ВЖР-ПКТС-Город (красная).....</i>	<i>225</i>
<i>Рисунок 7.36 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при сохранении теплоснабжения потребителей 1 категории и отключении нагрузки ГВС для потребителей остальных категорий.....</i>	<i>226</i>
<i>Рисунок 7.37 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при сохранении теплоснабжения потребителей 1 категории и отключении нагрузки ГВС для потребителей остальных категорий.....</i>	<i>227</i>
<i>Рисунок 7.38 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при сохранении теплоснабжения потребителей 1 категории и отключении нагрузки ГВС для потребителей остальных категорий.....</i>	<i>228</i>
<i>Рисунок 7.39 – Путь построения пьезометрического графика от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (отопление и ГВС – уровень аварийной брони, вентиляция – полное отключение).....</i>	<i>229</i>
<i>Рисунок 7.40 – Пьезометрический график от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (отопление и ГВС – уровень аварийной брони, вентиляция – полное отключение)</i>	<i>230</i>
<i>Рисунок 7.41 – График падения температур от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (отопление и ГВС – уровень аварийной брони, вентиляция – полное отключение)</i>	<i>231</i>
<i>Рисунок 7.42 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне СГРЭС-2 при отказе СГРЭС-1.....</i>	<i>233</i>
<i>Рисунок 7.43 – Путь построения пьезометрического графика от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений).....</i>	<i>234</i>
<i>Рисунок 7.44 – Пьезометрический график от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений).....</i>	<i>235</i>
<i>Рисунок 7.45 – График падения температур от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений).....</i>	<i>236</i>
<i>Рисунок 7.46 – Резервная схема теплоснабжения зоны К-45 через перемычку 2Ду250.....</i>	<i>239</i>
<i>Рисунок 7.47 – Максимальная нагрузка объединенной системы теплоснабжения</i>	<i>240</i>
<i>Рисунок 7.48 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений).....</i>	<i>241</i>
<i>Рисунок 7.49 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС).....</i>	<i>243</i>
<i>Рисунок 7.50 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, отопления и вентиляции до уровня аварийной брони).....</i>	<i>244</i>
<i>Рисунок 7.51 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (после выполнения мероприятий).....</i>	<i>246</i>
<i>Рисунок 7.52 – Максимальная нагрузка объединенной системы теплоснабжения</i>	<i>247</i>
<i>Рисунок 7.53 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне К-45 при введении 1, 2 этапов ограничений.....</i>	<i>248</i>
<i>Рисунок 7.54 – Модифицированная зона действия котельной №13, при аварии на котельной №14.....</i>	<i>249</i>
<i>Рисунок 7.55 – Пьезометрический график от котельной К-45 до потребителя с</i>	

<i>наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, отопления и вентиляции до уровня аварийной брони).....</i>	<i>250</i>
<i>Рисунок 7.56 – Пьезометрический график от котельной №13 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений).....</i>	<i>251</i>
<i>Рисунок 7.57 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне К-45 (с отключением ГВС, вентиляции и снижением отопительной нагрузки на 20%)</i>	<i>252</i>
<i>Рисунок 7.58 – Пьезометрический график от котельной К-45 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, вентиляции и снижением отопительной нагрузки на 20%).....</i>	<i>253</i>
<i>Рисунок 7.59 – Модифицированная зона действия котельной №14, при аварии на котельной №13.....</i>	<i>255</i>
<i>Рисунок 7.60 – Максимальная нагрузка объединенной системы теплоснабжения</i>	<i>256</i>
<i>Рисунок 7.61 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений).....</i>	<i>257</i>

1. РАСЧЕТ ЖИВУЧЕСТИ СИСТЕМЫ

Расчеты живучести проведены в соответствии с «Методическими рекомендациями по разработке схем теплоснабжения».

Время восстановления трубопроводов в зависимости от диаметра и типа прокладки, а также относительные доли для вычисления потока отказов приведены в таблице ниже.

Таблица 1.1 – Время восстановления трубопроводов в зависимости от диаметра и типа прокладки и относительные доли для вычисления потока отказов

Диаметр условный, мм	Канальная, бесканальная прокладка трубопроводов	Относительная доля	Надземная	Относительная доля
20	10,2	0,0495	6,1	0,001
50	10,5	0,0554	6,2	0,0011
65	10,8	0,626	6,2	0,0011
80	11	0,0673	6,3	0,0013
100	11,3	0,0739	6,4	0,0018
125	11,6	0,0802	6,5	0,0023
150	12,1	0,09	6,6	0,0027
200	12,9	0,1083	6,9	0,0039
250	13,8	0,1291	7,2	0,0063
300	14,7	0,1474	7,5	0,0088
350	15,7	0,1672	7,8	0,0112
400	16,7	0,1898	8,1	0,0154
450	17,7	0,2098	8,4	0,0194
500	18,7	0,2277	8,7	0,0232
600	20,8	0,262	9,4	0,0354
700	23	0,302	10,1	0,0478
800	25,3	0,3364	10,8	0,0626
900	27,6	0,3651	11,6	0,0802
1000	30	0,3903	12,3	0,0937
1200	34,9	0,4521	13,8	0,1291
1400	39,9	0,5016	15,4	0,1601

Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +20°C до +12°C) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период приведено в таблице ниже.

Таблица 1.2 – Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения до минимально допустимой величины (с +20°C до +12°C) при полном отключении теплоснабжения для всего диапазона температур за отопительный период

Температура наружного воздуха	Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения, ч
-45	5,25

Температура наружного воздуха	Время снижения температуры внутри отапливаемого помещения, ч
-40	5,72
-35	6,29
-30	6,97
-25	7,83
-20	8,93
-15	10,38
-10	12,41
-5	15,43
0	20,43
5	30,49
10	64,38

Расчеты живучести показали, что время восстановления теплоснабжения потребителей при отрицательных температурах для условий г. Сургута не должно превышать 15 часов. Как показывает анализ фактического времени восстановления после функциональных отказов, среднее время ликвидации отказов за 2016-2021 гг. находилось в пределах 3,56 ч. Таким образом, нормативные требования в части живучести тепловых сетей г. Сургута в настоящее время выполняются в полной мере.

2. ПОРЯДОК ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Оценка надежности функционирования систем централизованного теплоснабжения выполняется по логически-выстроенному алгоритму, представленному на рисунке ниже. Алгоритм оценки надежности включает в себя:

- 1) Расчет показателей надежности;
- 2) Анализ показателей и определение физического смысла полученных результатов;
- 3) Формирование мероприятий, направленных на повышение надежности теплоснабжения.

Алгоритм включает в себя последовательное выполнение 5 этапов.

Этап 1. На первоначальном этапе производится оценка надежности существующей системы централизованного теплоснабжения (далее по тексту – СЦТ). Для оценки решаются следующие задачи:

- 1) Анализ гидравлических режимов работы систем теплоснабжения;
- 2) Анализ статистики функциональных отказов тепловых сетей за последние 5 лет;
- 3) Анализ статистики восстановлений (аварийно-восстановительных ремонтов) тепловых сетей и среднее время, затраченное на восстановление работоспособности тепловых сетей, за последние 5 лет;
- 4) Анализ соответствия фактических показателей надежности нормативным требованиям;
- 5) Выявление зон ненадежного теплоснабжения.

Исходя из полученных результатов, может возникнуть 2 ситуации:

- 1) Полученные показатели удовлетворяют нормативным требованиям. В таком случае необходимо продолжить расчет надежности с целью прогнозирования показателей надежности теплоснабжения на перспективный период;
- 2) Полученные показатели не удовлетворяют нормативным требованиям. В таком случае необходимо перейти к разработке мероприятий, которые позволят повысить надежность теплоснабжения в рассматриваемой зоне.

Результаты работ по этапу 1 представлены в части 9 книги 2 «Существующее положение в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии для целей теплоснабжения».

Этап 2. На следующем этапе выполняется расчет показателей надежности на перспективу при следующих условиях:

- 1) Интенсивность отказов и время восстановления остаются базовыми (постоянными, в соответствии с существующим положением) в течение расчетного периода;

2) Ветхие и ненадежные участки тепловой сети не перекадываются, период их эксплуатации увеличивается.

Исходя из полученных результатов, может возникнуть 2 ситуации:

1) Полученные показатели удовлетворяют нормативным требованиям. В таком случае нормативная надежность на расчетный период будет выдерживаться и при отсутствии мероприятий, направленных на повышение надежности;

2) Полученные показатели не удовлетворяют нормативным требованиям. В таком случае необходимо перейти к разработке мероприятий, которые позволят повысить надежность теплоснабжения в рассматриваемой зоне. Приоритетным мероприятием является перекадка действующих ненадежных и ветхих участков существующей тепловой сети. Как показывает практика, мероприятия по замене ненадежных участков в случае расчета систем теплоснабжения с малой разветвленностью тепловых сетей способны обеспечить требуемую надежность теплоснабжения на перспективу. Как правило, при расчете крупных и разветвленных систем, мероприятий по перекадке теплопроводов недостаточно.

Этап 3. На следующем этапе выполняется расчет показателей надежности на перспективу при условии реализации мероприятий по перекадке ненадежных и ветхих участков. В моделируемых условиях надежность теплоснабжения потребителей улучшится, что связано с сокращением интенсивности отказов теплопроводов. Таким образом, на заменяемых участках при расчете значение интенсивности отказов тепловых сетей задается, как нормативное. Исходя из полученных результатов, может возникнуть 2 ситуации:

1) Полученные показатели удовлетворяют нормативным требованиям. В таком случае для повышения надежности теплоснабжения достаточно ограничиться перекадкой действующих ненадежных участков тепловых сетей;

2) Полученные показатели не удовлетворяют нормативным требованиям. В таком случае необходимо в дополнение к мероприятиям по перекадке ненадежных и ветхих теплопроводов предусмотреть мероприятия по резервированию тепловой нагрузки потребителей. В состав мероприятий по резервированию следует включать мероприятия по новому строительству перемычек, закольцовок, строительство соединительных магистралей для объединения систем теплоснабжения и т.д. При этом место расположения новых резервирующих участков определяется в индивидуальном порядке, в зависимости от трассировки тепловой сети и с учетом перспективного развития систем теплоснабжения, в связи с приростами тепловой нагрузки.

Этап 4. На следующем этапе выполняется расчет показателей надежности на перспективу при условии реализации мероприятий по перекладке ненадежных и ветхих участков, а также при условии строительства перемычек, закольцовок и т.п. В моделируемых условиях надежность теплоснабжения улучшится, что связано с сокращением интенсивности отказов теплопроводов, возможностью подачи тепловой энергии и теплоносителя по резервным путям (в случае возникновения аварийной ситуации). Исходя из полученных результатов, может возникнуть 2 ситуации:

1) Полученные показатели удовлетворяют нормативным требованиям. В таком случае для повышения надежности теплоснабжения потребителей на тепловых сетях необходимо выполнить комплекс мероприятий, включающий в себя перекладку ненадежных и ветхих участков тепловой сети, а также резервирование участков тепловой сети;

2) Полученные показатели не удовлетворяют нормативным требованиям. В таком случае мероприятия по перекладке ветхих теплопроводов и резервирование участков тепловой сети не принесут требуемого эффекта. Подобная ситуация встречается редко, но все же встречается. Причиной тому служат следующие факторы:

- а) зоны ненадежного теплоснабжения являются «хвостовыми»; авария или инцидент на любом предшествующем участке тепловой сети приводит к отключению/ ограничению теплоснабжения всех подключенных потребителей, в т. ч. и рассматриваемых «хвостовых»;
- б) конфигурация действующей тепловой сети чересчур разветвленная; прогнозная вероятность безотказной работы рассчитывается как произведение вероятности безотказной работы всех участков расположенных между источником тепловой энергии и зоной ненадежного теплоснабжения, что не позволяет классифицировать «хвостовые» зоны, как надежные.

Этап 5. На 5 этапе производится анализ полученных результатов, делаются выводы о перспективах повышения надежности теплоснабжения. В случае если соответствие моделируемых и нормативных показателей невозможно, то целесообразно рассмотреть вариант децентрализации системы теплоснабжения и переключение зон ненадежного теплоснабжения на новый (альтернативный) теплоисточник

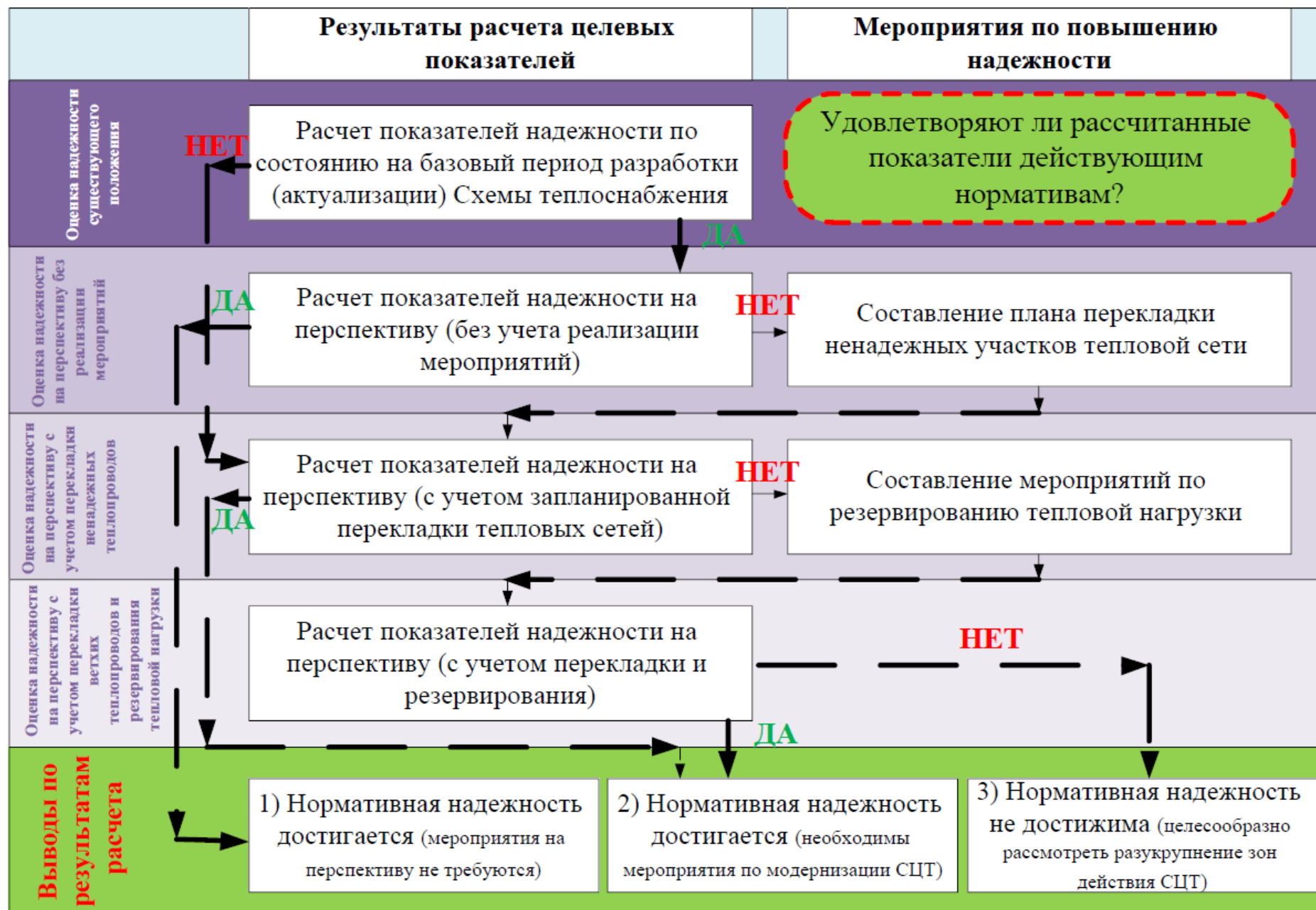


Рисунок 2.1 – Алгоритм оценки надежности теплоснабжения

3. ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

В соответствии с п. 46 Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012 г. №154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения»:

«Глава 12 "Оценка надежности теплоснабжения" содержит обоснование:

- а) перспективных показателей надежности, определяемых числом нарушений в подаче тепловой энергии;
- б) перспективных показателей, определяемых приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии;
- в) перспективных показателей, определяемых приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии;
- г) перспективных показателей, определяемых средневзвешенной величиной отклонений температуры теплоносителя, соответствующих отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии».

Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей определяется приведенной продолжительностью прекращений подачи тепловой энергии, в результате функциональных отказов и аварий.

Коэффициент готовности к безотказному и безаварийному режиму работы системы теплоснабжения определяется приведенной продолжительностью подачи тепловой энергии.

Относительное количество отключаемой тепловой нагрузки определяется приведенным объемом недоотпуска тепла в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

Температура теплоносителя на каждом участке тепловой сети соответствует отклонениям параметров теплоносителя в результате нарушений в подаче тепловой энергии.

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 [Р], коэффициенту готовности [Кг], живучести [Ж]».

4. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КАЖДОГО ИСТОЧНИКА КОМБИНИРОВАННОЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ И ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ

4.1 СГРЭС-1–ПКТС-Город

4.1.1 Этап 1. Оценка существующего положения

Оценка существующего положения с точки зрения надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого теплоисточника представлена в части 9 Главы 1.

По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,136712 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,868437 при нормативе 0,97.

По существующему положению расчётные показатели надежности ниже нормативных значений. Кроме того, потребители рассматриваемой системы теплоснабжения не имеют многократное резервирование тепловой нагрузки. По факту недоотпуск тепловой энергии потребителям минимален, что обусловлено оперативностью переключений на тепловых сетях, во избежание снижения качества оказываемой услуги теплоснабжения. Также расчётные показатели вероятности отказа ниже нормативного $k \geq 0,1$, но целом система не является надёжной из-за высокого числа порывов на ней.

Все потребители с расчётными показателями вероятности безотказной работы ниже нормы приведены в приложении 12А.

4.1.2 Этап 2. Оценка надежности на перспективу без учета реализации мероприятий

Рассматриваемая система теплоснабжения имеет развитую теплосетевую структуру. Поддержание фактических показателей надежности на текущем уровне невозможно без перекладки малонадежных участков, т.к. в соответствии с распределением Вейбулла ежегодно надежность будет ухудшаться. Целесообразно оценить надежность теплоснабжения с учетом перекладок наименее надежных теплопроводов, т.е. на следующем этапе.

4.1.3 Этап 3. Оценка надежности на перспективу с учетом перекладки тепловых сетей

По результатам анализа статистики отказов тепловых сетей выявлены наименее надежные участки тепловых сетей, на которых происходили отказы. Перечень таких участков представлен в таблице ниже.

Моделирование надежности на перспективу производится с учетом следующих условий:

Будет произведена перекладка (капитальный ремонт) ненадежных участков. Согласно распределению Вейбулла, участки со сроком службы $3 \div 17$ лет имеют наименьшую интенсивность отказов;

По всем участкам, на которых не происходило аварийных инцидентов, в качестве базовой задается нормативная интенсивность отказов, равная $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч), по следующим причинам:

каким бы надежным не был участок по существующему положению, на перспективу должна предусматриваться вероятность возникновения отказа по каждому участку;

перекладка ненадежных участков позволит свести вероятность возникновения отказа в системе теплоснабжения до минимального уровня.

Таблица 4.1 – Характеристики участков тепловых сетей, рекомендуемые к перекладке (капитальному ремонту), в связи с высокой интенсивностью отказов СГРЭС-1-ПКТС

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
ТК-49-27 (ТК-21)		90,84	0,15	0,15		1	1	4	1,159	3,83	17590
Ввод/вывод, Игоря Киртбая, 21/1	Ввод/вывод, Игоря Киртбая, 21/2	47,48	0,15	0,15		1	1	4	0,162	4,75	17594
ТК-49-20 (УТ-2)	ТК-49-23 (ТК-5)	73	0,2	0,2	1998	3	1	1		5,08	17601
ТК-49-23 (ТК-5)	Ввод/вывод, Игоря Киртбая, 19/1	11,14	0,07	0,07	2002	3	1	1			17626
1ТК45	ЦТП-95	131,65	0,3	0,3		3	1	1		0,42	17675
(ТК 33) ТК-30-6	Ввод/вывод, Игоря Киртбая, 5/1	23,28	0,05	0,05		1	1	1			17676
ТК-49-28 (УТ-3)	Ввод/вывод, Флегонта Показаньева, 10	18,82	0,08	0,08		1	1	4	0,481	4	17684
1ТК 21	1ТК 23	474,09	0,51	0,51		3	2	1			17701
УТ3	Ввод/вывод, Губкина, 1	38	0,1	0,1	2002	3	2	4	0,931	31,25	17703
УТ3	Ввод/вывод, Губкина, 1/1	97,24	0,05	0,05		1	1	1			17704
1ТК 24	Ввод/вывод, Набережный проспект, 76/1	8,29	0,08	0,08		1	1	1			17713
УТ2	УТ4	129,33	0,08	0,08		1	3	4	0,464	10,17	17726
ТК-49-22 (УТ-5)	Ввод/вывод, Флегонта Показаньева, 6	15	0,05	0,05	2000	3	1	1			17742
1ТК 23	1ТК 23А	142,1	0,257	0,257		3	1	4	4,891	27,75	17759
ТК-30-2 (ТК-2)	Ввод/вывод, Ленина проспект, 75/2	37,57	0,05	0,05		1	1	4	0,2559	5	17780
ТК-30-4 (ТК-2)	ТК	57,64	0,15	0,15		1	2	4	1,783	5,58	17845
1ТК20	н.о.	142,2	0,51	0,51	2012	3	1	1			17859
Ввод/Вывод, Профсоюз, 14/1	Ввод/Вывод, Профсоюз, 14	10,37	0,15	0,15		1	1	4			17893
(ТК5) ТК-5-2	Ввод/вывод, Энтузиастов, 61	12,95	0,15	0,15	2014	3	1	4	3,2145	9,92	17919
УТ7	Ввод/вывод, Губкина, 1	42,23	0,08	0,08		1	1	1		0,83	17984
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 69	6,19	0,15	0,15		1	1	1			17988
Ввод/вывод, Ленина проспект, 61	Ввод/вывод, Ленина проспект, 59	31	0,1	0,1	2020	1	1	4	0,7812	4,83	18008
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 67/1	9	0,05	0,05	2002	3	1	4			18022

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
	Жилой дом	36	0,065	0,065		4	1	1			18035
Ввод/Вывод, Чехова, 5/1	Ввод/Вывод, Чехова, 7	43,77	0,15	0,15		3	4	4			18036
ТК	Ввод/Вывод, Чехова, 5	30,85	0,15	0,15		3	2	4			18038
ТК-24-5 (УТ-11)	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 66/1	25,98	0,15	0,15		3	3	4	2,3271	4,42	18041
ТК	Ввод/Вывод, Чехова, 1	128,43	0,07	0,07	2001	3	1	1			18056
ТК-26-7 (ТК-7)	Ввод/Вывод, Чехова, 6/1	94,86	0,08	0,08		1	1	1		4	18058
Ввод/Вывод, Чехова, 8	Жилой дом	8	0,07	0,07	1994	4	1	4	0,488	9,58	18105
		7,36	0,065	0,065		4	2	4			18121
УТ-1	Ввод/Вывод, Чехова, 12	86,17	0,15	0,15		1	1	4	1,302	5,33	18157
1ТК19	1ТК39	589,7	0,7	0,7	2009	3	1	1			18164
Ввод/Вывод, Чехова, 5		6,62	0,15	0,15		4	2	4			18187
ТК-26-4 (ТК-4)	Ввод/Вывод, Чехова, 4/1	17,71	0,1	0,1	2004	3	1	1		1,42	18188
	2ТК13	183	0,273	0,273	1999	3	1	1		10,17	18280
2ТК13А		8,48	0,15	0,15		1	1	1			18282
2ТК27	2ТК28	141	0,325	0,325	2019	3	4	4	1,017	2,67	18361
ТК-38-18 (ТК-18)	Ввод/Вывод, Профсоюзоз, 26	64,74	0,08	0,08		3	2	1		2,25	18376
Ввод/Вывод, ЦТП- 31	Ввод/Вывод, Лермонтова, 13	88,07	0,08	0,08		3	1	1		2,75	18379
Ввод/Вывод, Лермонтова, 11/4	Ввод/Вывод, Лермонтова, 11/3	32	0,07	0,07	2005	3	1	4			18383
ТК-32-2 (УТ-2)	Ввод/Вывод, Мира проспект, 9	70,66	0,15	0,15		3	1	4	2,859	1,83	18385
(УТ6) ТК-32-6	Жилой дом	26,22	0,065	0,065		3	1	4			18388
2ТК-22	2ТК-24	404,27	0,53	0,53	2017	3	1	4	2,852	3,58	18399
Ввод/Вывод, Чехова, 14/3		103,57	0,1	0,1	1993	4	1	1			18406
ТК-31-16 (ТК-16)	Ввод/Вывод, Профсоюзоз, 24	13,09	0,08	0,08		1	1	4	0,625	6,92	18425
ТК-31-13 (ТК-13)	Ввод/Вывод, Профсоюзоз, 18/1	36	0,15	0,15	2012	3	1	4			18448

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
TK-31-19 (TK-19)	Ввод/Вывод, Профсоюзоз, 22	21,97	0,08	0,08		3	1	1			18450
TK-31-17 (TK-17)	Ввод/Вывод, Профсоюзоз, 28	33	0,1	0,1	2020	1	1	1			18452
TK-31-10A (TK10A)	Ввод/Вывод, Лермонтова, 11	58	0,1	0,1	1988	3	1	4	0,013	2,17	18459
TK-31-12 (TK-12)	Ввод/Вывод, Лермонтова, 11/4	28	0,08	0,08	2004	3	1	4	0,324	1,5	18464
Ввод/Вывод, Мира проспект, 9	Ввод/Вывод, Мира проспект, 9/1	25,13	0,065	0,065		3	1	4	1,256	2,5	18466
(УТ7) TK-32-7	Жилой дом	26,25	0,065	0,065		3	2	1			18468
	Ввод/Вывод, Профсоюзоз, 32	34,02	0,08	0,08	1998	4	2	4			18486
TK-19-7 (TK-7)	Ввод/Вывод, Писателей бульвар, 21	20	0,08	0,08	1988	3	1	1			18494
TK-19-6 (TK-6)	Ввод/Вывод, Профсоюзоз, 42	127,6	0,08	0,08	2016	3	2	4	0,585	11	18512
TK-23-2 (TK-3)	Ввод/Вывод, Лермонтова, 12	299,86	0,1	0,1	2014	3	1	4	1,123	3,5	18570
TK-18-10 (TK-10)	Ввод/Вывод, Лермонтова, 6	172	0,15	0,15	1986	3	2	4	1,779	3,08	18577
Ввод/Вывод, Островского, 21		66	0,08	0,08	1986	4	1	4	0,395	1,58	18588
2TK9	2TK12	11,53	0,25	0,25		3	1	1			18612
2TK12	т.А	302,8	0,273	0,273	2019	3	1	4			18613
2TK9	Ввод/вывод, ЦТП-20	204,87	0,219	0,219		3	1	4	6,427	5,5	18614
Ввод/вывод, ЦТП-20	TK-20-1 (УТ1)	78,29	0,15	0,15		1	1	1			18622
TK-14-23 (TK24)	Ввод/Вывод, Островского, 30	69,4	0,1	0,1	2008	3	3	4	0,943	6,33	18673
TK-14-22 (TK22)	Ввод/Вывод, Островского, 38	5	0,08	0,08	2008	3	1	1		1,33	18678
Ввод/Вывод, Островского, 29	Ввод/Вывод, Островского, 17	64	0,08	0,08	2001	3	2	4			18712
TK-20-1 (УТ1)	TK-20-2 (УТ2)	101,51	0,15	0,15		1	1	1			18717
TK-20-2 (УТ2)	Ввод/вывод, Профсоюзоз, 37	38,83	0,1	0,1		1	1	1			18718
TK-20-1 (УТ1)	Ввод/вывод, Профсоюзоз, 29/1	34,41	0,1	0,1		1	1	4	0,107	7,92	18719

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
TK-13-25 (TK-25)	TK	25,98	0,08	0,08		3	1	4			18725
		30	0,08	0,08	1984	4	1	1			18737
2TK4	ЦТП-14	109,74	0,219	0,219	2007	3	2	1			18750
	TK 48-10	99,98	0,15	0,15		1	1	4	0,7283	6,42	18783
	Ввод/Вывод, Технологическая, 9	68	0,15	0,15		1	1	4	0,887	3,17	19101
	БТП (Госснаб)	88,5	0,15	0,15		1	1	4	0,0437	4,83	19236
(TK-5) TK-1-5	Ввод/вывод, Набережный проспект, 70	34,1	0,08	0,08	2012	3	1	4	1,102	3,67	20032
Ввод/вывод, Набережный проспект, 72	Ввод/вывод, Набережный проспект, 74	90	0,08	0,08	1998	1	1	4	0,2921	5,33	20033
Ввод/вывод, Набережный проспект, 76	TK-1-6 (TK-6)	12	0,15	0,15	2003	3	1	4	1,1179	4	20062
TK-1-6 (TK-6)		57	0,08	0,08	2013	1	1	1			20102
(TK4) TK-5-4	Ввод/вывод, Губкина, 9	13,71	0,08	0,08	2014	3	1	4	0,196	2,67	20393
TK-16-5 (УТ5)		114	0,07	0,07	1987	3	1	1		5,67	20440
2 TK6 (TK33-2)	TK8 (TK33-3)	90,81	0,15	0,15		3	2	4	2,628	13,33	20498
	Магистральная, 34	4,6	0,08	0,08		4	1	1			20717
2TK17	2TK17A	169,5	0,273	0,273	2004	3	1	1			20789
	Ввод/вывод, Дзержинского, 2/1	3,32	0,15	0,15	2015	4	1	4	2,4945	4,5	21130
Ввод/вывод, Дзержинского, 4	Ввод/вывод, Дзержинского, 6	63	0,15	0,15	2015	3	5	4	1,5269	2,17	21133
	Жилой дом	6,03	0,08	0,08		4	1	4	0,4767	6,08	21157
	Жилой дом	6,6	0,08	0,08		4	2	4	0,4909	13,66	21159
Ввод/вывод, Дзержинского, 7/1		9,38	0,08	0,08		4	1	1			21201
Ввод/вывод, Дзержинского, 4	Ввод/вывод, Дзержинского, 4/1	125	0,07	0,07	2015	3	1	4	0,4909	2,92	21213
Ввод/вывод, Дзержинского, 6		8	0,15	0,15	1992	4	1	1		1,5	21224
Ввод/вывод, Дзержинского, 13/1	Ввод/вывод, Майская, 24	79,79	0,1	0,1		3	1	4			21292
Ввод/Вывод, Бажова, 19	Ввод/Вывод, Мира проспект, 8	12,1	0,1	0,1		3	1	4	1,452	2,5	21362

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, Лермонтова, 1/1	Ввод/Вывод, Мира проспект, 13	17,64	0,15	0,15		1	1	4	4,277	2,75	21373
	Ввод/Вывод, Мира проспект, 13	1,33	0,1	0,1		4	2	4	1,882	13	21374
Ввод/Вывод, Мира проспект, 11	Ввод/Вывод, Мира проспект, 7	40,26	0,15	0,15		1	1	4	2,067	2,5	21376
Ввод/Вывод, Мира проспект, 11	Ввод/Вывод, Мира проспект, 7/3	40,55	0,08	0,08		1	1	4	0,491	24,83	21377
(УТЗ) ТК-32-3	Жилой дом	29,58	0,065	0,065		3	1	4	0,5042	3,08	21381
	обувной салон "Пара"	13,23	0,05	0,05		4	1	1			21406
		10	0,1	0,1		4	1	4	1,156	2,42	21417
Ввод/Вывод, Лермонтова, 2	Ввод/Вывод, Лермонтова, 4	72,2	0,08	0,08	1997	3	1			5,08	21429
ТК-18-12 (ТК-12)	Ввод/Вывод, Мира проспект, 19	213	0,15	0,15	2000	3	2	4	2,3451	5,83	21430
Ввод/Вывод, Лермонтова, 4		62,5	0,07	0,07	1987	4	1	1		1,58	21438
ТК-9-3 (ТК3)	Ввод/Вывод, Мира проспект, 14	77,8	0,08	0,08	2005	3	1	1		6	21459
1ТК5	1ТК8	241,4	0,72	0,72	2001	3	1	1		142,5	21470
ТК-18-10 (ТК-10)	Ввод/Вывод, Лермонтова, 6/3	12	0,1	0,1	1986	3	1	4	0,331	3,17	21482
ТК-17-4 (ТК-4)		12,6	0,07	0,07	2014	3	1	4	0,752	2,17	21498
ТК-18-8 (ТК-8)		115	0,15	0,15	2010	3	1	4	4,5467	2,75	21509
Ввод/Вывод, Лермонтова, 4/2		85	0,05	0,05	1987	4	1	4	0,737	2,17	21518
Ввод/Вывод, Островского, 9		17	0,08	0,08	1986	4	1	1		2,92	21535
ТК-9-5 (ТК5)	Ввод/Вывод, Мира проспект, 16	98	0,1	0,1	2002	3	3	4	0,4767	2,75	21566
ТК-7-5 (ТК5)	Ввод/Вывод, Бахилова, 2А	10	0,1	0,1	1999	3	1	4	1,1934	5	21587
ТК-7-5 (ТК5)	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 38	165,2	0,15	0,15	1999	3	1	4	1,9739	5,5	21588
ТК-33-1А (ТК33)	Ввод/Вывод, Бажова, 22	8,69	0,05	0,05		3	1	4	0,226	6	21601
ТК-33-1А (ТК33)	Ввод/Вывод, Бажова, 20	37,95	0,08	0,08		3	2	4	0,226	3,42	21602

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
2ТК19	ЦТП-34	72,13	0,219	0,219	2007	2	1	4			21606
Ввод/Вывод, Бажова, 17		149,8	0,08	0,08	1993	4	1	1		1,75	21653
Ввод/Вывод, Бажова, 15	Ввод/Вывод, Бажова, 13	65,4	0,2	0,2	1997	3	3	4	4,9366	6,75	21664
Ввод/Вывод, ЦТП- 9	Ввод/Вывод, Бажова, 15	40,2	0,2	0,2	1997	3	2	4			21665
		21	0,2	0,15	1999	3	1	4	0,044	2,67	21669
Ввод/Вывод, Островского, 4	Ввод/Вывод, Островского, 6	20,5	0,15	0,15		1	1	1			21727
Ввод/Вывод, Бажова, 13	Ввод/Вывод, Бажова, 13	5,04	0,07	0,07	1997	4	2	4			21765
Ввод/Вывод, Островского, 4		63,11	0,15	0,15		4	1	1			21768
Ввод/Вывод, Бажова, 5	Ввод/Вывод, Бажова, 1	42	0,15	0,15	1997	3	3	4	0,656	8,42	21794
ТК-9-4 (ТК4)	Ввод/Вывод, Бажова, 7	31	0,07	0,07	1997	3	1	4			21795
Ввод/Вывод, Островского, 3	Ввод/Вывод, Бажова, 2В	15	0,1	0,1	2015	3	1	4	0,452	3,08	21800
Ввод/Вывод, Бажова, 8	Ввод/Вывод, Бажова, 6	16	0,08	0,08	2020	3	1	1		3,83	21801
Ввод/Вывод, Бажова, 6	Ввод/Вывод, Бажова, 4	16	0,07	0,07	2020	3	1	1		1,75	21802
		72,44	0,15	0,15	1992	4	2	4	0,328	3,92	21830
ТК-13-1 (ТК-1)	Ввод/Вывод, Островского, 18	18	0,1	0,1	2017	3	2	4	1,099	11	21844
ТК-13-4 (ТК-4)	ТК-13-5 (ТК-5)	99	0,15	0,15	2007	3	1	1			21847
Ввод/Вывод, Пушкина, 13	Общественное, МБДОУ детский сад комбинированного вида №56 "Искорка"	60	0,07	0,07		4	1	4	0,293	1,75	21879
ТК-12-7 (ТК-7)	Ввод/Вывод, Пушкина, 7	23	0,15	0,15	2009	3	1	4	0,846	4,25	21920
ТК-13-5 (ТК-5)	Ввод/Вывод, Островского, 26	35	0,1	0,1	2002	3	1	1		2,83	21929
Ввод/Вывод, Пушкина, 15	Ввод/Вывод, Пушкина, 13	101	0,08	0,08	2015	3	1	1			21932
Ввод/Вывод, Пушкина, 7	Ввод/Вывод, Пушкина, 7	95	0,15	0,15	1983	4	4	4	1,635	5,67	21939

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
TK45-14	Ввод/Вывод, Маяковского, 49	50,68	0,08	0,08		3	1	4	0,519	3	21976
TK45-4	TK45-6	24,99	0,2	0,2		3	1	1			21978
TK45-7	TK45-9	80,06	0,2	0,2		3	1	1			21988
2TK3	2TK4	347	0,325	0,325		3	1	1			22061
TK-37-1 (TK37-2-1)	Ввод/Вывод, Студенческая, 14/1	105,59	0,08	0,08		3	1	4			22095
	Ввод/Вывод, Студенческая, 7	10,82	0,08	0,08		4	2	4	0,81	3,17	22097
Ввод/Вывод, Мира проспект, 32/2	Ввод/Вывод, Мира проспект, 32/1	15,81	0,065	0,065		3	2	4	0,248	2,5	22099
TK-40-1 (TK-13)	Ввод/Вывод, Мира проспект, 26А	29,89	0,08	0,08		3	1	1			22101
	Ввод/Вывод, Студенческая, 13	17,06	0,05	0,05		4	1	4			22160
		57,69	0,1	0,1		4	1	4	0,328	13,57	22195
	Ввод/Вывод, Мира проспект, 32/2	24,18	0,065	0,065		4	1	1			22233
	Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 4	2,54	0,1	0,1		4	1	4	1,2952	2,08	22267
TK-75-1 (УТ-1)	Ввод/Вывод, Мира проспект, 34А	20	0,15	0,15	2003	3	1	4	1,7482	3,33	22285
TK-75-1 (УТ-1)	Ввод/Вывод, Мира проспект, 32	29,92	0,2	0,2	2014	3	1	4			22364
TK-36-5 (УТ5)	Ввод/вывод, Дзержинского, 9/2	14,65	0,065	0,065		3	1	1			22388
TK-36-5 (УТ5)	Ввод/вывод, Дзержинского, 9/2	14,65	0,065	0,065		3	1	1			22388
	TK-22-2 (УТ-2)	49	0,15	0,15	1999	3	1	4	0,8721	2,83	22401
(УТ7) TK-8-7	Ввод/вывод, Ленина проспект, 39	43,9	0,07	0,07	2020	3	3	4	0,5297	2,25	22403
(УТ7) TK-8-7	Ввод/вывод, Ленина проспект, 39/1	84	0,07	0,07	1996	3	2	4	0,4116	2,5	22406
TK-36-3 (УТ3)	Ввод/вывод, Декабристов, 12/1	53,87	0,15	0,15		1	1	1			22441
Ввод/вывод, Ленина проспект, 39/1		22	0,07	0,07	1991	4	1	1			22451

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
ТК-8-1 (УТ-1)	ТК-8-2 (УТ-2)	79,8	0,15	0,15	2020	3	1	4			22480
Ввод/вывод, Дзержинского, 3Б	Ввод/вывод, Дзержинского, 1	19,9	0,1	0,1		3	2	1		6,75	22485
ТК-35-3 (ТК11)	Ввод/вывод, Дзержинского, 3А	22,3	0,08	0,08		1	1	4			22490
ТК-35 (УТ12)	Ввод/вывод, Дзержинского, 3/3	16,93	0,08	0,08		3	1	1			22492
	Ввод/вывод, Декабристов, 9	67	0,07	0,07	1997	3	4	4	0,496	10,33	22497
	Ввод/вывод, Декабристов, 9	67	0,07	0,07	1997	3	4	4	0,496	10,33	22497
ТК-8-2 (УТ-2)	Ввод/вывод, Декабристов, 5/1	39,42	0,1	0,1		3	1			6,08	22500
ТК-8-2 (УТ-2)	ТК-8-3 (УТ-3)	64,6	0,15	0,15	2020	3	1	4	0,535	2,92	22507
1ТК35А	1ТК35Б (УТ-3)	66,75	0,7	0,7	1979	2	2	1			22511
ТК-35-2 (ТК12)	Ввод/вывод, Дзержинского, 3Б	14,47	0,1	0,1		3	2	4	0,014	3,5	22568
Ввод/Вывод, Ленина проспект, 36	Ввод/Вывод, Островского, 4	58,71	0,2	0,2		3	1	4	2,974	2,83	22667
Ввод/вывод, Майская, 6	Ввод/вывод, Майская, 4	28	0,15	0,15	2020	2	1	1		1,5	22668
ТК-70-6	Ввод/Вывод, Энергетиков, 55	10,89	0,08	0,08		1	1	4	0,267	6,5	22702
ТК-22-3 (УТ-3)	Ввод/вывод, Декабристов, 15	44	0,07	0,07	1999	3	1	4			22711
ТК-70-1	ТК-70-1 (ТК70-2)	19,18	0,25	0,25		1	1	4	1,263	2,92	22725
ТК-70-2 (ТК70-3)	Ввод/Вывод, Майская, 5	22	0,2	0,2	2005	3	1	4	0,7733	2,58	22727
		50,13	0,108	0,108	2008	4	1	1		4,83	22757
ТК-70-1 (ТК70-2)	Ввод/Вывод, Майская, 3	36,56	0,2	0,2		1	1	4	0,448	2,42	22764
УТ1	Ввод/Вывод, ЦТП-71	234,68	0,273	0,273	2013	3	1	4	3,925	5	22809
ТК-76-2 (ТК9)	Ввод/вывод, Свободы бульвар, 4	15	0,08	0,08		3	3	4	5,091	7,67	22866
3ТК7	3ТК8	176,2	0,53	0,53	2006	3	1	4			22877
ТК-2-6А (ТК-18)	Ввод/вывод, Дружбы проезд, 3	39,33	0,065	0,065	1999	1	1	1			22920

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
ТК-2-6В (ТК-20)	Ввод/Вывод, Дружбы проезд, 5	14	0,1	0,1	2002	3	1	4	0,465	2,75	22924
ТК-2-6Д (ТК-20А)	Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 11	20	0,08	0,08	2013	3	1	1		4,33	22930
	Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 9	3,4	0,15	0,15	1990	4	2	4	2,2185	4,67	22931
	Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 9	5,49	0,2	0,2	1990	4	1	4	3,5031	4,92	22944
ТК-2-3Е (ТК-35)		22,86	0,08	0,08	2014	3	7	4	0,2558	46,01	22969
ТК-2-3Ф (ТК-27)	МБВ(с)ОУО(с)ОШ №1	15,44	0,05	0,05		1	1	1			23015
ТК-42-1 (ТК-30)	ПГ	90,15	0,15	0,15		3	1	4	0,359	6,5	23064
Ввод/Вывод, ЦТП-42	ТК	19,32	0,1	0,1		1	1	4			23097
ТК-11 ПГ	ТК-12	60	0,15	0,15	1994	3	1	1		6	23126
ТК-10	ТК-11 ПГ	23,28	0,1	0,1		1	5	4	0,9825	44,26	23129
ТК-85-8 (УТ-7)	ТК-85-9 (УТ-8)	54	0,065	0,065		3	1	1		2,42	23139
ТК-85-8 (УТ-7)	ТК	11,61	0,05	0,05		1	1	1		5	23142
ТК-85-7 (УТ-6)	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 20	14	0,05	0,05		3	1	1			23145
ТК-85-6 (УТ-5)	ТК-85-7 (УТ-6)	24	0,08	0,08		3	1	4	0,56	5,08	23146
ТК-85-4 (УТ-3)		44,17	0,1	0,1		1	2	1			23154
	Ввод/Вывод, Рабочая, 31/1	6,99	0,05	0,05		1	5	4		3	23157
ТК-2-6 (ТК6)	Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 5	21,92	0,15	0,15	2013	3	1	1			23172
ИТП Ленина, 26		8,76	0,1	0,1		1	1	4	0,544	7,25	23180
ТК-85-3 (ТК-2)	Ввод/Вывод, Рабочая, 31	11	0,1	0,1		2	1			5,5	23207
ТК-85-1 (ТК-24)	Ввод/Вывод, Рабочая, 31а	15,74	0,08	0,08		1	1	4	0,5703	2,67	23208
ТК-85-1Д (ТК-27)	Ввод/Вывод, Рабочая, 41	8,98	0,065	0,065		1	2	4	0,2068	10,42	23220
ТК-2-5А (ТК-51)	ТК-2-5В (ТК-48)	78	0,15	0,15	2015	3	5	4	0,3671	21,16	23228
ТК-2-5Б (ТК-51а)	АБК, офис «МТС»	35,71	0,065	0,065		1	3	4	0,112	25,08	23232
ТК-2-3Ш (ТК-37)	Ввод/вывод, Сибирская, 26	56,72	0,08	0,08		1	2	4	0,3812	10,25	23248

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
	Ввод/вывод, Парковая, 19/1	5,14	0,05	0,05	2014	3	1	4	0,0965	4,83	23249
	Ввод/Вывод, Юности, 17/1	20,7	0,05	0,05		1	1	4	0,0815	5,33	23255
ТК-2-3Е (ТК-35)		35	0,08	0,08	2014	3	9	4	0,2353	27,24	23256
ТК-2-3Ц (ТК-33)	Общественное, Сургутский психоневрологическ ий диспансер	42,6	0,1	0,1		1	1	4	0,0085	23,5	23261
ТК-2-3А (ТК-34)	ТК-2-3Б (ТК-31)	168,08	0,15	0,15	2014	3	2	4	0,0578	13,67	23263
ТК-2-3К (ТК-38)		5,51	0,08	0,08	2014	3	3	4	0,1592	13,58	23268
ТК-2-3Б (ТК-31)		29,26	0,15	0,15	2014	3	4	4	0,5079	27,5	23276
ТК-2-3Б (ТК-31)	ТК-2-3В (ТК-30)	180	0,2	0,2	2014	3	2	4	0,9823	9,5	23277
ТК-2-30Г	Общественное, Районный суд	75,05	0,08	0,08		1	1	4	0,085	2,1	23284
ТК-2-3Р (ТК2-30Е)	ТК-2-3С	25,05	0,05	0,05		1	1	1			23288
ТК-2-3П (ТК2-30Д)	ТК-2-3Р (ТК2-30Е)	20,19	0,05	0,05		1	1	4	0,0783	3,17	23289
ТК-2-3В (ТК-30)	ТК-2-3Н (ТК2-30Б)	178,83	0,065	0,065		1	1	1			23292
3ТК28 (УТ-3)	ТК	103,41	0,25	0,25		1	1	1			23298
3ТК28 (УТ-3)	3ТК27 (УТ-2)	215,55	0,63	0,63		3	1	1			23301
ТК-2-3В (ТК-30)	ТК-29	29,03	0,2	0,2		1	1	4	2,0918	6,42	23304
ТК-29		14,28	0,08	0,08	2014	1	1	4	0,7896	6,75	23305
УТ-1	ТК-2-5Б (ТК-51а)	31,68	0,065	0,065		1	5	4	0,5693	20,75	23306
	Ввод/вывод, Сибирская, 18	9,33	0,05	0,05		1	1	4	0,04	4,17	23308
ТК-71-3 (ТК2-1*)	Ввод/Вывод, Республики, 84	19,24	0,2	0,2		1	1	4			23411
3ТК25	3ТК26	67,75	0,325	0,325		3	1	4			23792
Ввод/Вывод, Рабочая, 31А	Ввод/Вывод, Университетская, 3	18,47	0,15	0,15		1	1	1		2,17	23812
ЦТП-38	РД ЦТП-38	6,94	0,25	0,25		4	1	4	1,981	3,42	24185
8ТК2	8ТК3	207,9	0,426	0,426	2003	3	1	1			24195
		25,36	0,032	0,032		4	1	4			24218
ТК-38-1-6 (УТ-16)		93,14	0,15	0,15		1	1	4	1,5	3,5	24226
ТК-38-1-6 (УТ-16)	Ввод/Вывод, Маяковского, 34А	31,75	0,1	0,1		1	1	4	0,444	4,58	24232

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
8ТК3А	8ТК4	108,2	0,273	0,273	2010	3	1	4			24237
8ТК3	8ТК6	339,4	0,426	0,426	2003	3	1	1			24238
	Ввод/Вывод, Быстринская, 6	22,11	0,15	0,15		1	1	4			24247
ТК43-8	Ввод/Вывод, Быстринская, 18/3	4,35	0,08	0,08		1	1	4			24286
ТК43-7	ТК43-8	121,32	0,1	0,1		1	1	4			24287
8ТК10	КРП №2	106,9	0,325	0,325		3	2	4			24289
ТК-6 (УТ-6)	ТК-7 (УТ-7)	109,68	0,2	0,2	2003	1	2	1		4,5	24336
ТК-7 (УТ-7)	ТК-8 (УТ-7-А)	40,2	0,1	0,1	2004	1	1	4	0,272	3,42	24341
ТК-8 (УТ-7-А)	Ввод/Вывод, Мира проспект, 55/2	36,2	0,08	0,08	2006	1	1	4	0,173	3,92	24342
ТК-41-1 (ТК-1)	ТК-2	69,45	0,15	0,15		3	1	4	0,436	10,25	24353
ТК-41-1А (ТК-6)	Ввод/вывод, Маяковского, 12А	8	0,05	0,05		1	1	1		2,92	24355
ПГ-6	Ввод/вывод, Мира проспект, 44	67,15	0,065	0,065	2020	1	2	4	0,091	22,05	24359
УТ-1	Ввод/Вывод, Мира проспект, 49	17,68	0,08	0,08		1	1				24371
ТК-39-8 (УТ-8)	УТ-1	70,16	0,15	0,15		1	3	4			24372
Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 37/2	Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 37/4	49,16	0,05	0,05		1	1	1			24387
ТК43-7	Ввод/Вывод, Быстринская, 18/1	6,39	0,08	0,08		1	1	1			24430
	Жилой дом	8,11	0,05	0,05		4	1	4	0,195	3,08	24445
9ТК-1В (Ут 9)	Ввод/вывод, ЦТП-98	176,2	0,219	0,219		3	2	4	2,5973	5	24477
ТК-79-1 (ТК)	ТК-79-2 (ТК)	78,9	0,15	0,15		1	1	4			24482
	Жилой дом	6,85	0,05	0,05		4	1	4	0,3708	6	24510
Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 56/1	Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 54	38,07	0,1	0,1	2007	3	2	4	1,677	6,42	24534
Ввод/Вывод, Быстринская, 20А	Жилой дом	23,57	0,1	0,1		4	1	4	0,518	8,25	24540
ТК-50-5 (ТК50-4)	Ввод/Вывод, Быстринская, 22	4,1	0,125	0,125	1996	3	1	1			24548
ТК	Жилой дом	67	0,05	0,05		3	3	4	0,183	6,83	24551
ТК	Жилой дом	67	0,05	0,05		3	3	4	0,183	6,83	24551

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
ТК-98-3 (УТ-8)	Жилой дом с административными помещениями	90,65	0,065	0,065		1	1	1			24553
ТК-98-1 (УТ-6)	Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 39	111,61	0,15	0,15		1	2	1		4,5	24559
ТК-43-1А (ТК-43- 9)	Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 37/2	11,17	0,15	0,15		1	1	1			24569
ТК 43-5	Жилой дом	38	0,076	0,076		1	1	1		3,17	24574
9ТК1Д	9ТК1Е	316,5	0,273	0,273	2009	3	1	4			24578
ТК-79-4 (ТК)	Ввод/вывод, Иосифа Каролинского, 13	11,55	0,1	0,1		1	1	1		6	24585
ТК-79-3 (ТК)	Ввод/вывод, Иосифа Каролинского, 15	17,12	0,08	0,08		3	2	4	0,226	3,25	24599
7ТК4-Б		37,9	0,1	0,1		1	1	4			24609
7ТК2	7ТК3	73,6	0,325	0,325	2004	2	1	4			24629
7ТК3	Ввод/вывод, 30 лет Победы, 17	26,48	0,159	0,159		1	2	4	0,532	3,08	24636
7ТК4	7ТК-4А	72,3	0,273	0,273	2013	3	2	4	9,617	12,17	24639
7ТК-5	Уз.	87	0,159	0,159		1	2	4	2,3398	3,58	24640
ТК-64-2 (ТК-13-4")	ТК-64-3 (УТ-1)	49,6	0,2	0,2		1	1	1			24666
ТК-64-6 (УТ-4)	Ввод/Вывод, Университетская, 27	43,38	0,08	0,08		1	2	4	0,61	22	24670
ТК-64-3 (УТ-1)	тК-64-4 (УТ-2)	156,21	0,15	0,15		1	1	4	2,693	3,08	24672
ТК-64-2 (ТК-13-4")	Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 44/4	5,78	0,08	0,08		1	1	4	0,514	2,67	24702
ТК-64-6 (УТ-4)	ТК-64-7 (УЗ-4)	27	0,15	0,15		1	1	1			24709
ТК-64-6 (УТ-4)	ТК-64-7 (УЗ-4)	27	0,15	0,15		1	1	1			24709
ТК-64-7 (УЗ-4)	Ввод/Вывод, Университетская, 23	54,85	0,1	0,1		1	2	4	0,3767	12,17	24710
ТК-78-1 (УТ-6)	Ввод/Вывод, Пролетарский проспект, 1	51,95	0,1	0,1	2008	3	2	4		1,67	24757
	Жилой дом	4,99	0,05	0,05		4	1	1		2,3	24778
		2,25	0,05	0,05		4	1	4			24787
	Ввод/Вывод, Быстринская, 22	10,09	0,08	0,08		4	1	4	0,368	2,42	41084
	Жилой дом	74,56	0,05	0,05		4	1	1		2,3	41115

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
		37,79	0,08	0,08		4	3	4	1,292	5,5	41124
		33,72	0,15	0,15		4	1	4	3,0594	3	41529
		63,48	0,08	0,08		4	2	4	1,7482	2,25	41540
	Жилой дом	29,13	0,05	0,05		4	1	4	1,2952	2,08	41543
	Жилой дом	48,78	0,1	0,1	1990	4	2	4	0,3417	4,33	41578
		38,66	0,2	0,2		4	1	4	5,4093	2,25	41582
		42,37	0,05	0,05	2014	3	2	4	0,1592	7,75	41627
		6,79	0,05	0,05	2015	3	1	4	0,0994	6,5	41630
ТК	ТК	49,34	0,1	0,1		1	1	1			42459
ТК	ТК	49,34	0,1	0,1		1	1	1			42459
ТК-2-3Н (ТК2-30Б)	ТК2-30В	5,71	0,05	0,05		1	4	4	0,1647	5,33	42711
		31,66	0,1	0,1		4	1	1			42980
	Жилой дом	56,03	0,05	0,05		4	1	1			43010
ТК-8-1 (УТ-1)	Ввод/вывод, Майская, 8	38	0,15	0,15	2005	3	1	4			43038
Ввод/вывод, Майская, 8		15	0,15	0,15	1996	4	1	1			43069
	Ввод/вывод, Декабристов, 7/1	96	0,15	0,15	1996	4	1	4	0,4871	4,08	43071
Ввод/вывод, Ленина проспект, 29	Ввод/вывод, Свободы бульвар, 12	17,49	0,1	0,1		1	2	4	0,951	2,08	43081
		33,48	0,08	0,08		4	1	1			43164
		33,96	0,08	0,08		4	1	1		0,67	43190
Ввод/вывод, Свободы бульвар, 12		19,06	0,1	0,1		4	1	1			43192
Ввод/вывод, Свободы бульвар, 4		11,53	0,08	0,08		4	1	1		2,17	44799
ТК-16-1 (УТ1)	Ввод/вывод, Магистральная, 32	44,55	0,1	0,1	2008	3	1	4	0,436	2,17	46500
(ТК1) ТК-5-1	Ввод/вывод, Губкина, 3	34,24	0,08	0,08	2011	3	1	1		2,67	46528
		70	0,07	0,07	1991	4	1	1		1	46574
		57	0,07	0,07	1976	4	1	1			46601
ТК-24-3 (УТ-12)	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 68/1	6,29	0,08	0,08		1	1	1		2,17	46612

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, Чехов а, 1		8,52	0,05	0,05		4	1	1			46622
	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 66/1	26,4	0,07	0,07	2015	4	3	4	0,6321	9,25	46656
	Жилой дом	32	0,05	0,05	1994	4	2	4	0,281	16,17	46670
		17,14	0,1	0,1	1989	4	1	4	0,623	4,25	46676
		39,5	0,08	0,08	1998	4	1	1			46699
		14,96	0,08	0,08		4	1	4	0,73	6,17	46802
	Жилой дом	42	0,05	0,05	1987	4	1	4	0,7902	2,75	46813
		19,87	0,05	0,05		4	1	4	0,014	2,92	46827
Ввод/Вывод, Бажова, 5	ТК-9-5 (ТК5)	116	0,15	0,15	1980	3	1	1		7,83	46841
		30	0,08	0,08	1993	4	2	1		3	48467
Ввод/Вывод, Пушкина, 8/1	Ввод/Вывод, Пушкина, 8	25,66	0,08	0,08		1	1	4	0,338	3,5	48663
	Ввод/Вывод, Пушкина, 14	5,14	0,08	0,08		4	1	4			48687
Ввод/Вывод, Мира проспект, 36		72,81	0,15	0,15		4	1	4	1,7482	3,33	48750
		55,56	0,15	0,15		4	1	4	1,7482	2,25	48751
	Ввод/Вывод, Мира проспект, 49	10,41	0,065	0,065		4	1	4	0,976	3,5	48780
		28	0,08	0,08	1983	4	1	1		2	49725
ПГ-6	СТО фирмы "АНБ"	6,03	0,08	0,08		1	1	1			50255
2ТК-26		53,19	0,1	0,1		1	1	4	1,1907	4,08	50335
УТ-8	Ввод/вывод, Губкина, 1	24,97	0,15	0,15		1	1	1		7,92	50344
	Жилой дом	4,16	0,04	0,04		4	1	1			50406
Ввод/Вывод, Бахилова, 3		13,44	0,15	0,15		3	1	1			50846
ТК-9 ПГ	ЗТК22	24,41	0,2	0,2		1	1	4			50926
	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 32	71,49	0,15	0,15	1996	4	1	1			51158
	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 30	122,31	0,15	0,15	1996	4	1	1			51160
	Жилой дом ГВС	69,08	0,065	0,05		2	1	1			51757
ТК-49-25	Ввод/вывод, Игоря Киртбая, 25 ГВС	6,16	0,08	0,05		2	1	1			51791

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
		122,81	0,2	0,15		2	1	1		18,75	51797
		156,19	0,15	0,15		2	1	1		6,83	51800
	Жилой дом ГВС	62,39	0,065	0,065		2	1	1			51822
	Ввод/вывод, Игоря Киртбая, 5/2 ГВС	116,23	0,065	0,065		2	3	1		4,5	51829
	Ввод/вывод, Игоря Киртбая, 5/2 ГВС	116,23	0,065	0,065		2	3	1		4,5	51829
	Ввод/вывод, Набережный проспект, 80 ГВС	9,78	0,15	0,08	1991	4	1	1			51847
		31,49	0,1	0,1		2	2	1		3	51855
	Ввод/вывод, Флегонта Показаньева, 6/1 ГВС	44,21	0,05	0,04		2	2	1		3,75	51857
Ввод/вывод, ЦТП- 99 ГВС		23,67	0,15	0,1		2	1	1		1,17	51867
Ввод/вывод, ЦТП- 5 ГВС		22,39	0,08	0,08		2	1	1			51888
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 75/2 ГВС	36,28	0,05	0,05		2	1	1		2,42	51910
	Ввод/Вывод, Профсоюзов, 14/1 ГВС	21,17	0,1	0,1		4	3	1			51951
		88,91	0,1	0,1		4	2	1			51996
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 65/3 ГВС	7,61	0,05	0,05		4	2	1		1,33	52022
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 65/3 ГВС	7,61	0,05	0,05		4	2	1		1,33	52022
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 65/3 ГВС	45,14	0,05	0,05		4	1	1		1,33	52028
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 61/2 ГВС	5,77	0,1	0,08		4	1	1			52034
		88,45	0,08	0,05		4	1	1			52040
	Жилой дом ГВС	193,4	0,05	0,05		4	8	1		1	52076
		2,25	0,02	0,02		4	1	1			52128
	Жилой дом ГВС	19,11	0,08	0,08		2	2	1		1,42	52138
	Ввод/Вывод, Чехова, 10/1 ГВС	52,4	0,065	0,05		2	1	1			52151
Ввод/Вывод, ЦТП- 31 ГВС	Ввод/Вывод, Лермонтова, 13 ГВС	90,05	0,065	0,065		2	2	1		0,42	52213

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
	Ввод/Вывод, Лермонтова, 11 ГВС	30,18	0,05	0,05		2	3	1		1,25	52221
		4,09	0,08	0,08		4	1	1			52235
Ввод/Вывод, Чехова, 14/3 ГВС		170,62	0,1	0,08		4	1	1		2,17	52334
Ввод/Вывод, ЦТП- 23 ГВС		94,18	0,15	0,1		2	1	1			52349
	Ввод/Вывод, Профсоюзоз, 32 ГВС	87	0,1	0,08	2020	2	1	1			52368
	Ввод/Вывод, Профсоюзоз, 32 ГВС	13,23	0,05	0,05		4	1	1			52372
	Общественные, МБДОУ детский сад комбинированного вида №11 "Машенька" ГВС	27,54	0,063	0,063		2	1	1		1,17	52386
	Жилой дом ГВС	7,07	0,065	0,065		2	1	1			52392
	Жилой дом ГВС	82,15	0,08	0,08		2	1	1			52402
		14,39	0,1	0,07		4	1	1			52405
	Жилой дом ГВС	23,12	0,05	0,05		2	1	1			52464
	Жилой дом ГВС	23,12	0,05	0,05		2	1	1			52464
		43,74	0,08	0,05		2	1	1			52529
	Жилой дом ГВС	3,44	0,05	0,05		4	1	1			52708
	Ввод/вывод, Энтузиастов, 59 ГВС	65,17	0,1	0,05		4	1	1			52985
	Жилой дом ГВС	53,65	0,05	0,05		2	1	1		3,42	53039
	Жилой дом ГВС	30,83	0,065	0,065		2	1	1			53060
	Ввод/вывод, Дзержинского, 4 ГВС	2,4	0,09	0,063		4	1	1			53512
Ввод/Вывод, Мира проспект, 19 ГВС		105,96	0,08	0,08		4	1	1		0,33	53663
	Ввод/Вывод, Мира проспект, 11 ГВС	43,89	0,08	0,05		4	2	1			53693
	Ввод/Вывод, Лермонтова, 2 ГВС	93,82	0,08	0,08		4	2	1		3,17	53723
	Жилой дом ГВС	20,44	0,065	0,065		2	1	1		0,33	53775
	Жилой дом ГВС	58	0,065	0,065		2	1	1		0,42	53796

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
	Ввод/Вывод, Бажова, 5 ГВС	97,31	0,15	0,15		4	1	1			53814
	Мира проспект, 20 ГВС	15,4	0,05	0,05		2	1	1		11,5	53818
	Ввод/Вывод, Бажова, 20 ГВС	38,65	0,05	0,05		2	1	1		1,42	53825
	Жилой дом ГВС	1,42	0,05	0,05		4	1	1			53827
	Ввод/Вывод, ЦТП-9 ГВС	5,94	0,09	0,09		4	1	1		0,25	53832
	Ввод/Вывод, ЦТП-9 ГВС	6,68	0,1	0,1		4	2	1		0,25	53838
	Ввод/Вывод, Бажова, 15 ГВС	46,79	0,1	0,1		4	1	1		1,75	53841
	Ввод/Вывод, ЦТП-7 ГВС	3,61	0,08	0,05		4	4	1		5,58	53916
	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 48 ГВС	58,02	0,065	0,065		2	1	1		0,75	53932
	Жилой дом ГВС	17,96	0,05	0,05		2	1	1		2,75	53947
	Жилой дом ГВС	2,46	0,05	0,05		4	1	1			53982
		62,25	0,1	0,1		4	1	1			53999
		104,2	0,065	0,05		4	1	1			54021
	Ввод/Вывод, Пушкина, 7 ГВС	62,35	0,1	0,1		4	2	1			54044
	Ввод/Вывод, ЦТП-48 ГВС	44,57	0,1	0,1		4	1	1			54217
	Общественное, Сургутский профессиональный колледж ГВС	21,17	0,05	0,05		2	1	1			54219
	АБК, ГВС	123,53	0,05	0,05		2	1	1			54236
	Ввод/Вывод, ЦТП-40 ГВС	1,49	0,1	0,1		4	1	1		0,25	54271
	Ввод/Вывод, Мира проспект, 32/2 ГВС	79,81	0,05	0,05		4	1	1			54305
		17,07	0,1	0,1		4	1	1			54313
	Ввод/Вывод, Мира проспект, 30/2 ГВС	120,37	0,11	0,11		4	1	1			54317

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
	Ввод/Вывод, Мира проспект, 32 ГВС	107,88	0,1	0,1		4	1	1		1,08	54324
		4,18	0,032	0,02		4	1	1		1,08	54327
	Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 10 ГВС	9,65	0,09	0,09		4	1	1			54336
	Ввод/Вывод, ЦТП-75 ГВС	8,35	0,15	0,1	2020	4	2	1		3,67	54361
	Ввод/Вывод, Мира проспект, 32/2 ГВС	11,6	0,075	0,063		2	1	1		3,83	54365
		2,11	0,05	0,05		4	1	1			54366
	Ввод/Вывод, ЦТП-75 ГВС	1,79	0,15	0,15		4	2	1		0,5	54392
		3,33	0,05	0,05		4	1	1		2,5	54402
	Ввод/вывод, Декабристов, 7 ГВС	39,78	0,1	0,1		4	1	1			54482
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 39/1 ГВС	40,41	0,05	0,05		2	1	1			54495
Ввод/вывод, Дзержинского, 7/2 ГВС	Ввод/вывод, Дзержинского, 7/2 ГВС	50,84	0,05	0,05		4	1	1			54530
	Жилой дом ГВС	8,65	0,065	0,05		2	1	1		1,17	54562
	Жилой дом ГВС	14,2	0,065	0,05		2	1	1			54566
	Ввод/вывод, ЦТП-77	69,83	0,1	0,1		4	1	1			54604
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 29 ГВС	63,59	0,1	0,1		4	1	1			54608
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 29 ГВС	102,12	0,1	0,1		4	1	1			54611
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 27 ГВС	65,46	0,08	0,08		4	1	1			54625
		37,65	0,065	0,065		4	1	1			54631
	Ввод/вывод, Майская, 22 ГВС	93,41	0,08	0,065		4	1	1		3,5	54664
		2,57	0,05	0,05		4	1	1		1	54713
		33,48	0,11	0,11		4	1	1			54777
	Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 5 ГВС	3,38	0,08	0,08		4	1	1		4,08	54814
	Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 11 ГВС	20,11	0,08	0,05		2	1	1		6	54832

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
	Ввод/Вывод, Дружбы проезд, 12 ГВС	3,04	0,05	0,05		2	1	1			54912
		147,44	0,08	0,08		2	1	1		2,83	54914
		147,44	0,08	0,08		2	1	1		2,83	54914
	Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 28 ГВС	49,53	0,08	0,08		2	2	1		3,33	54939
	Ввод/Вывод, Дружбы проезд, 14 ГВС	28,16	0,1	0,1		2	1	1			54951
	Жилой дом ГВС	15,46	0,08	0,07		2	1	1		7	54977
Ввод/вывод, ЦТП- 76	Ввод/вывод, ЦТП-76	12,9	0,15	0,1		4	1	1		0,83	54994
	Жилой дом ГВС	22,33	0,05	0,05		2	1	1			55017
	Жилой дом ГВС	50,53	0,065	0,065		2	1	1			55029
	Жилой дом ГВС	50,53	0,065	0,065		2	1	1			55029
	Жилой дом ГВС	50,53	0,065	0,065		2	1	1			55029
	Жилой дом ГВС	50,53	0,065	0,065		2	1	1			55029
	Жилой дом ГВС	8,83	0,08	0,065		2	1	1			55105
		13,06	0,1	0,1		2	1	1			55231
		146,54	0,1	0,1		2	1	1		0,75	55234
	Жилой дом ГВС	3,44	0,05	0,05		2	1	1		0,5	55236
		45,55	0,1	0,1		2	1	1			55603
		45,55	0,1	0,1		2	1	1			55603
	Маяковского, 30 ГВС	8,87	0,05	0,05		2	1	1		1,92	55617
	Ввод/Вывод, Мира проспект, 49 ГВС	90,83	0,1	0,1		2	1	1		1,58	55681
	Жилой дом ГВС	34,02	0,05	0,05		2	1	1			55809
	Ввод/Вывод, Быстринская, 24/1 ГВС	66,61	0,1	0,1		2	2	1		3,58	55814
	Ввод/Вывод, Быстринская, 24/2 ГВС	29,65	0,05	0,05		2	2	1			55818
		56,46	0,15	0,1		2	1	1		4,67	55868
	Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 44/4 ГВС	6,35	0,08	0,05		2	1	1			55870
		27	0,065	0,05		2	1	1		4,58	55887

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
	Ввод/Вывод, ЦТП-78 ГВС	6,77	0,1	0,1		4	1	1		5,67	55909
	Ввод/Вывод, ЦТП-78 ГВС	27,37	0,1	0,1		4	2	1		1,33	55931
Ввод/Вывод, ЦТП- 40	ТК-40-1 (ТК-13)	49,61	0,15	0,15		3	1	4			56954
Ввод/вывод, Декабристов, ЦТП- 36	Ввод/вывод, Декабристов, 6 ГВС	35,27	0,08	0,08		1	2	4	0,5157	2,58	57018
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 26	28,59	0,1	0,1		1	1	1		0,75	57029
Ввод/Вывод, ЦТП- 17	Ввод/Вывод, Мира проспект, 23/1	13	0,1	0,1	2001	3	1	4	1,083	3,75	57033
Ввод/Вывод, ЦТП- 24	Ввод/Вывод, ЦТП-24	11,82	0,1	0,1	2010	4	1	4	1,0251	2,17	57109
Ввод/вывод, ЦТП- 99	Ввод/вывод, ЦТП-99	27,65	0,15	0,15		4	2	4	2,64	4,33	57153
Ввод/вывод, ЦТП- 76	Ввод/вывод, Ленина проспект, 13	24,68	0,2	0,2		3	1	1		7,25	57342
	Ввод/вывод, ЦТП-77	24,8	0,15	0,15		4	2	4	0,3075	2,25	57352
Ввод/Вывод, ЦТП- 40		37,81	0,2	0,2		3	1	4	5,4093	3,58	57406
		16,16	0,08	0,08	2006	4	1	1			57572
2ТК17А	Ввод/Вывод, ЦТП-33	172,93	0,273	0,273	2015	3	1	1		7	57598
Ввод/вывод, ЦТП- 76	Ввод/вывод, Ленина проспект, 13 ГВС	24,23	0,2	0,15		2	1	1		1,75	57905
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 65/1 ГВС	50,72	0,065	0,065		1	1	1		1,92	58099
Ввод/вывод, Энтузиастов, 51 ГВС		42,73	0,15	0,1	1984	4	1	1		0,58	58229
ТК-87-15 (ТК-15)	ТК-87-6* (ТК-6*)	96	0,1	0,1		3	3	4		3,67	58833
	Ввод/Вывод, Бажова, 24 ГВС	118,12	0,05	0,05		4	1	1			58862
		25,56	0,11	0,11		4	1	1			58883
	Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 44В ГВС	9,83	0,05	0,05		1	1	1			58939
	Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 44В ГВС	9,83	0,05	0,05		1	1	1			58939

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
н.о.	1 ТК 20А	49,32	0,5	0,5	2008	1	1	1			66034
Ввод/вывод, Набережный проспект, 80	Ввод/вывод, Набережный проспект, 76	24	0,15	0,15	2007	3	1	1		7	66049
Ввод/Вывод, Мира проспект, 20		68,43	0,1	0,1	1994	4	1	1		0,33	66087
	Ввод/Вывод, ПС-4	93,47	0,53	0,53		1	1	4			68161
	Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 9	28	0,2	0,2	2013	1	1	4	3,5031	4,92	68366
Ввод/вывод, Губкина, 11 ГВС	Жилой дом ГВС	3,05	0,08	0,08		4	1	1		3,42	70189
РД ЦТП-38	ТК-38-1-1 (УТ-4)	4	0,25	0,25		1	1	4	1,981	3,42	70687
РД БТП (Госнаб)		43,84	0,1	0,1		1	1	1		0,42	71166
РД ЦТП-49	ТК-49-19 (УТ-2)	4	0,25	0,25	1998	3	1				71784
Ввод/Вывод, Мира проспект, 37 ГВС	Мира проспект, 37 ГВС	1	0,08	0,063		4	1	1		0,5	72188
	Жилой дом ГВС	1	0,05	0,05		4	2	1		0,42	72228
Ввод/Вывод, Лермонтова, 11/3 ГВС	Жилой дом ГВС	1	0,08	0,08		4	2	1		0,75	72234
	Мира проспект, 30 ГВС	1	0,032	0,02		4	1	1		0,5	72350
Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 52/1		8,15	0,15	0,15	2008	4	1	4	0,861	2,17	72685
УП №2	ЗТК14А (Граница СГРЭС-1)	208,9	0,426	0,426	2000	3	1	1			72775
ТК43-5	Ввод/Вывод, Быстринская, 20А	86,96	0,08	0,08		3	1				73112
Ввод/вывод, Ленина проспект, 39 ГВС		2,11	0,05	0,05		4	1			1,25	73186
ТК-2-3С		35,85	0,1	0,1		3	1	4			73288
	Жилой дом	13,25	0,05	0,05		3	2	4		4	73290
		15,76	0,05	0,05		3	1	4			73291
Ввод/Вывод, Бажова, 1	Ввод/Вывод, Бажова, 3	28	0,08	0,08	2004	3	1				73516
		35	0,1	0,1	1983	4	1				73522
Ввод/вывод, Декабристов, 15	Жилой дом	28	0,07	0,07	1999	4	1			2,17	73540
	ТК	27,87	0,1	0,1		1	1	1			74935

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, Бажова, 15 ГВС	Ввод/Вывод, Бажова, 13 ГВС	46,79	0,1	0,1		2	1	1			77144
Ввод/Вывод, Бажова, 15 ГВС		31,86	0,1	0,1		4	1	1			77146
Ввод/Вывод, Бажова, 9 ГВС		46,46	0,1	0,1		4	1	1		0,75	77148
Ввод/Вывод, Бажова, 5 ГВС		150,33	0,1	0,1		4	1	1		2,67	77152
Ввод/вывод, Ленина проспект, 65/3 ГВС		30,58	0,09	0,09		4	1	1		2,67	77200
Ввод/Вывод, Ленина проспект, 36 ГВС		68,95	0,15	0,1		2	1	1			77322
Ввод/Вывод, Ленина проспект, 36 ГВС		68,95	0,15	0,1		2	1	1			77322
Ввод/вывод, Губкина, 1/1	клинико- диагностический центр	97,24	0,05	0,05		4	1	1			77326
Ввод/вывод, Декабристов, 12/1		53,87	0,15	0,15		4	1	1			77491
Ввод/вывод, Майская, 20 ГВС		93,41	0,08	0,065		4	1	1			77497
Ввод/вывод, Майская, 22 ГВС	Ввод/вывод, Майская, 20 ГВС	93,41	0,08	0,065		2	1	1		1,67	77499
Ввод/Вывод, Бажова, 20 ГВС		38,65	0,05	0,05		4	1	1		1,5	77507
Ввод/Вывод, Бажова, 20		37,95	0,08	0,08		4	2	4	0,226	3,42	77509
Ввод/вывод, Губкина, 1	детский больничный корпус	42,23	0,08	0,08		4	1	1			77543
Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 9	Ввод/Вывод, Дружбы проезд, 9	44	0,2	0,2	1992	1	1	4	3,5031	4,92	77551
Ввод/Вывод, Быстринская, 24/2 ГВС	Жилой дом ГВС	29,65	0,05	0,05		4	1	1			77600
Ввод/Вывод, Быстринская, 24/1 ГВС	Жилой дом ГВС	66,61	0,1	0,1		4	2	1		4	77602

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/вывод, Ленина проспект, 33 ГВС	Жилой дом ГВС	44,44	0,1	0,1		4	3	1		1,33	77616
Ввод/вывод, Ленина проспект, 29 ГВС		69,83	0,1	0,1		4	2	1			77618
Ввод/вывод, ЦТП- 77	Ввод/вывод, Ленина проспект, 29 ГВС	69,83	0,1	0,1		2	1	1		12,92	77620
Ввод/вывод, ЦТП- 77	Ввод/вывод, Ленина проспект, 29	24,8	0,15	0,15		3	2	4	0,3075	1,92	77622
Ввод/Вывод, ЦТП- 48 ГВС		44,57	0,1	0,1		2	1	1			77700
Ввод/Вывод, Пушкина, 8/3 ГВС		42,54	0,08	0,08		4	1	1			77710
Ввод/Вывод, Майская, 3		36,56	0,2	0,2		4	1	4	0,448	2,42	77765
Ввод/Вывод, Майская, 5		22	0,2	0,2	2005	4	1	4	0,7733	2,58	77773
Ввод/Вывод, Энергетиков, 55	Жилой дом	10,89	0,08	0,08		4	1	4	0,267	6,5	77789
Ввод/вывод, Дзержинского, 4 ГВС	Ввод/вывод, Дзержинского, 6 ГВС	27,33	0,09	0,063		2	1	1			78218
Ввод/вывод, Дзержинского, 6 ГВС		1,53	0,09	0,063		4	1	1			78222
Ввод/вывод, Дзержинского, 2/1	Ввод/вывод, Дзержинского, 4	19,7	0,15	0,15	2015	3	1	4	2,4945	4,5	78224
Ввод/Вывод, Республики, 84		4,96	0,2	0,2		4	1	4			78328
Ввод/Вывод, Республики, 86 ГВС		5,89	0,1	0,1		4	1	1			78330
Ввод/Вывод, Республики, 86 ГВС		5,89	0,1	0,1		4	1	1			78330
Ввод/Вывод, ЦТП- 71	ЦТП-71	11,33	0,273	0,273	2013	4	1	4	3,925	5	78678
Ввод/вывод, Свободы бульвар, 12 ГВС	Жилой дом ГВС	8,71	0,1	0,1		4	1	1			78696

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/вывод, Ленина проспект, 29 ГВС	Ввод/вывод, Свободы бульвар, 12 ГВС	19,34	0,1	0,1		2	1	1		5,33	78698
Ввод/вывод, Свободы бульвар, 10 ГВС		25,41	0,065	0,065		4	1	1			78706
Ввод/вывод, Ленина проспект, 13		5,53	0,2	0,2		4	1	1			78736
Ввод/вывод, Ленина проспект, 13 ГВС		4,04	0,2	0,15		4	1	1		0,67	78738
Ввод/вывод, Ленина проспект, 13 ГВС		34,87	0,065	0,065		4	1	1			78746
Ввод/вывод, Ленина проспект, 13 ГВС	Ввод/вывод, Ленина проспект, 13 ГВС	17,43	0,065	0,065		2	1	1			78748
Ввод/вывод, Ленина проспект, 27 ГВС	Ввод/вывод, Ленина проспект, 27 ГВС	22,86	0,08	0,08		2	1	1			78780
Ввод/вывод, Ленина проспект, 27 ГВС	Жилой дом ГВС	12,96	0,08	0,08		4	1	1			78782
Ввод/вывод, Ленина проспект, 29 ГВС	Ввод/вывод, Ленина проспект, 29 ГВС	21,28	0,1	0,1		2	1	1		2,42	78818
Ввод/вывод, Ленина проспект, 29 ГВС		46,47	0,1	0,1		4	1	1			78822
Ввод/вывод, ЦТП- 77	Ввод/вывод, Ленина проспект, 27 ГВС	70,35	0,1	0,1		2	1	1		1,92	78836
Ввод/Вывод, Университетская, 3	Жилой дом	4,82	0,15	0,15		4	1	1			78858
Ввод/Вывод, Рабочая, 31а	Жилой дом	5,74	0,08	0,08		4	1	4	0,5703	2,67	78862
Ввод/Вывод, Рабочая, 31/1	Жилой дом	4,27	0,05	0,05		4	4	4			78868
Ввод/Вывод, Университетская, 23	Жилой дом	19,15	0,1	0,1		4	2	4	0,3767	12,17	78900

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 44/4 ГВС	Жилой дом со встроенными нежилыми помещениями ГВС	3,75	0,08	0,05		4	1	1			78964
Ввод/Вывод, Дружбы проезд, 12 ГВС	Жилой дом ГВС	4,68	0,05	0,05		4	1	1			79092
Ввод/Вывод, Дружбы проезд, 14 ГВС		4,66	0,1	0,1		4	1	1			79150
Ввод/Вывод, Дружбы проезд, 15 ГВС	Жилой дом ГВС	20,53	0,08	0,08		2	1	1			79172
Ввод/Вывод, Дружбы проезд, 15 ГВС	Жилой дом ГВС	20,53	0,08	0,08		2	1	1			79172
Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 9	ТК-2-6Д (ТК-20А)	40,25	0,15	0,15	2013	1	2	4	2,2185	4,67	79241
Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 11 ГВС	Жилой дом ГВС	2,92	0,08	0,05		4	1	1			79265
Ввод/вывод, ЦТП-20	ЦТП-20	12,68	0,219	0,219		4	1	4	6,427	5,5	79833
Ввод/вывод, 30 лет Победы, 17		6,37	0,159	0,159		4	2	4	0,532	3,08	79900
Ввод/вывод, Набережный проспект, 76/1	Жилой дом	27,23	0,08	0,08		4	1	1		1,25	80046
Ввод/вывод, Набережный проспект, 80 ГВС	Жилой дом ГВС	23,85	0,065	0,05	1994	2	1	1			80052
Ввод/вывод, Энтузиастов, 55 ГВС		27,08	0,1	0,05		4	1	1			80126
Ввод/вывод, Энтузиастов, 59 ГВС	Ввод/вывод, Энтузиастов, 55 ГВС	59,62	0,1	0,05		2	1	1			80158
Ввод/вывод, Ленина проспект, 61 ГВС	Жилой дом ГВС	31	0,09	0,05	2020	2	1	1			80186
Ввод/вывод, Ленина проспект, 61 ГВС	Жилой дом ГВС	31	0,09	0,05	2020	2	1	1			80186

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/вывод, Ленина проспект, 61 ГВС	Жилой дом ГВС	31	0,09	0,05	2020	2	1	1			80186
Ввод/вывод, Ленина проспект, 61/1 ГВС		74,45	0,1	0,08		4	1	1		0,25	80198
Ввод/вывод, Ленина проспект, 65/1 ГВС		5,96	0,065	0,065		4	1	1			80205
Ввод/вывод, Ленина проспект, 65/1 ГВС	Жилой дом ГВС	67,42	0,05	0,05		2	1	1		1,58	80207
Ввод/вывод, Ленина проспект, 65/1 ГВС	Жилой дом ГВС	67,42	0,05	0,05		2	1	1		1,58	80207
Ввод/вывод, Ленина проспект, 61/2 ГВС	Ввод/вывод, Ленина проспект, 61/1 ГВС	23,35	0,1	0,08		2	1	1			80219
Ввод/вывод, Флегонта Показаньева, 10/1 ГВС		7,47	0,1	0,1		4	1	1			80251
Ввод/вывод, Игоря Киртбая, 25 ГВС	Жилой дом ГВС	79,47	0,08	0,05		4	1	1			80253
Ввод/вывод, Майская, 4 ГВС		37,05	0,15	0,1		4	1	1			80313
Ввод/вывод, Декабристов, 9 ГВС	Ввод/вывод, Декабристов, 9 ГВС	29,36	0,05	0,05		2	1	1			80339
Ввод/вывод, Декабристов, 9 ГВС	Ввод/вывод, Декабристов, 9 ГВС	29,36	0,05	0,05		2	1	1			80339
Ввод/вывод, Дзержинского, 1		5,8	0,1	0,1		4	2	1			80371
Ввод/вывод, Дзержинского, 7/2 ГВС	Жилой дом ГВС	17,33	0,05	0,05		2	1	1			80379
Ввод/Вывод, Мира проспект, 55/2	Мира проспект, 55/2	4,17	0,08	0,08	2006	4	1	4	0,173	3,92	80387
Ввод/Вывод, Ленина проспект, 48 ГВС		2,16	0,065	0,065		4	1	1			80403

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, Бажова, 20 ГВС	Ввод/Вывод, Бажова, 24 ГВС	15,91	0,05	0,05		2	1	1			80431
Ввод/Вывод, Бажова, 24 ГВС		10,91	0,05	0,05		4	1	1			80433
Ввод/Вывод, Бажова, 10 ГВС		57,94	0,1	0,1		4	1	1			80488
Ввод/Вывод, ЦТП-33	ЦТП-33	5,24	0,273	0,273	2015	4	1	1			80624
Ввод/Вывод, Мира проспект, 13	Ввод/Вывод, Мира проспект, 17	63,75	0,1	0,1		1	2	4	1,882	13	80640
Ввод/Вывод, Мира проспект, 11 ГВС	МБДОУ детский сад №4 "Умка" ГВС	41,59	0,08	0,05		2	2	1			80664
Ввод/Вывод, Ленина проспект, 32	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 30	21,14	0,15	0,15	2014	1	1	1		5,08	80930
Ввод/Вывод, Чехова, 4/1		4,63	0,1	0,1	2004	4	1	1			80938
Ввод/Вывод, Чехова, 10/1 ГВС		59,91	0,065	0,05		4	1	1			80970
Ввод/Вывод, Островского, 26		3,4	0,1	0,1	2002	4	1	1			80982
Ввод/Вывод, Ленина проспект, 30		14,59	0,15	0,15	1994	1	1	1		4	80986
Ввод/Вывод, Ленина проспект, 28		43	0,15	0,15	1993	4	1	1			80990
Ввод/Вывод, Лермонтова, 11/4 ГВС		2,14	0,08	0,08		4	1	1			81006
Ввод/Вывод, Лермонтова, 13 ГВС		119,85	0,065	0,065		4	3	1		0,67	81104
Ввод/Вывод, Ленина проспект, 66/1	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 68	14,87	0,07	0,07	2015	3	3	4	0,6321	9,25	81134
Ввод/Вывод, Ленина проспект, 68/1	МБОУ НШ №30, клубно-спортивный корпус	11,35	0,08	0,08		4	1	1			81162

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, ЦТП-24	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 70/1	35,32	0,1	0,1	2010	3	1	4	1,0251	2,17	81164
Ввод/вывод, Флегонта Показаньева, 6/1 ГВС	Общественное, Детский сад ГВС	5,96	0,05	0,04		4	2	1			81180
Ввод/вывод, Энтузиастов, 65 ГВС	Общественное, МБДОУ детский сад общеразвивающего вида №28 "Калинка" ГВС	5,78	0,08	0,05		4	1	1			81204
Ввод/вывод, ЦТП-99	УТ1	20,19	0,15	0,15		2	2	4	2,64	4,33	81224
Ввод/Вывод, Профсоюзов, 14/1 ГВС	Ввод/Вывод, Профсоюзов, 14 ГВС	12,28	0,1	0,1		2	2	1		0,5	81244
Ввод/Вывод, Профсоюзов, 14 ГВС		46,7	0,1	0,1		4	2	1			81246
Ввод/Вывод, Профсоюзов, 28		5,87	0,1	0,1		4	1	1		2,33	81248
Ввод/Вывод, Профсоюзов, 22	Жилой дом	4,06	0,08	0,08		4	1	1			81254
Ввод/Вывод, Профсоюзов, 26		7,32	0,08	0,08		4	1	1			81260
Ввод/Вывод, Профсоюзов, 34 ГВС	Жилой дом ГВС	5,44	0,05	0,05		4	1	1			81298
Ввод/Вывод, Профсоюзов, 32 ГВС	Ввод/Вывод, Профсоюзов, 34 ГВС	17,3	0,1	0,08	2020	2	2	1			81300
Ввод/Вывод, Профсоюзов, 32 ГВС		4,43	0,08	0,08		4	1	1		1,75	81302
Ввод/Вывод, Чехова, 6/1	АБК, Супермаркет "Чеховский"	5,24	0,08	0,08		4	1	1			81442
Ввод/Вывод, Лермонтова, 2 ГВС	Жилой дом ГВС	30,06	0,08	0,08		2	3	1		0,83	81448
Ввод/Вывод, Бажова, 13	Ввод/Вывод, Бажова, 11	13,88	0,07	0,07	1997	3	2	4			81478
Ввод/Вывод, Студенческая, 7		21,63	0,08	0,08		1	2	4	0,81	3,17	81534

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, Студенческая, 7 ГВС		16,16	0,09	0,09		4	1	1			81538
Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 10 ГВС	Ввод/Вывод, Студенческая, 7 ГВС	130,84	0,09	0,09		2	1	1			81549
Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 4	Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 2	25,8	0,1	0,1		1	1	4	1,2952	2,08	81563
Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 4 ГВС		36,76	0,11	0,11		4	1	1		0,33	81587
Ввод/Вывод, Пролетарский проспект, 1		21,26	0,1	0,1	2008	4	2	4			81604
Ввод/Вывод, ЦТП- 78 ГВС		9,62	0,1	0,1		2	1	1			81626
Ввод/Вывод, ЦТП- 78 ГВС		72,91	0,1	0,1		2	1	1		2,58	81630
Ввод/Вывод, Мира проспект, 32/2 ГВС		3,09	0,075	0,063		4	1	1		3,33	81648
Ввод/Вывод, Мира проспект, 30/2 ГВС	Ввод/Вывод, 50 лет ВЛКСМ, 4 ГВС	35,85	0,11	0,11		2	1	1			81662
Ввод/Вывод, Мира проспект, 32		2,94	0,2	0,2	2014	4	1	4		0,5	81668
Ввод/вывод, Игоря Киртбая, 5/1 ГВС	Жилой дом ГВС	2,4	0,05	0,05		4	1	1			81750
Ввод/вывод, Игоря Киртбая, 5/2 ГВС	Жилой дом ГВС	4,75	0,065	0,065		4	2	1		4,5	81752
Ввод/Вывод, Чехова, 12	Жилой дом	6,73	0,15	0,15		4	1	4	1,302	5,33	81762
Ввод/Вывод, Студенческая, 13	Ввод/Вывод, Мира проспект, 24	7,85	0,05	0,05		1	1	4			81774
Ввод/Вывод, Мира проспект, 24	Мира проспект, 24	38,03	0,05	0,05		4	1	4			81778
Ввод/Вывод, ПС-4	ПС-4 (насос на обратке)	9,87	0,53	0,53		4	1	4			81798
Ввод/Вывод, Технологическая, 9	АБК, ОАО "Уралсибгидрострой"	8,1	0,15	0,15		4	1	4	0,887	3,17	81802
Ввод/вывод, Магистральная, 32		8,05	0,1	0,1	2008	4	1	4	0,436	2,17	81858
Ввод/вывод, Магистральная, 34 ГВС		31,41	0,05	0,05		4	1	1			81878

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, Пушкина, 7 ГВС	Ввод/Вывод, Пушкина, 15 ГВС	46,27	0,1	0,1		2	2	1			81880
Ввод/Вывод, Пушкина, 15 ГВС		6,18	0,1	0,1		4	2	1		2,5	81886
Ввод/Вывод, Быстринская, 6		2,44	0,15	0,15		4	1	4			82046
Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 28 ГВС		2,23	0,08	0,08		4	2	1			82116
Ввод/Вывод, Юности, 17/1	Жилой дом	6,45	0,05	0,05		4	1	4	0,0815	5,33	82144
	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 28	3,95	0,15	0,15	1994	1	1	1			82206
		9,61	0,15	0,15	1994	4	1	1			82208
	Ввод/Вывод, Ленина проспект, 30 ГВС	14,59	0,08	0,08		2	1	1			82210
Ввод/Вывод, Ленина проспект, 30		9,9	0,15	0,15	2014	4	1	1			82218
Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 5 ГВС		88	0,14	0,075	2020	2	2	1			82250
Ввод/Вывод, Ленина проспект, 20	Жилой дом	8,66	0,05	0,05		4	1	1			82278
Ввод/Вывод, Быстринская, 22	Ввод/Вывод, Быстринская, 22/1	3,22	0,08	0,08		1	1	4	0,368	2,42	82458
Ввод/Вывод, Быстринская, 22/1		11,16	0,08	0,08		4	1	4	0,368	2,42	82462
Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 39		4,45	0,15	0,15		4	1	1			82496
Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 37/4		1,07	0,05	0,05		4	1	1		2,25	82653
Ввод/вывод, ЦТП- 98	ЦТП-98	13,55	0,219	0,219		4	1	4	2,5973	5	82677
Ввод/Вывод, Пушкина, 14	Жилой дом	10,55	0,08	0,08		1	1	4			83409
Ввод/Вывод, ЦТП- 7 ГВС	Ввод/Вывод, Бахилова, 4 ГВС	15,8	0,08	0,05		2	1	1			83461
Ввод/вывод, Иосифа Каролинского, 15	Жилой дом	3,31	0,08	0,08		4	2	4	0,226	2,25	83494

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/вывод, Иосифа Каролинского, 13		3,62	0,1	0,1		4	1	1			83506
Ввод/вывод, Сибирская, 18	АБК, ИП Плаксий	6,73	0,05	0,05		4	1	4	0,04	4,17	83742
Ввод/вывод, Парковая, 19/1	Жилой дом	4,8	0,05	0,05	2014	4	1	4	0,0965	4,83	83748
Ввод/вывод, Сибирская, 26	Общественное, МАДОУ Центр развития ребенка - детский сад №8 "Огонек"	6,64	0,08	0,08		4	2	4	0,3812	10,25	83766
Ввод/вывод, Ленина проспект, 26	Жилой дом	7,11	0,1	0,1		4	1	1			83770
Ввод/вывод, Дружбы проезд, 3	Жилой дом	6,82	0,065	0,065	1999	4	1	1		2,58	83778
		13,28	0,108	0,108		4	1	1			84496
	АБК	19,98	0,05	0,05		1	1	4			84519
ПС-4 (насос на обратной)	ПС-4	10,86	0,53	0,53		4	1	4			84646
1ТК 23А	ЦТП-99	142,1	0,257	0,257		3	1	4	4,891	27,75	84648
Ввод/Вывод, Университетская, 27 ГВС	Жилой дом ГВС	3,24	0,08	0,05		4	1	1			84864
Ввод/вывод, Мира проспект, 44	Жилой дом	56,9	0,05	0,05		4	2	4	0,091	22,05	84954
Ввод/вывод, Мира проспект, 44	Промышленная пристройка, ПАО Ханты Мансийский банк Открытие	15,9	0,025	0,025		4	2	4	0,091	22,05	84959
Ввод/вывод, Мира проспект, 44, ГВС	Промышленная пристройка, ПАО Ханты Мансийский банк Открытие	14,23	0,025	0,025		4	2	4	0,091	22,05	84961
Ввод/вывод, Мира проспект, 44	Промышленная пристройка, Типография, ООО "Фирма АНБ"	26,56	0,032	0,032		4	2	4	0,091	22,05	84963
		20,57	0,05	0,05		4	1	1			85011
	Жилой дом	20,11	0,05	0,05		4	1	1		2,3	85025

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
	Жилой дом	42,7	0,05	0,05		4	1	1		2,3	85027
Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 37/4	Жилой дом	4,16	0,04	0,04		4	1	1			85029
	Жилой дом	7,1	0,05	0,05		4	1	4	0,3708	6	85089
	Жилой дом	6,33	0,05	0,05		4	1	4	0,3708	6	85091
	Жилой дом	9,72	0,05	0,05		4	1	4	0,3708	6	85093
	Промышленная пристройка, Савельев Руслан Михайлович	7,02	0,05	0,05		4	1	4	0,3708	6	85095
	МАУ ПРСМ "Наше время"	168,78	0,04	0,04		4	1	1			85238
	МАУ ПРСМ "Наше время", ГВС	161,83	0,032	0,032		4	1	1			85240
Ввод/Вывод, 30 лет Победы, 37/4	Жилой дом	20,91	0,04	0,04		4	1	1			85449
	Жилой дом	19,01	0,04	0,04		4	1	1			85451
	Жилой дом	3,8	0,1	0,1		4	1	1			85460
Ввод/Вывод, Лермонтова, 11 ГВС	Жилой дом ГВС	30,18	0,05	0,05		2	4	1		1,25	85521
	Жилой дом	3,74	0,05	0,05		4	1	1			86342
		28,26	0,08	0,08		4	1	4	0,73	6,17	86356
		6,49	0,1	0,1		4	1	4	1,156	2,42	86360
		9,46	0,1	0,1		4	1	4	1,156	2,42	86362
	Жилой дом	9,5	0,1	0,1		4	1	4	1,156	2,42	86364
	Жилой дом	2,89	0,1	0,1		4	1	4	1,156	2,42	86367
	Жилой дом	3,61	0,1	0,1		4	1	4	1,156	2,42	86369
	Жилой дом	3,45	0,1	0,1		4	1	4	1,156	2,42	86371
	Жилой дом	2,29	0,1	0,1		4	1	4	1,156	2,42	86373
	Жилой дом	1,84	0,1	0,1		4	1	4	1,156	2,42	86375
		23,01	0,08	0,08		4	1	4	0,73	6,17	86384
	Жилой дом	54,54	0,08	0,08		4	1	4	0,73	6,17	86386
	Жилой дом	5,52	0,08	0,08		4	1	4	0,73	6,17	86389
	Жилой дом	4,92	0,08	0,08		4	1	4	0,73	6,17	86391
	ООО "ТГН-Центр"	2,52	0,08	0,08		4	1	4	0,73	6,17	86409
	Жилой дом	20,23	0,05	0,05		4	1	4	0,014	2,92	86480

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
	ИП Мадьяров Тимур Шарападисович	3,77	0,05	0,05		4	1	4	0,014	2,92	86483
	Шашков Леонид Владимирович	2,86	0,05	0,05		4	1	4	0,014	2,92	86485
		152,58	0,1	0,1	1993	4	1	1			86555
		47,45	0,1	0,1	1993	4	1	1			86559
		20,45	0,08	0,08		4	1				86672
	Жилой дом	3,44	0,08	0,08		4	1	1		2,33	86715
	Жилой дом	0,94	0,065	0,065		4	1	1			86719
Ввод/вывод, Ленина проспект, 33 ГВС	Магазин Спорттовары	6,54	0,1	0,1		4	3	1		1,33	86734
	Ввод/вывод, Ленина проспект, 13 ГВС	139,45	0,065	0,065		4	1	1			86818
		36,59	0,08	0,08		4	1	1		0,67	86824
	Магазин Смешанные товары ГВС	22,72	0,08	0,08		4	1	1		0,33	87009
		17,52	0,08	0,08		4	1	1		0,33	87011
	Магазин Продукты ГВС	2,53	0,05	0,05		4	1	1		0,33	87014
	Магазин Метро- Престиж ГВС	2,13	0,05	0,05		4	1	1		0,33	87016
	Магазин Книжный мир ГВС	8,66	0,05	0,05		4	1			1,25	87075
Ввод/вывод, Декабристов, ЦТП- 36	БУ Сургутский муз. колледж» гараж	10,27	0,08	0,08		1	2	4	0,5157	2,58	87112
		45,14	0,2	0,2		4	1	4			87132
	Жилой дом	7,48	0,1	0,1		4	1	4			87135
		130,97	0,1	0,1	1994	4	1	1		0,33	87216
	Жилой дом	7,35	0,1	0,1	1994	4	1	1		0,33	87219
	Ввод/Вывод, Бажова, 5	121,56	0,15	0,15	1992	4	2	4	0,328	3,92	87228
		11,22	0,2	0,2		1	1	1		2,58	89161
ТК-8-2 (УТ-2)	Ввод/вывод, Майская, 6/1	89,95	0,1	0,1		3	1			6,08	89519
	Ввод/вывод, Декабристов, 14	13,71	0,1	0,1		1	1	1		7,58	89630

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительн ость отключения, ч	Sys
Ввод/вывод, Декабристов, 12/1		19,12	0,1	0,1		1	1	1		7,58	89635
		46,55	0,05	0,05		2	1	1		2,42	89708
	Склад ГВС	5,88	0,05	0,05		2	1	1		2,42	89710
		39,93	0,05	0,05		2	1	1		2,42	89712
	Гараж ГВС	4,93	0,05	0,05		2	1	1		2,42	89713

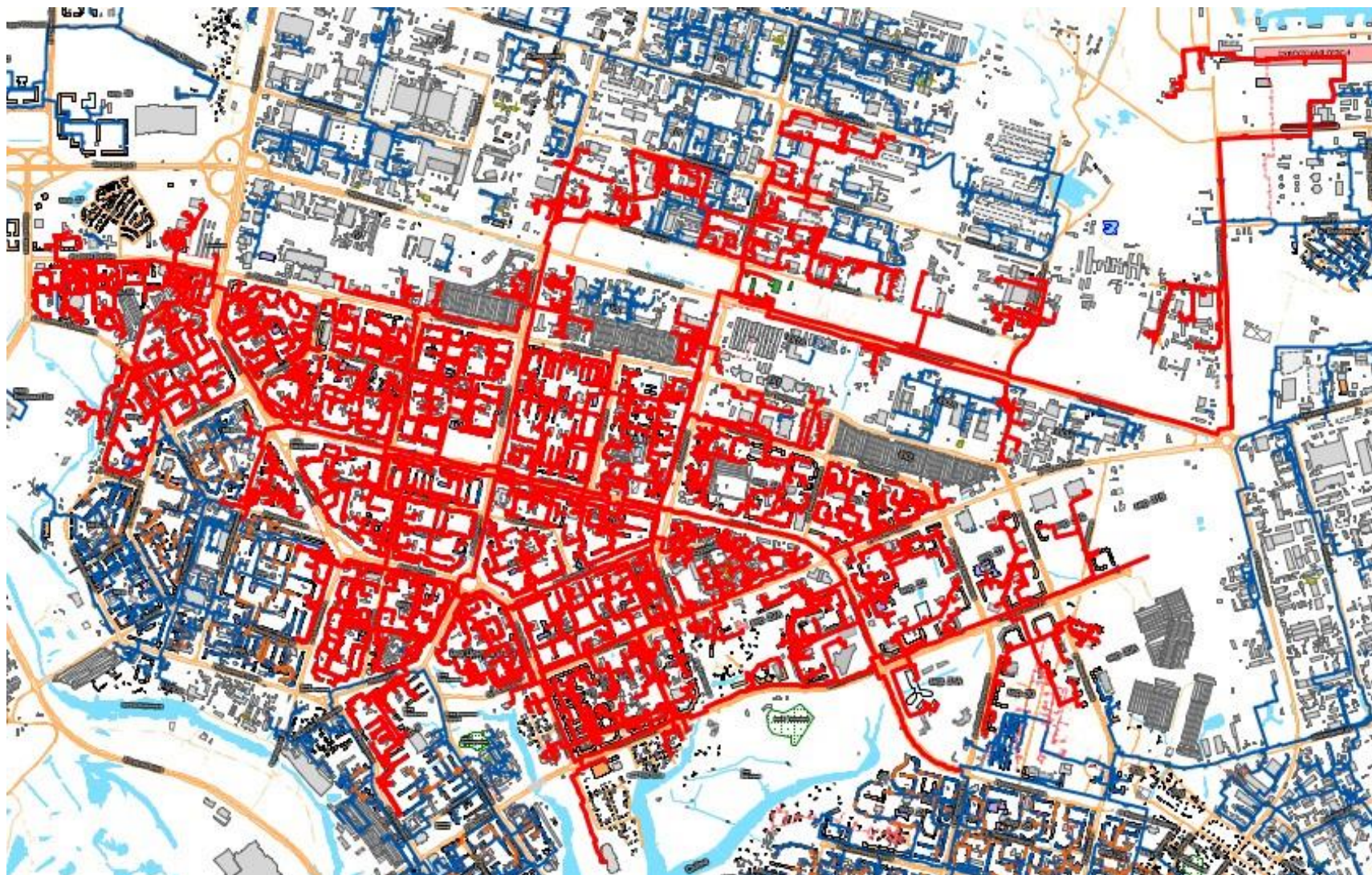


Рисунок 4.1 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-1-ПКТС

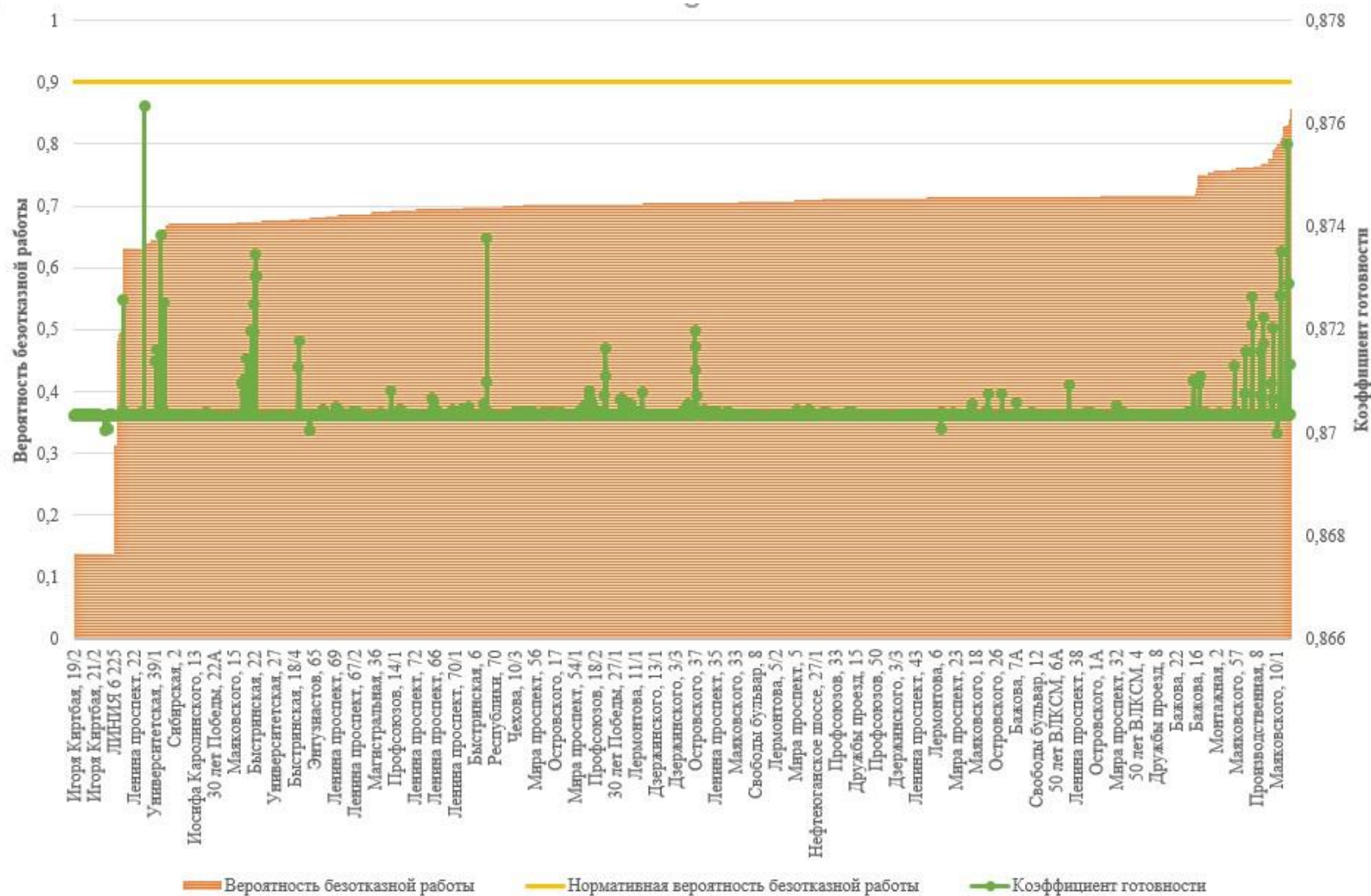


Рисунок 4.2 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения СГРЭС-1-ПКТС – в существующем положении

Выводы по этапу 3:

Снижение вероятности безотказной работы по перспективе обуславливается в виду прокладке новых резервирующие сетей, приведённых в пунктах ниже. Нормативные показатели надежности теплоснабжения не достигнуты и вряд ли достижимы путем интенсификации темпов переключений ветхих и ненадежных теплопроводов.

Причинами являются:

- Не универсальность существующих методик оценки надежности теплоснабжения;
- Существенная величина присоединенной нагрузки;
- Увеличение срока службы теплопроводов к окончанию расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения;
- Разветвленность тепловых сетей, наличие «тупиковых» районов – районов, теплоснабжение которых осуществляется по единственной магистрали;
- Математический алгоритм расчета показателей надежности. Надежность теплоснабжения конкретного участка представляет собой произведение показателей надежности всех предшествующих участков.

С целью недопущения прекращения подачи тепловой энергии потребителям, при возникновении функционального отказа (аварии) на тепломагистрали, необходимо предусмотреть на перспективу резервные способы подачи тепловой энергии от смежных теплоисточников и смежных тепломагистралей.

Таким образом, необходимо предусмотреть мероприятия по резервированию тепловой нагрузки и выполнить расчеты надежности для перспективной Схемы теплоснабжения.

4.1.4 Этап 4. Оценка надежности теплоснабжения с учетом реализации мероприятий по резервированию тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии

4.1.4.1 Предложения по мероприятиям, обеспечивающим резервирование тепловой нагрузки потребителей

Ниже представлены мероприятия, реализация которых позволит в перспективе улучшить надежность теплоснабжения потребителей от СГРЭС-1 и СГРЭС-2.

4.1.4.2 Технические решения по взаимному резервированию теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 (применительно к СГРЭС-1).

В связи с необходимостью организации взаимного резервирования теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 на текущий момент, принимается техническое решение:

1) Взаимное резервирование теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 предусмотреть с использованием основного расчетного направления существующей тепломагистрالی 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по ул. Энергостроителей.

2) Связь тепломагистрالی 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» с СГРЭС-1 организовать через новый автоматизированный узел регулирования №1 между тепломагистралами 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в районе точки пересечения тепломагистралей перед входом на территорию промплощадки СГРЭС-1 со стороны мазутного хозяйства.

3) Новый узел регулирования №1 смонтировать на трубопроводах тепломагистралей 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» находящихся на балансе ООО «СГЭС», в пределах существующих землеотводов, надземной прокладкой, с использованием существующих скользящих и неподвижных опор.

4) Выбранное основное технологическое оборудование нового узла регулирования №1 (шаровые краны, дисковые регулирующие затворы, расходомеры, датчики давления и электроприводы) должно быть низкотемпературного исполнения (до минус 600С) с классом защиты не хуже IP68(67), т.е. предназначенное для установки на открытом воздухе (под навесами) и не требующее строительства отдельного павильона. Управление оборудованием предусмотреть дистанционно (с рабочего места начальника смены ПКТС) и по месту (для оперативного персонала цеха №7, например при проведении переключений).

5) Установку шкафов автоматики для нового узла регулирования №1 предусмотреть во временном здании (устанавливаемым в непосредственной близости), совместно с оборудованием расходомеров, тепловычислителей и диспетчеризации для нового узла коммерческого учета на тепломагистрالی 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС».

Вывод:

Для принятого технического решения по организации автоматизированного узла регулирования №1 со стороны СГРЭС-1:

- не требуется дополнительных технических мероприятий по реконструкции внутреннего тракта сетевой воды станции имеющего требуемый резерв по пропускной способности равный $G_{рез} = (11000 - 7900) = 3100 \text{ т/ч (+39\%)}$ достаточный для организации взаимного резервирования;

- не требуется изменения существующего подключения трубопроводов тепломагистрالی «СГРЭС-2 – Промзона» в главном корпусе станции (сохраняется существующая перемычка прогрева d89x3,5 мм);

- строительство тепломагистрали 2Ду800 мм по ул. Университетская длиной $L = 300$

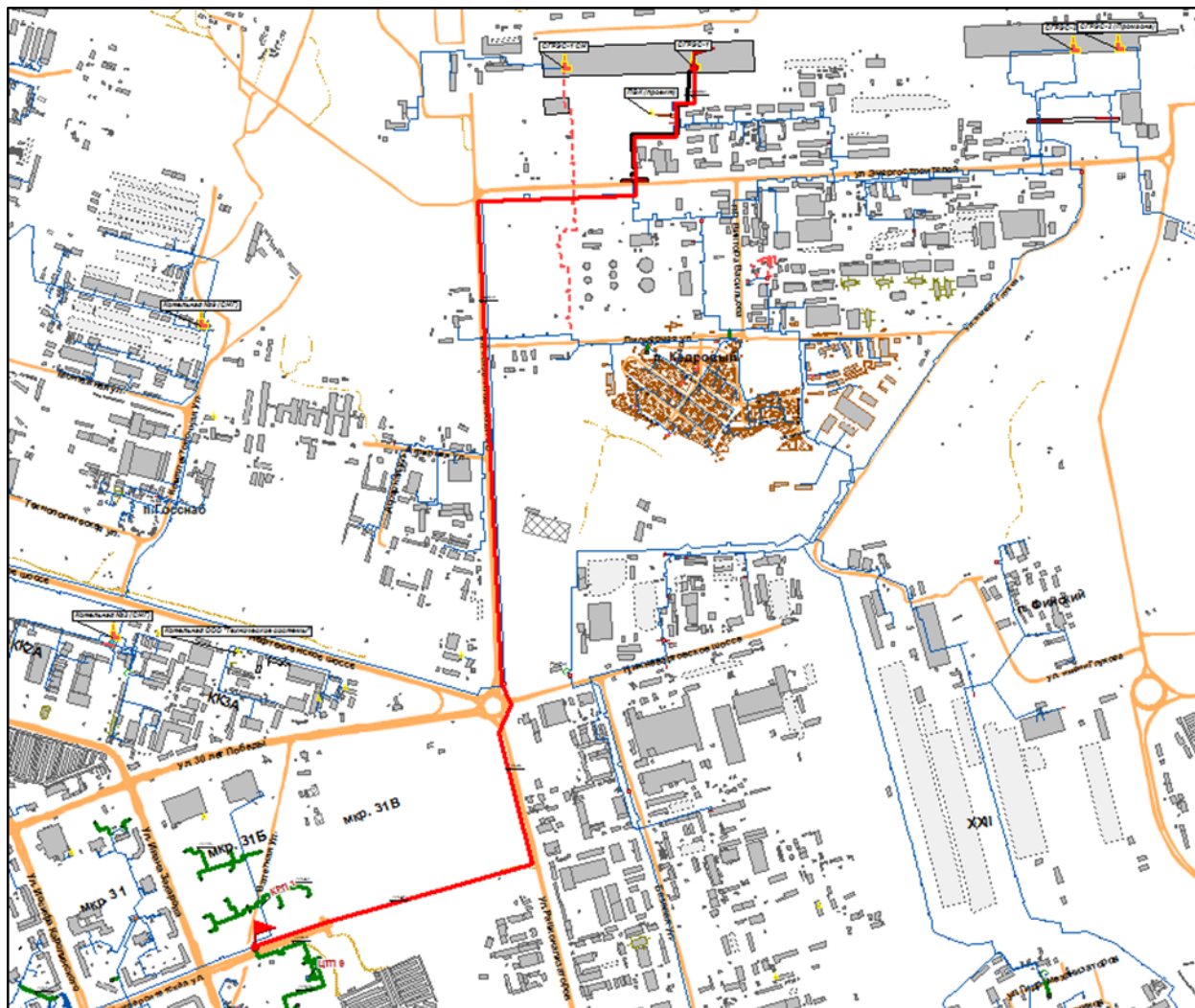


Рисунок 4.4 – Трассировка т/м СГРЭС-1-18 мкр. по ул. Университетской, по условиям повышения надежности теплоснабжения потребителей

4.1.4.4 Прокладка резервирующей перемычки между 1ТК-23-1(проект) и 1 ТК-46 вдоль ул. Игоря Киртбая, ул. Флегонта Показаньева, Югорский тракт

Данная резервирующая перемычка обеспечит закольцовку мкр. 5 и 5А, тем самым повысив надежность данной зоны теплоснабжения.

Перспективная модель тепломагистрали представлена на рисунке ниже. Для реализации мероприятия потребуется:

- строительство новой тепломагистрали 2Ду500 мм от 1ТК-46 до 1 ТК-23-1 (проект)

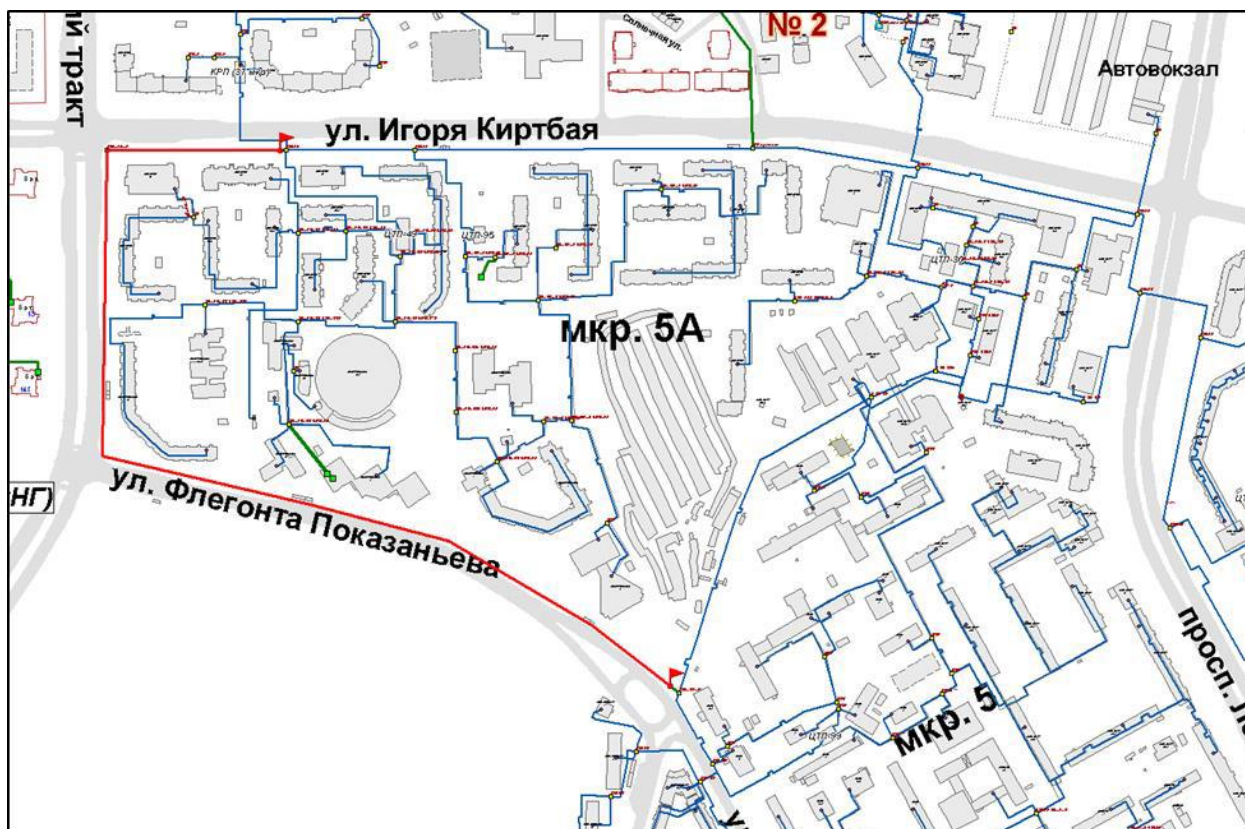


Рисунок 4.5 – Схема резервирующей перемычки

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 4.1.8 и 4.1.9. и в приложении 12В (представлены показатели надежности на пути от теплоисточника до наименее надежных потребителей).

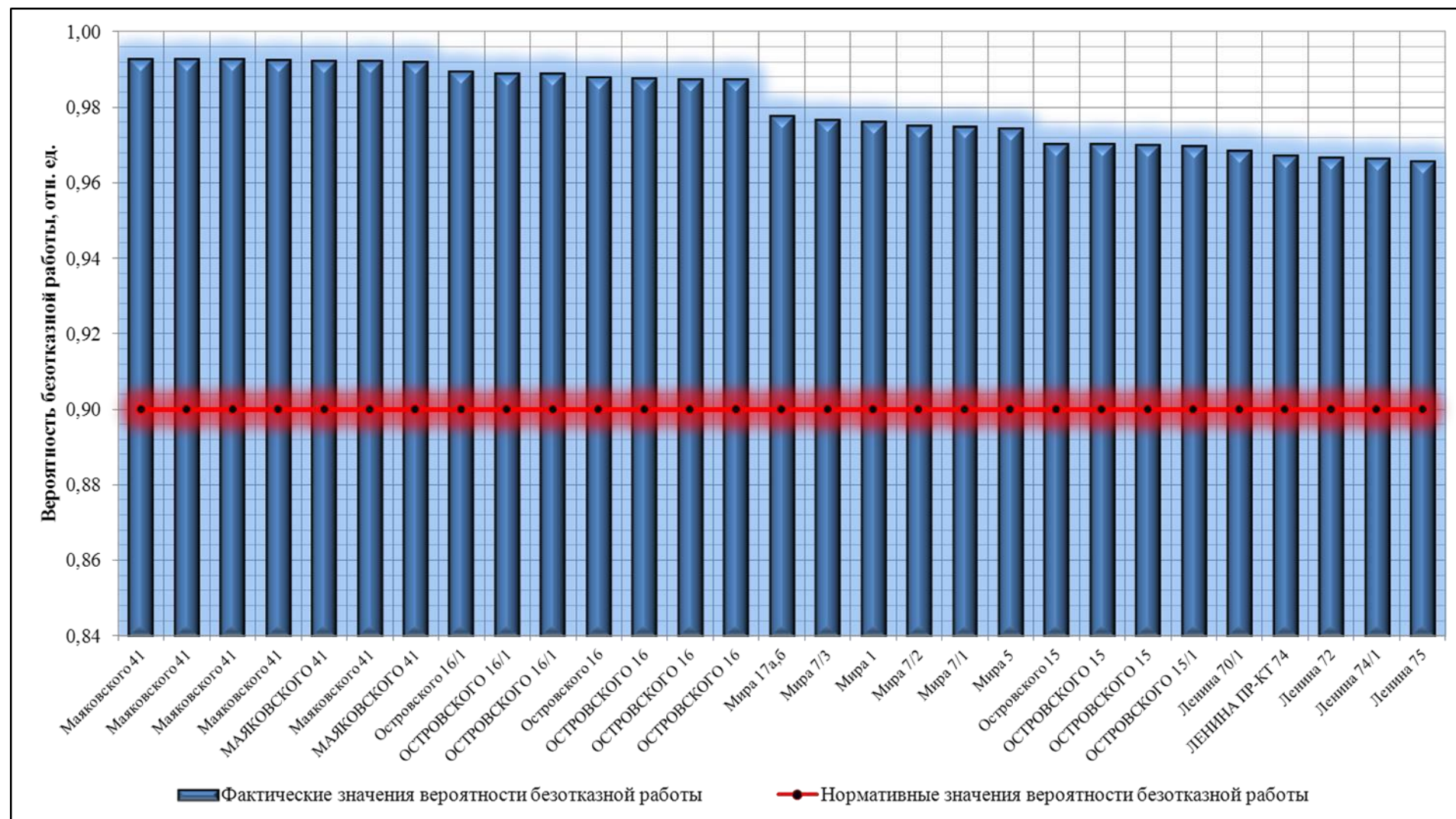


Рисунок 4.6 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (путь до потребителя с наихудшей надежностью)

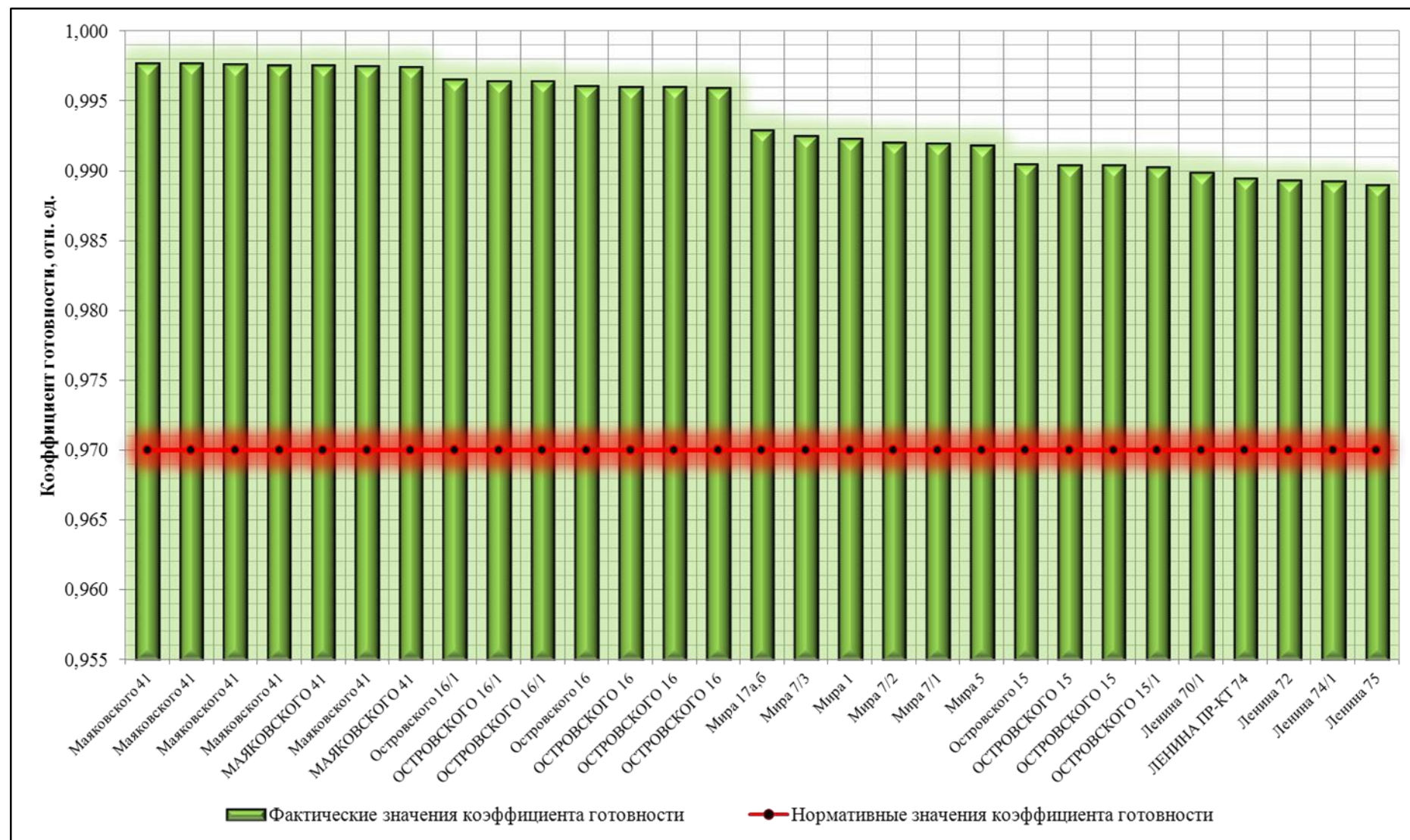


Рисунок 4.7 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (путь до потребителя с наихудшей надежностью)

4.1.5 Выводы по результатам расчетов

1. С учетом реализации мероприятий по перекладке ненадежных участков тепловых сетей, а также резервированию тепловой нагрузки потребителей, нормативная надежность будет выдерживаться:

-вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составит 0,949, что выше существующего норматива (0,9);

-коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,983, что выше существующего норматива (0,97).

2. Уже в настоящее время степень резервирования тепловой нагрузки в рассматриваемой системе теплоснабжения является довольно высокой. Причиной тому служит наличие перемычек, многократное резервирование внутриквартальной нагрузки и возможности передачи тепловой энергии и теплоносителя от сторонних источников тепловой энергии. Строительство 3 тепловывода помимо задачи обеспечения новых потребителей тепловой нагрузкой приведет к улучшению надежности.

Подача тепловой энергии «хвостовым» потребителям от сторонних источников существенно увеличивает надежность теплоснабжения. Так в настоящее время возможна передача тепловой энергии от котельных СГМУП «ГТС» (№1, №2 и №3), на перспективу также предусматривается резервирование тепловой нагрузки от котельной ООО «СГЭС».

Учитывая высокую степень резервирования наименее надежных потребителей, децентрализация существующей системы централизованного теплоснабжения с целью улучшения надежности не требуется.

3. В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:

а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;

б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.

4.2 СГРЭС-2-ВЖР

4.2.1 Этап 1. Оценка существующего положения

По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,136712 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,862708 при нормативе 0,97.

По существующему положению расчётные показатели надёжности ниже нормативных значений. Кроме того, потребители рассматриваемой системы теплоснабжения не имеют многократное резервирование тепловой нагрузки. По факту недоотпуск тепловой энергии потребителям минимален, что обусловлено оперативностью переключений на тепловых сетях, во избежание снижения качества оказываемой услуги теплоснабжения. Также расчётные показатели вероятности отказа ниже нормативного $k \geq 0,1$, но целом система не является надёжной из-за высокого числа порывов на ней.

Все потребители с расчётными показателями вероятности безотказной работы ниже нормы приведены в приложении 12А.

4.2.2 Этап 2. Оценка надёжности на перспективу без учета реализации мероприятий

Рассматриваемая система теплоснабжения имеет развитую теплосетевую структуру. Поддержание фактических показателей надёжности на текущем уровне невозможно без перекладки малонадёжных участков, т.к. в соответствии с распределением Вейбулла ежегодно надёжность будет ухудшаться. Целесообразно оценить надёжность теплоснабжения с учетом перекладок наименее надёжных теплопроводов, т.е. на следующем этапе.

4.2.3 Этап 3. Оценка надёжности на перспективу с учетом перекладки тепловых сетей

По результатам анализа статистики отказов тепловых сетей выявлены наименее надёжные участки тепловых сетей, на которых происходили отказы. Перечень таких участков представлен в таблице ниже.

Моделирование надёжности на перспективу производится с учетом следующих условий:

- Будет произведена перекладка (капитальный ремонт) ненадёжных участков. Согласно распределению Вейбулла, участки со сроком службы $3 \div 17$ лет имеют наименьшую интенсивность отказов;

•По всем участкам, на которых не происходило аварийных инцидентов, в качестве базовой задается нормативная интенсивность отказов, равная $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч), по следующим причинам:

-каким бы надежным не был участок по существующему положению, на перспективу должна предусматриваться вероятность возникновения отказа по каждому участку;

-перекладка ненадежных участков позволит свести вероятность возникновения отказа в системе теплоснабжения до минимального уровня.

Таблица 4.2 – Характеристики участков тепловых сетей, рекомендуемые к перекладке (капитальному ремонту), в связи с высокой интенсивностью отказов СГРЭС-2

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
ТК-12*	ТК-13	55,05	0,1	0,1		1	2	4	0,171	2,92	25199
ТК-22	Общественное, Детский сад "Веснушка" №92	30,62	0,08	0,08		1	1	4	0,154	3,25	25202
ТК-13	Жилой дом, откp ГВС	34,88	0,05	0,05		1	1	1			25209
ТК	Ввод/вывод, Геологов, 2а	8,78	0,032	0,032		1	2	4	0,0644	2,17	25229
ТК-5	ТК	97,78	0,15	0,15		1	1	1			25230
ТК-54-4 (ТК4-4)	Ввод/Вывод, Федорова, 5	3,5	0,1	0,1	2006	3	1	4			25262
ТК-54-9 (ТК4-9)	Ввод/вывод, Федорова, 70	25,71	0,05	0,05		1	1	4	0,272	2,17	25288
ТК-19	ТК-20	58,79	0,15	0,15		1	1	4	0,509	3	25304
ТК-9*		37,05	0,05	0,05		1	1	1			25307
ТК-11		18,08	0,1	0,1		1	1	4	0,1697	6,83	25318
ТК-9	ТК-9*	21,05	0,15	0,15		1	1	1			25322
ТК-7	ТК-7*	54,62	0,2	0,2		1	1	1		8,5	25325
ТК-7*	Ввод/Вывод, Московская, 34	3,93	0,15	0,15		1	1	1			25326
ТК-9	Ввод/вывод, Московская, 39	12,36	0,05	0,05		1	2	1		4	25336
ТК-7*		59,36	0,2	0,2		1	1	1			25361
УТ-1	Ввод/вывод, Ивана Кайдалова, 28/1	53,32	0,1	0,1		1	6	4	0,639	8,58	25368

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новостроительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
ТК-97-3 (УТ-3)	Ввод/Вывод, Ивана Кайдалова, 28	26	0,15	0,15		1	1	1			25369
ТК55-1 (ТК5-1)	ТК-55-5 (ТК5-5)	36,3	0,2	0,2	2006	3	1	1		4,91	25418
Ввод/Вывод, Первопроходце в пр-д, 1А	АБК, МКУ "Казна городского хозяйства"	9,74	0,05	0,05		4	1	1			25453
	Ввод/Вывод, Геологическая, 17	52,25	0,05	0,05		4	2	4	0,409	2,17	25490
ТК-55-5 (ТК5-5)	ТК-55-9 (УТ-1)	61,45	0,15	0,15		1	1	1			25588
ТК-61-2	Ввод/Вывод, Первопроходцев пр-д, 1А	15,13	0,05	0,05		1	1	1			25595
ТК-63-1	Ввод/Вывод, Геологическая, 22/1	20,9	0,1	0,1	2020	1	1	4	0,908	2,92	25597
ТК-61-2	Ввод/Вывод, Геологическая, 22	28,57	0,1	0,1		1	1	1			25600
9ТК8А (УТ-1)	9ТК8Б (ТК-1)	29	0,159	0,159		3	1	4			25662
9ТК10	т.А до 9ТК11	41,5	0,426	0,426	2005	3	1	1			25812
ТК-62-2 (ТК61- 1)	Ввод/Вывод, Комсомольский пр-кт, 21/1	17,57	0,1	0,1		1	1	1		8,83	25859
ТК-60-1 (ТК60- 1)	Ввод/Вывод, Комсомольский пр-кт, 40	41,25	0,15	0,15		1	5	4	1,017	2,17	25863

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, Комсомольский пр-кт, 36/1	Жилой дом	29,08	0,065	0,065		4	1	1			25884
Ввод/Вывод, Первопроходце в пр-д, 4		7,23	0,2	0,2		4	1	1			25898
		109,91	0,2	0,2		4	1	1			25925
ТК-61-4 (ТК61- 8)	Ввод/Вывод, Первопроходцев пр-д, 4	12,88	0,2	0,2		1	1	1		10	25995
Ввод/Вывод, Первопроходце в пр-д, 8		4,14	0,125	0,125		4	1	4	0,376	4,05	26009
ТК25	ТК25'	12,94	0,1	0,1		1	3	4	0,142	5,67	26030
ТК	ТК25	5,92	0,1	0,1		1	2	4	0,066	8,75	26035
ТК-54-4 (ТК4-4)		51	0,15	0,15	2006	3	1	4			26088
ТК-54-7 (ТК4-7)	ТК54-7	126,71	0,1	0,1	2015	3	1	4	0,596	2,83	26093
ТК-54-5 (ТК4-5)	ТК-54-9' (ТК4-9')	114,88	0,1	0,1	2006	3	2	4	0,272	7,5	26094
ТК-51-10 (ТК1- 10)	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 76В	7,8	0,08	0,08	2015	3	1	4	0,5092	2,75	26118
ТК-51-8 (ТК1-8)	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 64	63,52	0,1	0,1		1	1	4			26126
9ТК-12А	ПС КСК "Геолог"	94,33	0,08	0,08		1	2	4	0,1031	11,25	26191
Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 76Б	ТК-51-10 (ТК1-10)	42,04	0,15	0,15		1	2	4	0,8542	7,92	26196

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
ТК 51-6 (ТК1-6)	ТК-51-7 (ТК1-7)	47	0,15	0,15	2005	3	2	4	0,6197	3,67	26198
Ввод/Вывод, Комсомольский пр-кт, 40	Ввод/Вывод, Мунарева пр-д, 4	35,04	0,1	0,1		1	2	4	1,1052	10,83	26228
ТК-59-1 7	ТК 59-1-8	75,67	0,15	0,15	2009	3	1	1			26230
Ввод/Вывод, Комсомольский пр-кт, 40	Ввод/Вывод, Взлётный пр-д, 1	22,72	0,065	0,065		1	1	4	0,591	5,75	26240
Ввод/Вывод, Взлётный пр-д, 5	Ввод/Вывод, Взлётный пр-д, 5/1	14,11	0,15	0,15		1	1	4			26246
		2,58	0,15	0,15		4	1	4	1,6962	2,75	26328
9ТК12Г (ТК-59-9*)	Ввод/вывод, Взлётный пр-д,2	16,1	0,1	0,1		1	1	4			26333
9ТК12б	ТК-1	99	0,089	0,089		3	1	4	0,189	55,17	26337
ТК 59-1-8	ТК-59-9 (ТК59-9)	67,5	0,15	0,15		1	1	4	2,159	3,83	26340
		87,61	0,065	0,065		1	1	4			26357
		23,95	0,04	0,04		1	1	1			26362
	Жилой дом, откp ГВС	14,68	0,04	0,04		1	1	1			26364
		35,83	0,025	0,025		1	1	1			26367
	Жилой дом	51,61	0,04	0,04		1	1	1		0,5	26370
УТ-2	Ввод/вывод, Югорская, 40/1	70,41	0,1	0,1	2004	1	1	4	0,0251	1,92	26371
ТК-63-5 (ТК60-5)	Ввод/Вывод, Югорская, 12/4	42,96	0,25	0,25		1	1	1			26595
ТК-63-4 (ТК63-1)	Ввод/Вывод, Югорская, 18	18,12	0,15	0,15		3	1	4	1,356	6	26602
	Жилой дом	4,73	0,05	0,05		4	1	4			26691

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, Комсомольский пр-кт, 21		19,04	0,2	0,2		4	1	1			26744
Ввод/Вывод, ЦТП-62	ТК-62-2 (ТК61-1)	23,3	0,15	0,15		1	4	1		12,92	26764
ТК56-2	Ввод/Вывод, Югорская, 1/3	54,64	0,08	0,08		1	1	1		1	26808
	Ввод/Вывод, Югорская, 5/1	11,08	0,1	0,1		4	1	4			26809
ТК56-8	Ввод/Вывод, Югорская, 5	22,4	0,08	0,08	2004	3	1	4	1,027	8,5	26813
ТК56-5	Ввод/Вывод, Фармана Салманова, 2	25,34	0,1	0,1		1	1	4			26856
		140,96	0,1	0,1		1	6	4	0,131	34,25	26889
П-10	Ввод/вывод, ЦТП- 100	86	0,219	0,219		1	1	4			26916
ТК		70,33	0,1	0,1		1	1	1		1,17	26917
	АБК, Цех ремонта	18,76	0,08	0,08		1	1	4	1,025	12,5	26933
ТК	ТК	48,72	0,1	0,1		1	1	4	0,298	4,25	26938
	АБК, Склад №5	35,2	0,08	0,08		1	1	1		0,33	26949
		76,03	0,25	0,25		1	1	1			26950
ТК-4	ТК-90-4 (ТК-6)	223,28	0,2	0,2		1	1	1			26955
ТК-90-5 (ТК-7)	ТК-90-6	28,93	0,1	0,1		1	3	4		4	26974
	ТК 88-10 (ТК-10)	9,84	0,1	0,1		1	1	1			26978
	Жилой дом	92,88	0,032	0,032		1	1	4	0,028	5,33	27006
		7,1	0,05	0,05		3	3	4			27017
ТК 88-14 (ТК-14)	Жилой дом, откр ГВС	21,56	0,032	0,032		3	1	1		2,25	27020

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новостроительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
ТК 88-14 (ТК-14)		70,81	0,05	0,05		1	1	1			27023
ТК-90-6		70,06	0,1	0,1		1	1	1		4,33	27025
	Жилой дом, откв ГВС	16,57	0,025	0,025		1	2	1		2,58	27028
ТК-59-12 (ТК59-12)	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 47/1	20,54	0,08	0,08	2007	3	1	1			27044
ТК-59-12 (ТК59-12)	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 47/2	23,02	0,1	0,1		1	1	1			27046
ТК-59-11 (ТК59-11)	ТК-59-12 (ТК59-12)	30	0,15	0,15	2007	3	2	1		1,42	27048
ТК-60-7 (ТК60-7)	Ввод/Вывод, Югорская, 30/1	7,22	0,065	0,065		1	1	1		2,08	27053
ТК-87-4 (ТК-4)		12,9	0,25	0,25		1	1	1		47	27066
ТК-87-4 (ТК-4)	ТК-87-5 (ТК-5)	40	0,1	0,1		3	7	1			27067
ТК-87-2 (ТК-2)	Ввод/Вывод, Озерная, 29	15	0,05	0,05		3	1			1,42	27068
ТК-87-1 (ТК-1)	ТК-87-2 (ТК-2)	73	0,1	0,1		3	1	4	0,388	2,08	27070
	ТК-87-3 (ТК-3)	112	0,25	0,25		1	1	1		44,75	27071
ТК-87-3 (ТК-3)	Ввод/Вывод, Озерная, 27	48	0,05	0,05		1	3	4	0,124	6	27072
ТК-60-6	ТК-60-7 (ТК60-7)	61,85	0,15	0,15		1	1	4	3,8938	2,83	27078
	Ввод/Вывод, ЦТП-59	5,79	0,1	0,1		4	2	1			27093
Ввод/Вывод, Югорская, 7		17,24	0,1	0,1		4	1	4			27182

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новостроительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
		25,64	0,08	0,08		4	1	4			27194
ТК-59-13 (ТК59-13)	Ввод/Вывод, Взлётный пр-д, 11	6,43	0,08	0,08		1	1	1			27211
Ввод/Вывод, Югорская, 30/2	Ввод/Вывод, Югорская, 32	32,69	0,08	0,08		1	1	4	0,057	8,08	27213
ТК-87-3 (ТК-3)	ТК-87-4 (ТК-4)	38,5	0,25	0,25		1	1	1		30,83	27218
9ТК21	9ТК-21а	119	0,273	0,273	2006	3	2	1			27222
ТК-87-4 (ТК-4)	Ввод/Вывод, Озерная, 7	29	0,04	0,04	1998	3	1	4	0,0687	2,17	27238
ТК-18		15,81	0,05	0,05		1	1	4			27243
	Жилой дом	64,52	0,05	0,05		1	2	1		2,25	27244
		5,9	0,05	0,05		3	1	4			27246
УТ-1		4,01	0,05	0,05		3	4	4		2,67	27249
	ТК-87-32 (УТ-5)	22	0,05	0,05		1	1	1		7,33	27251
ТК-88-41	Ввод/вывод, Щепеткина, 7	7,76	0,032	0,032		1	1	4	0,0579	2,5	27260
Ввод/вывод, Щепеткина, 7	Жилой дом, отгр ГВС	40,94	0,032	0,032		1	2	1		2	27268
ТК-87-7 (ТК-7)	Ввод/Вывод, Озерная, 19	30	0,08	0,08		3	2	4	0,099	2,08	27280
	ТК-87-8 (ТК-8)	18,1	0,15	0,15		3	2	4	0,33	3,67	27286
ТК-87-11 (ТК-11)	ТК-87-16 (ТК-16)	16,3	0,1	0,1		1	1	4	0,1793	3,67	27290
ТК-87-11 (ТК-11)	ТК-87-10 (ТК-10)	30,1	0,15	0,15		3	3	4	0,5287	5,75	27291
ТК-87-11' (ТК- 11")	Общественное, больница "Водник" откл	15,49	0,1	0,1		1	1	1		7,83	27292

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
ТК-87-11' (ТК-11")	ТК-87-11 (ТК-11)	18	0,2	0,2		3	1	1			27293
ТК-87-15 (ТК-15)	ТК-87-16 (ТК-16)	90	0,2	0,2		3	1	1		5,33	27299
	ТК-87-30 (ТК-30)	50	0,05	0,05		3	1	4	0,042	2,92	27303
		20	0,2	0,2		3	3	1		8,17	27306
ТК-88-41	ТК-88-42	66,58	0,08	0,08		1	1	4			27326
ТК-88-42	ТК-88-43	18,92	0,032	0,032		1	1	1		6,33	27328
ТК		17,99	0,15	0,15		1	1	1		14,5	27334
ТК-87-9 (ТК-9)	Ввод/Вывод, Озерная, 13	14,2	0,025	0,025		1	1	4	0,07	8,17	27337
ТК-88-37 (ТК-35*)		74,38	0,1	0,1		1	1	4		4,83	27344
ТК-87-16 (ТК-16)		54	0,2	0,2	2005	3	1	1		9,58	27347
	ТК-88-36 (ТК-36)	119	0,2	0,2		3	2	1		8,67	27348
ТК-58-1-1	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 28/1	82,05	0,1	0,1		1	2	1		0,42	27357
Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 28/1	Мелик-Карамова, 28/1	13,05	0,1	0,1		4	1	4	0,613	4,67	27372
	Ввод/Вывод, ЦТП-58	9,9	0,25	0,25		4	1	1		5,08	27374
ТК58 (ТК8-1)	ТК	382,68	0,05	0,05		1	1	1			27406
Ввод/Вывод, ЦТП-58	ТК-58-1	79,5	0,25	0,25	2020	1	1	1		5,25	27408

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
9ТК23А (УТ1А)	Ввод/Вывод, КРП- 16	65,8	0,325	0,325		3	1	4		1,25	27414
ТК-58-14		1,1	0,05	0,05	2020	1	1	1		9	27415
	Жилой дом, откp ГВС	9	0,025	0,025	2020	1	1	4	0,0222	7,67	27416
ТК-58-13		10,46	0,05	0,05	2020	1	1	1			27417
ТК-58-12		9	0,025	0,025	2020	1	1	4			27418
ТК-58-12		7,82	0,05	0,05	2020	1	2	1		0,33	27420
		14,5	0,015	0,015	2020	1	1	1		1,33	27423
	Жилой дом, откp ГВС	5,18	0,032	0,032		1	1	4			27442
		6,27	0,05	0,05	2020	1	1	4	0,0093	4,08	27460
Ввод/Вывод, Нагорная, 3	ТК	35,34	0,05	0,05		1	1	4			27462
		11,5	0,015	0,015	2020	1	2	4	0,0099	9	27485
		11,5	0,015	0,015	2020	1	1	1		9	27486
ТК-58-5 (ТК8-5)	ТК-58-12	174,87	0,05	0,05	2020	1	4	4	0,4547	1,42	27506
ТК-58-14		17,73	0,032	0,032		1	1	4	0,0211	3,25	27507
ТК-58-13	Жилой дом	17	0,025	0,025	2020	1	3	4	0,0253	6,75	27513
		12,4	0,025	0,025		3	3	4	0,0173	12,25	27519
	Жилой дом	53,93	0,032	0,032		3	2	4		1,33	27531
		33,16	0,05	0,05		1	1	4	0,0056	9	27534
		11,54	0,032	0,032		3	1	1		0,92	27535
		39,65	0,08	0,08		3	1	1		9,08	27537
	Жилой дом, откp ГВС	9,27	0,05	0,05		3	3	1		3,25	27564
	Жилой дом	40,7	0,04	0,04		3	5	4	0,0121	5,83	27565
	Жилой дом	40,7	0,04	0,04		3	5	4	0,0121	5,83	27565
		72,57	0,05	0,05		3	1	4	0,0455	2,08	27576
		23,47	0,05	0,05		3	1	4	0,0455	2,75	27577

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
ТК-88-28 (ТК- 28)	Жилой дом	49,73	0,032	0,032		3	2	4		2	27578
ТК-88-27-1 (ТК- 27*)	Жилой дом, откв ГВС	70,08	0,032	0,032		3	3	4		0,67	27579
		29,51	0,032	0,032		3	2	4			27581
		36,8	0,08	0,08		3	1	4			27585
Ввод/Вывод, Рыбникова, 3	Жилой дом	27,27	0,04	0,04		1	1	1			27586
ТК-88-33-1		28,45	0,05	0,05		1	1	1		1,92	27587
	Жилой дом	28,21	0,032	0,032		3	1	1		2	27588
ТК-88-27 (ТК- 27)	Жилой дом	29,33	0,032	0,032		1	6	4	0,0073	6,5	27592
ТК-88-27 (ТК- 27)	Жилой дом	29,33	0,032	0,032		1	6	4	0,0073	6,5	27592
		63,77	0,05	0,05		3	4	4	0,0179	3	27593
ТК-88-37 (ТК- 35*)	ТК-88-36 (УТ-3)	56,44	0,15	0,15		1	1	1			27602
ТК88-30 (ТК- 30)	Ввод/Вывод, Рыбникова, 3	12,64	0,05	0,05		1	1	1		0,92	27608
	Жилой дом	23,49	0,025	0,025		1	1	4	0,019	0,67	27627
	Жилой дом	9,82	0,032	0,032		3	2	4	0,0079	3,17	27633
ТК-88-6	Жилой дом, откв ГВС	10,21	0,032	0,032		1	1	4	0,0058	4,25	27637
ТК-88-25 (ТК- 25)	ТК-88-25-5	12,6	0,032	0,032		1	1	1			27642
ТК-88-25-1	Жилой дом	15,97	0,032	0,032		3	2	4	0,0067	3	27643
ТК-88-26 (ТК- 26)		13,74	0,05	0,05		3	3	4	0,0531	6	27645
		12,99	0,025	0,025		1	1	4	0,0072	2,67	27647

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
ТК-88-27 (ТК- 27)		38,33	0,08	0,08		3	6	4	0,0665	31,67	27648
		61,97	0,125	0,125		3	1	4	0,3032	2,33	27657
	Жилой дом	41,74	0,032	0,032		1	2	1		2,08	27675
ТК-88-24-1 (ТК- 24)	Жилой дом	31,71	0,032	0,032		1	1	4	0,0071	2,42	27676
ТК-88-7	Жилой дом	13,21	0,032	0,032		1	1	4	0,006	4,5	27678
	Жилой дом	9,38	0,025	0,025		1	3	4	0,0126	9,59	27683
ТК-88-4	Жилой дом	14,66	0,032	0,032		3	1	4	0,0027	4,58	27690
ТК-88-25-3		9,92	0,032	0,032		3	1		0,009	4,42	27692
ТК-88-25 (ТК- 25)	ТК-88-26 (ТК- 26)	54,85	0,3	0,3		3	1	1			27698
	Жилой дом	45,92	0,032	0,032		1	2	4	0,0106	6,92	27706
ТК-88-32 (ТК- 32)	АБК	14,83	0,05	0,05		1	2	4	0,196	7,33	27730
		1,18	0,08	0,08		1	1	1			37074
ТК-88-29 (ТК- 29)		9,11	0,032	0,032		1	3	4			37079
	ТК88-30 (ТК-30)	11,73	0,3	0,3		1	2	1		2,67	37084
	Жилой дом	9,09	0,025	0,025		3	4	4	0,0093	1,27	37090
		23,68	0,08	0,08		3	2	4	0,0296	13,25	37092
	МП оптово-торговая база "Декабрьская"	6,26	0,1	0,1		1	1	1			37734
		25,67	0,08	0,08		1	1	1			38107
	ТК-88-41	44,68	0,08	0,08		1	1	1			38108
		8,91	0,15	0,15		1	1	4	0,196	5,08	38113
	ТК-58-14	31,17	0,05	0,05	2020	1	3	1		6,08	38116
	ТК-58-13	27,39	0,05	0,05	2020	1	2	1		2,25	38118
		5,84	0,05	0,05	2020	1	1	1		3,17	38121
		5,48	0,05	0,05	2020	1	1	1		1,83	38122

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, Нагорная, 3	Ввод/Вывод, Нагорная, 3	38,07	0,05	0,05		4	3	4	0,0373	4,25	38453
	ТК-87-1 (ТК-1)	14	0,219	0,219		3	2	4			39175
Ввод/Вывод, Ивана Кайдалова, 28		63,61	0,2	0,2		4	1	1			40025
ТК-88-26 (ТК-26)	Жилой дом, отгр ГВС	10,53	0,032	0,032		3	2	4	0,0088	7,25	50391
	ТК-58-7	95,85	0,15	0,15		1	1	4			50439
ТК	Ввод/вывод, Мунарева пр-д, 3	15,18	0,05	0,05		1	1	4	0,484	4	50945
ЦТП-58	РД ЦТП-58	15,16	0,25	0,25		4	1	1		0,83	51244
	Общественное, МБОУ ДО "Детская школа искусств №3" ГВС	39,74	0,05	0,05		2	1	1			55964
		7,96	0,1	0,1		4	1	1			56077
	Ввод/Вывод, ЦТП-61 ГВС	6,36	0,15	0,1		4	1	1		4,91	56081
	Жилой дом ГВС	20,9	0,08	0,05	2020	2	1	1		5	56095
	Ввод/Вывод, ЦТП-53 ГВС	7,95	0,2	0,15		4	1	1		1,83	56155
		60	0,15	0,1	2020	2	1	1		3,75	56184
	Ввод/Вывод, Первопроходцев пр-д, 4 ГВС	12,32	0,15	0,1		2	1	1		6,75	56188
	Жилой дом ГВС	5,14	0,05	0,05		4	1	1			56190
	Ввод/Вывод, Комсомольский пр-кт, 21/1 ГВС	16,49	0,08	0,05		2	1	1		1,33	56215

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
	Ввод/Вывод, Первопроходцев пр-д, 10 ГВС	29,79	0,08	0,05		4	1	1			56229
	Жилой дом ГВС	11,84	0,05	0,05		2	2	1		4,83	56241
	Ввод/Вывод, Первопроходцев пр-д, 7/1 ГВС	42,64	0,1	0,08		2	1	1			56252
	Ввод/Вывод, ЦТП-60 ГВС	22,48	0,15	0,1		4	1	1		2,17	56254
Ввод/Вывод, ЦТП-54 ГВС		16,81	0,15	0,1		2	1	1		2,17	56265
		70,88	0,15	0,1		2	2	1		2,5	56291
	Ввод/Вывод, ЦТП-51 ГВС	1,74	0,1	0,1		4	1	1			56321
		4,56	0,2	0,15		4	1	1		0,33	56467
	Ввод/Вывод, ЦТП-62 ГВС	6,48	0,1	0,08		4	1	1		2,92	56469
	Ввод/Вывод, ЦТП-62 ГВС	56,57	0,08	0,08		4	1	1			56471
		104,12	0,15	0,1		2	1	1			56479
	Ввод/Вывод, ЦТП-63 ГВС	2,38	0,15	0,1		4	1	1		1,75	56506
	Ввод/Вывод, Югорская, 12/4 ГВС	43,63	0,1	0,1		2	2	1		1,33	56535
	Жилой дом ГВС	41,39	0,08	0,065		2	2	1		2,09	56566
	Жилой дом ГВС	204,45	0,05	0,05		4	1	1			56587
	Жилой дом ГВС	25,94	0,08	0,05		2	1	1		3,25	56597
	Ввод/Вывод, Югорская, 1/2 ГВС	19,07	0,05	0,05		2	1	1		0,5	56633

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
	Ввод/Вывод, Пролетарский пр-т, 32 ГВС	32,43	0,05	0,05		2	1	1			56639
	Ввод/Вывод, Фармана Салманова, 2 ГВС	21,12	0,05	0,05		2	1	1			56641
	Жилой дом ГВС	3,79	0,05	0,05		4	1	1			56643
	Ввод/Вывод, ЦТП-59 ГВС	16	0,08	0,065		4	2	1		1,75	56715
	Ввод/Вывод, ЦТП-59 ГВС	2,92	0,2	0,15		4	1	1			56721
	Мелик-Карамова, 47/2 ГВС	23,07	0,05	0,05		2	1	1			56732
	Жилой дом, ГВС	32,29	0,05	0,05		2	2	1		3,17	56750
	Ввод/Вывод, Югорская, 9 ГВС	3,06	0,08	0,05		2	1	1			56766
	Жилой дом ГВС	2,73	0,08	0,05		4	1	1		3,92	56772
	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 28/1 ГВС	129,65	0,11	0,08		2	1	1			56786
	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 28/1 ГВС	129,65	0,11	0,08		2	1	1			56786
	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 28/1 ГВС	129,65	0,11	0,08		2	1	1			56786

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 28/1 ГВС	129,65	0,11	0,08		2	1	1			56786
	Ввод/Вывод, Нагорная, 7 ГВС	15,8	0,063	0,063		2	1	1		1,5	56792
	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 28/3 ГВС	37,02	0,08	0,08		2	2	1			56802
	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 28/2 ГВС	75,84	0,08	0,05		2	1	1			56804
	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 24 ГВС	11,31	0,063	0,063		2	1	1			56818
	Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 20 ГВС	14,03	0,11	0,09		2	1	1		0,33	56822
	Жилой дом ГВС	2,96	0,065	0,065		4	1	1		0,42	56829
	Ввод/Вывод, Озерная, 21	14,95	0,05	0,05		1	2	1		1,83	58809
	АБК	12,58	0,05	0,05		1	1	1			58834
ТК-88-37 (ТК- 35*)	АБК, маг. "Гермес"	18,17	0,032	0,032		1	1	1			58837
		14,81	0,2	0,2		3	1	1			59136
	Жилой дом	10,88	0,032	0,032		1	1	4	0,0071	8,42	59191
ТК-88-25-2	ТК-88-25-3	12,72	0,08	0,08		1	4	4	0,0525	1,33	59197
ТК-88-25-5		19,89	0,05	0,05		3	2	4	0,0272	2,83	59199
	Жилой дом, откргВС	8,47	0,025	0,025		1	4	4	0,029	3,35	59201

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
		16,38	0,08	0,08		3	2	1		2,67	59207
	Жилой дом	9,46	0,025	0,025		3	1	4			59209
	Жилой дом	38,95	0,05	0,05		1	1	1			59217
т.А. в сторону ЦТП-86	Ввод/Вывод, ЦТП-86	158,5	0,219	0,219	2016	3	1	4	4,7088	4,08	70150
РД ЦТП-58	РД ЦТП-58	3	0,25	0,25		4	1	1		0,75	70271
РД ЦТП-60		1	0,25	0,25		4	1	1		0,92	70299
	ТК-58-15	1	0,05	0,05	2020	1	1	4	0,0093	4,08	71333
	Жилой дом	50	0,025	0,025		1	1	1		3,5	71336
	Жилой дом	19,08	0,032	0,032		1	2	1		1,67	72078
	Жилой дом со встроенным нежилым помещением, ГВС	1	0,05	0,05		4	1	1			72294
Н.О.-4	9ТК10	126,5	0,53	0,53	2005	3	1	1		0,19	72779
Н.О. №3	Ввод/Вывод, ЦТП-51	41,8	0,273	0,273	2010	3	1	4			72797
ТК-90-4 (ТК-6)	АБК, Склад-арочник	52,39	0,05	0,05		3	1				73461
		5,22	0,08	0,08		1	1	1			76432
		30,43	0,1	0,1		1	1	4	0,4206	3,08	76434
		42,86	0,1	0,1		1	3	4			76435
		1,5	0,1	0,1		1	1	1			76442
		9,14	0,1	0,1		1	1	4			76444
	Жилой дом, отгр ГВС	23,15	0,032	0,032		1	4	4	0,0645	13,16	76446
		10,86	0,032	0,032		1	1	1			76462
		15,82	0,1	0,1		1	1	1			76465
		25,04	0,1	0,1		1	1	1			76466
		19,78	0,1	0,1		1	1	4	5,9923	2,42	76467
		21,19	0,08	0,08		1	1	1			76469

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
		13,25	0,1	0,1		1	1	1			76470
	Жилой дом, отгр ГВС	10,02	0,032	0,032		1	1	4	0,0297	2	76495
	Жилой дом, отгр ГВС	21,44	0,032	0,032		1	1	4	0,0445	5,92	76497
	Жилой дом, отгр ГВС	11,03	0,032	0,032		1	1	4	0,0206	1,67	76513
		6,67	0,1	0,1		1	1	4			76519
		16,48	0,1	0,1		1	1	4	0,0492	2,33	76521
		7,46	0,1	0,1		1	1	4	0,0854	4,42	76535
		17,5	0,1	0,1		1	7	4	0,1332	10,25	76553
		8,72	0,1	0,1		1	4	4	0,1428	2,83	76559
		19,21	0,1	0,1		1	2	4			76561
		15,9	0,1	0,1		1	1	1			76562
		0,67	0,1	0,1		1	3	1			76565
		16,93	0,1	0,1		1	1	1			76568
		16,05	0,1	0,1		1	1	1			76569
		4,41	0,1	0,1		1	1	1			76570
		34,88	0,1	0,1		1	2	1			76571
		1,33	0,1	0,1		1	1	1			76579
		15,46	0,1	0,1		1	1	1			76592
		50	0,1	0,1		1	6	4	0,53	2,67	76683
		50	0,1	0,1		1	6	4	0,53	2,67	76683
		32,17	0,1	0,1		1	1	4	0,844	2,92	76684
		11,83	0,1	0,1		1	1	1			76846
	Жилой дом, отгр ГВС	17,26	0,032	0,032		1	1	1			76850
		16,63	0,032	0,032		1	1	1			76851
		10,77	0,1	0,1		1	1	4			76853
		44,16	0,1	0,1		1	1	1			76923
		10,71	0,1	0,1		1	1	1			76925
		17,34	0,1	0,1		1	1	1			76962

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
		37,26	0,065	0,065		1	1	4			76983
Ввод/Вывод, Федорова, 5		17,17	0,1	0,1	2006	4	1	4			77160
Ввод/Вывод, ЦТП-62 ГВС	Ввод/Вывод, Комсомольский пр-кт, 21 ГВС	56,57	0,08	0,08		2	1	1		1,5	77224
	Жилой дом	24,35	0,025	0,025		3	1				77233
	Жилой дом	12,99	0,025	0,025		4	1	4	0,0072	2,67	77457
	Жилой дом	12,4	0,025	0,025		4	3	4	0,0173	12,25	77471
Ввод/Вывод, Озерная, 29	Жилой дом	15	0,05	0,05		4	1				77535
Ввод/Вывод, Геологическая, 17	Ввод/Вывод, Геологическая, 17	52,25	0,05	0,05		1	2	4	0,409	2,17	77729
Ввод/Вывод, Геологическая, 17		48,04	0,05	0,05		4	2	4	0,409	2,17	77731
	Жилой дом, откв ГВС	5,9	0,05	0,05		4	1	4			77735
Ввод/Вывод, Озерная, 7	Жилой дом, откв ГВС	29	0,04	0,04	1998	4	1	4	0,0687	2,17	77743
Ввод/Вывод, Озерная, 13	Жилой дом, откв ГВС	14,2	0,025	0,025		4	1	4	0,07	8,17	77753
Ввод/Вывод, Озерная, 19	Жилой дом, откв ГВС	30	0,08	0,08		4	2	4	0,099	2,08	77755
Ввод/Вывод, Озерная, 27	Жилой дом	48	0,05	0,05		4	3	4	0,124	6	77757
	Жилой дом, откв ГВС	4,43	0,032	0,032		4	2	4	0,0099	3,25	77931
Ввод/Вывод, ЦТП-51	ЦТП-51	11,33	0,273	0,273	2010	4	1	4			82579

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, ЦТП-63 ГВС	Ввод/Вывод, Комсомольский пр-кт, 27 ГВС	13,84	0,08	0,06		2	1	1		3,25	82793
Ввод/Вывод, Комсомольский пр-кт, 27 ГВС	Жилой дом ГВС	27,4	0,08	0,06		4	1	1			82797
Ввод/Вывод, Первопроходце в пр-д, 14/1 ГВС		2,1	0,15	0,1		4	1	1			82803
Ввод/Вывод, Первопроходце в пр-д, 10 ГВС	Ввод/Вывод, Первопроходцев пр-д, 8 ГВС	32,73	0,08	0,05		2	1	1		1,25	82833
Ввод/Вывод, ЦТП-62 ГВС		24,62	0,1	0,08		2	1	1		0,75	82843
Ввод/Вывод, Первопроходце в пр-д, 4 ГВС		52,11	0,15	0,1		4	1	1			82873
	Жилой дом	5,11	0,032	0,032		4	1	1			82881
Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 20 ГВС	Мелик-Карамова, 20 ГВС	5,72	0,11	0,09		4	1	1			82901
Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 24 ГВС	Мелик-Карамова, 24 ГВС	7,1	0,063	0,063		4	1	1		1,42	82903
Ввод/Вывод, Нагорная, 7 ГВС	Жилой дом ГВС	3,54	0,063	0,063		4	1	1		1,5	82905

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, ЦТП-58 ГВС		6,6	0,1	0,1		2	1	1			82927
Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 28/3 ГВС	Мелик-Карамова, 28/3 ГВС	3,27	0,08	0,08		4	1	1		0,42	82935
Ввод/Вывод, Первопроходце в пр-д, 7/1 ГВС	Ввод/Вывод, Пролетарский, 18 ГВС	14,37	0,05	0,05		2	1	1			82947
Ввод/Вывод, Нагорная, 3 ГВС	Жилой дом ГВС	6,69	0,08	0,065		4	1	1		0,75	82953
Ввод/Вывод, Комсомольский пр-кт, 44/2 ГВС		7,34	0,2	0,15		4	1	1		1	83027
Ввод/Вывод, ЦТП-59	ТК-59-13 (ТК59-13)	59,26	0,1	0,1		1	2	1		10,5	83073
Ввод/Вывод, Мелик-Карамова, 47/1	Мелик-Карамова, 47/1	14,73	0,08	0,08	2007	4	1	1			83089
Ввод/Вывод, Югорская, 12/4 ГВС		3,77	0,1	0,1		4	1	1			83131
Ввод/Вывод, КРП-16	КРП-16 (КРП №1)	8,65	0,325	0,325		4	1	4			83143
Ввод/Вывод, Пролетарский пр-т, 32 ГВС	Жилой дом ГВС	4,53	0,05	0,05		4	1	1		0,17	83155
Ввод/Вывод, Фармана Салманова, 2	Жилой дом	10,4	0,1	0,1		4	1	4			83163

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, Югорская, 1/2 ГВС	Жилой дом ГВС	4	0,05	0,05		4	2	1			83209
Ввод/Вывод, Югорская, 5/2		9,12	0,1	0,1		4	1	4			83235
Ввод/Вывод, Югорская, 5/1	Ввод/Вывод, Югорская, 5/2	57,81	0,1	0,1		1	1	4			83237
Ввод/Вывод, Югорская, 5/1 ГВС	Ввод/Вывод, Югорская, 5/2 ГВС	57,01	0,1	0,05		2	2	1		1,42	83239
Ввод/Вывод, ЦТП-61 ГВС		107,63	0,15	0,1		2	1	1			83377
Ввод/Вывод, ЦТП-86	ЦТП-86	6,95	0,219	0,219	2016	4	1	4	4,7088	4,08	83383
Ввод/Вывод, Озерная, 21	Жилой дом	4,72	0,05	0,05		4	1	1			83548
Ввод/вывод, Югорская, 40/1	Жилой дом	3,28	0,1	0,1	2004	4	1	4	0,0251	1,92	83560
Ввод/вывод, Взлётный пр-д, 2	Жилой дом	4,83	0,1	0,1		4	1	4			83574
Ввод/вывод, Мунарева пр-д, 3	АБК, ГОМ-3 УВД г. Сургута и Сургутского района	6,45	0,05	0,05		4	1	4	0,484	4	83584
Ввод/вывод, Геологов, 2а	Административное здание	2,57	0,032	0,032		4	2	4	0,0644	1,75	83606
Ввод/вывод, Федорова, 70	Общественное, Торговый центр "Геолог"	8,66	0,05	0,05		4	1	4	0,272	2,17	83644
Ввод/вывод, Московская, 39	Жилой дом, отгр ГВС	6,59	0,05	0,05		4	2	1			83658

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
	Жилой дом, откв ГВС	19,7	0,032	0,032		1	1	4	0,0206	1,67	84488
Ввод/Вывод, Первопроходце в пр-д, 8 ГВС	Жилой дом ГВС	2,67	0,08	0,05		2	1	1		1,25	84578
Ввод/Вывод, Первопроходце в пр-д, 8 ГВС	АБК, маг. "Луч" ГВС	58,61	0,08	0,05		2	1	1		1,25	84581
		76,59	0,15	0,15		1	1	4	0,908	2,92	84883
	ЦТП-ТП "Росич"	15,17	0,15	0,15		1	1	4	0,908	2,92	84884
9ТК-6А		131,07	0,15	0,15		1	1	4	0,908	2,92	85476
	Жилой дом со встроенным нежилым помещением	1	0,05	0,05		4	1	1			85666
		57,07	0,2	0,2		4	1	1			85733
		23,26	0,2	0,2		4	1	1			85737
	Ввод/Вывод, Ивана Кайдалова, 28	7,31	0,2	0,2		4	1	1			85741
		40,62	0,2	0,2		4	1	1			85745
		33,64	0,2	0,2		4	1	1			85749
		52,02	0,2	0,2		4	1	1			85753
		32,26	0,2	0,2		4	1	1			85757
		26,99	0,1	0,1	2006	4	1	4			86108
		20,3	0,1	0,1		1	1	1			87963
	Ввод/вывод, Линия 16, 13	12,96	0,025	0,025		1	1	1			88181
	Ввод/вывод, Линия 16, 16	59,33	0,025	0,025		1	1	1			88221

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
	АБК, База Комплект	63,01	0,1	0,1		1	1	1		1,58	88634
		37,98	0,15	0,15		1	2	4	0,107	5,34	88716
		74,88	0,15	0,15		1	1	1			88719
		70	0,15	0,15		1	1	1		3,75	88723
		39,9	0,15	0,15		1	1	4	0,112	3,33	88733
		119,37	0,15	0,15		1	1	4	0,134	4,33	88740
		15,06	0,05	0,05		1	1	1			88748
		73,31	0,05	0,05		2	1	1			88780
ТК-101-6(ТК-6)		66,83	0,08	0,08		1	2	4			88783
УТ4	Ввод/вывод, ЦТП- 101	341,5	0,219	0,219		3	1	4	14,1759	5	88801
Ввод/вывод, ЦТП-101	ЦТП-101	1	0,219	0,219		4	1	4	14,1759	5	88802
ТК-101-2(ТК-2)	ТК-101-5(УТ-8)	86	0,15	0,15	2011	1	1	4	0,7057	2,67	88826
ТК		112,64	0,15	0,15		1	1	4	0,5628	4,17	88845
	Жилой дом	30	0,05	0,05		3	1			1	88847
ТК		40,82	0,1	0,1		1	2	4	0,1101	3	88859
	Жилой дом	15,94	0,02	0,02		1	2	4	0,0264	2,17	88888
		48,24	0,032	0,032		1	2				88897
		154,32	0,08	0,08		1	1	1		3	88904
		90	0,1	0,1		1	1	1		3,33	88906
		86,53	0,15	0,15		1	1	4	0,47	2,67	88933
ТК		3,07	0,08	0,08		1	1	1		2,17	88941
	Административное здание	10,86	0,05	0,05		1	2	1			88943
	ТК	30,21	0,1	0,1		1	6	4	0,39	8	88944
		6,98	0,1	0,1		1	2	4	0,005	3	88945
		15,54	0,1	0,1		1	1	1			88947
ТК	АБК, Автосервис	60,23	0,08	0,08		1	6	4	0,39	6	88948

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладок и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
ТК-101-2(ТК-2)		34,02	0,08	0,08		1	5	4	0,0722	6,67	88996
	Жилой дом	33,13	0,025	0,025		1	1	1			89006
		179,65	0,2	0,2		1	1	1			89146
	АБК, ООО "Стройпробетон"	37,98	0,05	0,05		3	1			5,67	89148
		43,02	0,065	0,065		4	1	4	0,004	5,5	89189
ТК-89-9		67,49	0,2	0,2		1	1	4	0,39	3,67	89190
		30,61	0,15	0,15		1	1	1			89208
		22,76	0,2	0,2		1	5	4	3,961	12,33	89213
	ТК-89-9	42,85	0,2	0,2		1	2	1			89228
ТК-89-9	АБК, КПП (сооружение 1)	17,58	0,02	0,02		1	1	4			89229
	ТК27	35,37	0,15	0,15		1	1	4			89377
ТК-28	Ввод/вывод, Геологов, 9	56,07	0,032	0,032		3	1			3	89398
Ввод/вывод, Геологов, 9	Жилой дом, откp ГВС	3,78	0,032	0,032		4	1				89400
	Жилой дом	4,21	0,05	0,05		4	2	4	0,409	2,17	89651
		10,99	0,05	0,05		3	4	4		2,67	89669

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2-ВЖР приведена на рисунке ниже.

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках ниже.

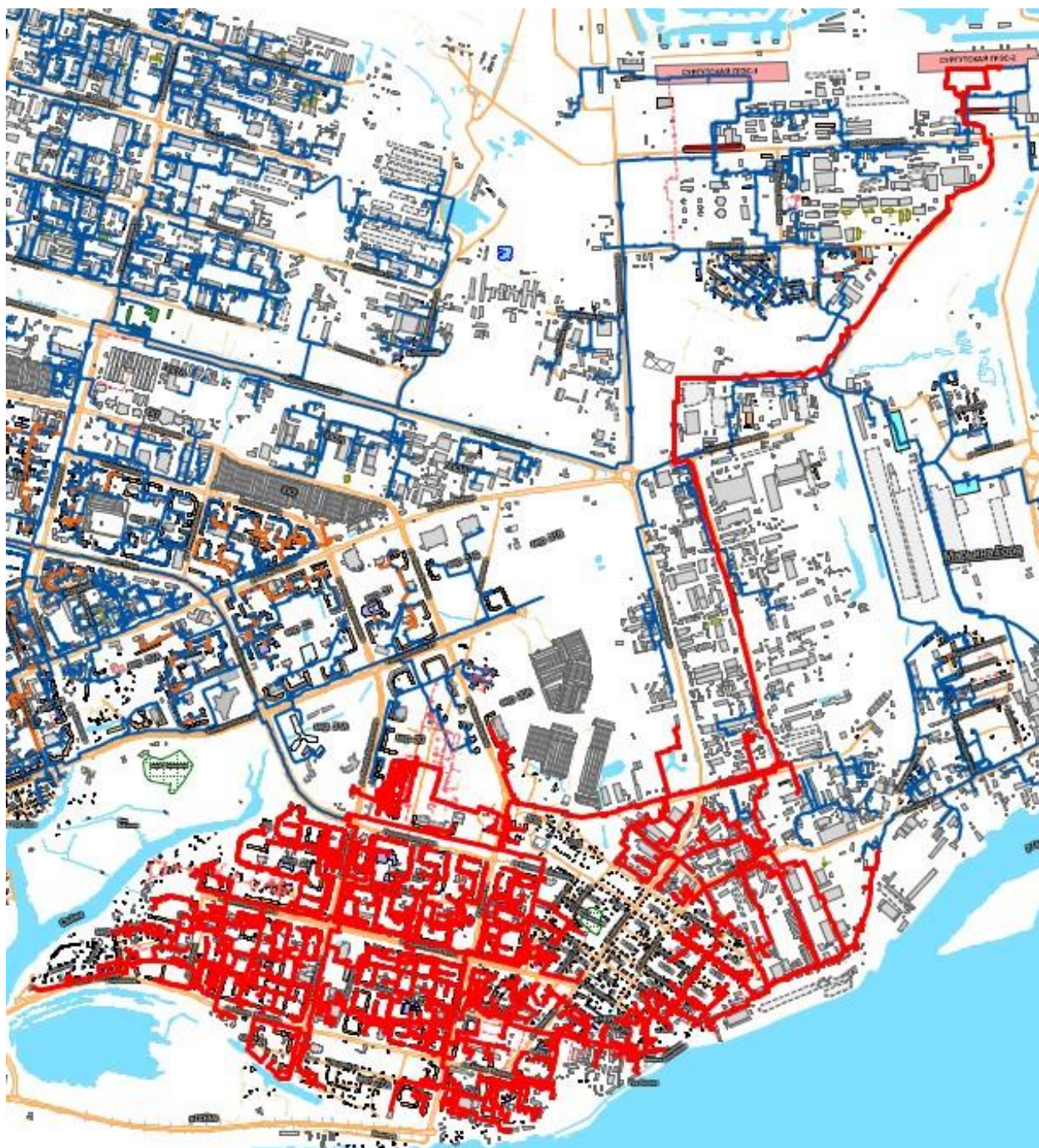


Рисунок 4.8 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от СГРЭС-2-ВЖР

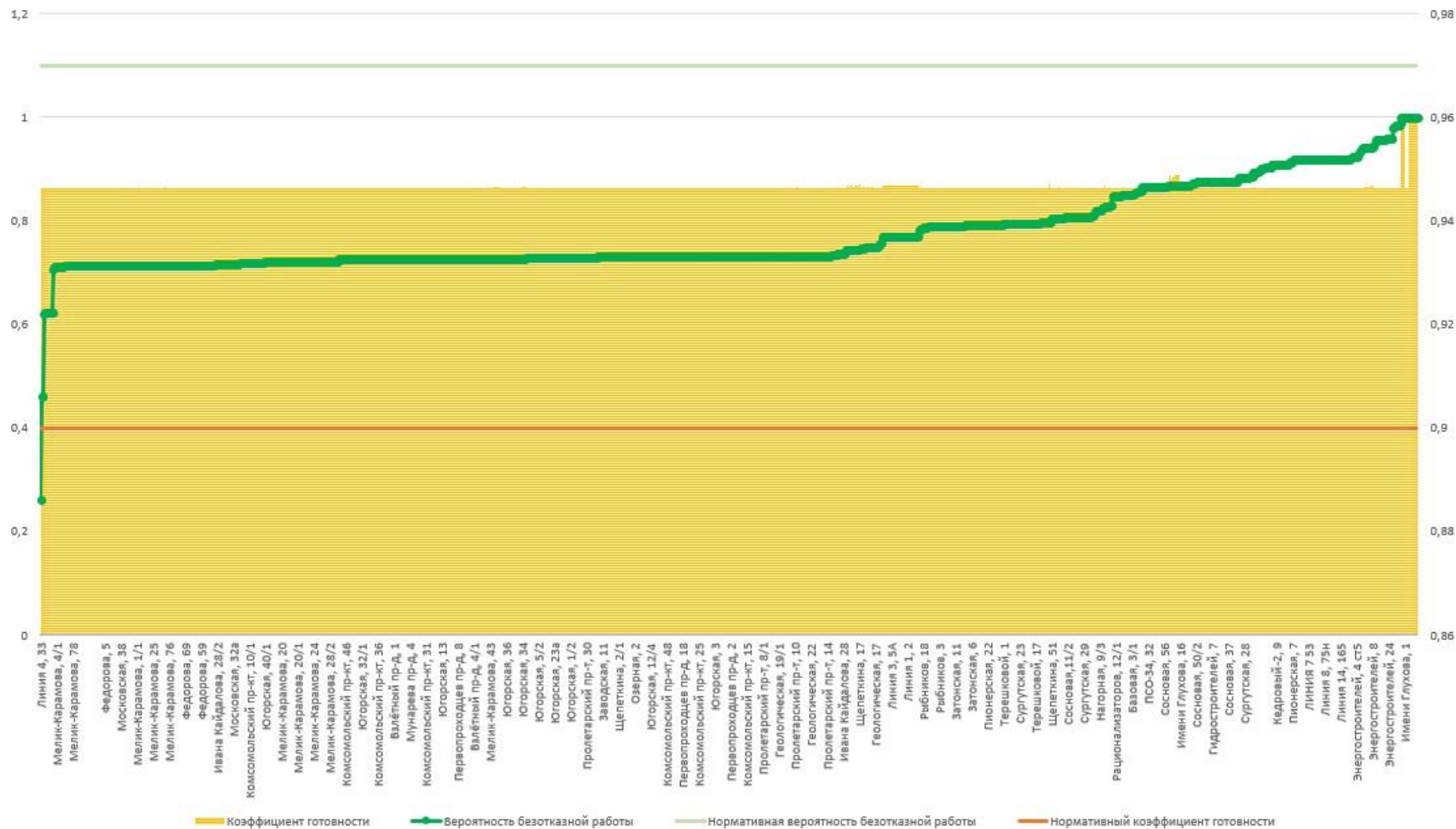


Рисунок 4.9 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения СГРЭС-2-ВЖР

Выводы по этапу 3:

Моделирование переключений ненадежных тепловых сетей привело к снижению вероятности безотказной работы по сравнению с существующим положением, при этом коэффициент готовности увеличился за счет сокращения интенсивности отказов. Нормативные показатели надежности теплоснабжения не достигнуты и вряд ли достижимы путем интенсификации темпов переключений ветхих и ненадежных теплопроводов.

Причинами являются:

- Не универсальность существующих методик оценки надежности теплоснабжения;
- Существенная величина присоединенной нагрузки;
- Увеличение срока службы теплопроводов к окончанию расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения;
- Разветвленность тепловых сетей, наличие «тупиковых» районов – районов, теплоснабжение которых осуществляется по единственной магистрали;
- Математический алгоритм расчета показателей надежности. Надежность теплоснабжения конкретного участка представляет собой произведение показателей надежности всех предшествующих участков.

С целью недопущения прекращения подачи тепловой энергии потребителям, при возникновении функционального отказа (аварии) на тепломагистрали, необходимо предусмотреть на перспективу резервные способы подачи тепловой энергии от смежных теплоисточников и смежных тепломагистралей.

Таким образом, необходимо предусмотреть мероприятия по резервированию тепловой нагрузки и выполнить расчеты надежности для перспективной Схемы теплоснабжения.

4.2.4 Этап 4. Оценка надежности теплоснабжения с учетом реализации мероприятий по резервированию тепловой нагрузки потребителей тепловой энергии

4.2.4.1 Технические решения по взаимному резервированию тепломагистралей

Для организации взаимного резервирования тепломагистралей 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» принимается техническое решение для реализации следующего варианта:

1). Взаимное резервирование тепломагистралей 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» предусмотреть за счет строительства новой резервирующей перемычки 2d820x9,0 мм с автоматизированным узлом регулирования №3 между тепломагистралями в районе кольца ГРЭС:

-точка подключения к трубопроводам тепломагистрали 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС»: в районе неподвижной опоры НО-16 (вариант 1) или НО-15 (вариант 2) по ул. Электротехническая);

-точка подключения к трубопроводам тепломагистрали 2d1020x10,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР»: в районе неподвижной опоры НО-25 перед павильоном П-3.

Выбор вариантов 1 или 2 для точек подключения к трубопроводам тепломагистрали 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и непосредственно схемы прокладки трубопроводов резервирующей перемычки во многом зависят от ведущегося в настоящее время проектирования двухуровневой развязки автомобильных дорог в районе кольца ГРЭС.

Длина трубопроводов 2d820x9,0 мм резервирующей перемычки тепломагистралей «СГРЭС-1 – ПКТС» и «СГРЭС-2 – ВЖР» в зависимости от выбранного варианта для точки подключения и трассировки может составить от 280 до 430 м.

2). Организация нового узла регулирования №3 на трубопроводах резервирующей перемычки 2d820x9,0 мм тепломагистралей «СГРЭС-1 – ПКТС» и «СГРЭС-2 – ВЖР» предусматривается на территории существующей перекачивающей насосной станции ПНС.

3). Выбранное основное технологическое оборудование нового узла регулирования

№3 (шаровые краны, дисковые регулирующие затворы, расходомеры, датчики давления и электроприводы) должно быть низкотемпературного исполнения (до минус 600С) с классом защиты не хуже IP68(67), т.е. предназначенное для установки на открытом воздухе (под навесами) и не требующее строительства отдельного павильона. Управление оборудованием предусмотреть дистанционно (с рабочего места начальника смены ПКТС) и по месту (для оперативного персонала цеха №7, например при проведении переключений).

4). Установку шкафов автоматики для нового узла регулирования №3 предусмотреть в помещении существующей насосной станции ПНС.

Вывод:

Для принятого технического решения по организации автоматизированного узла регулирования №2 со стороны СГРЭС-1 и СГРЭС-2:

-не требуется дополнительных технических мероприятий по реконструкции внутренних трактов сетевой воды станций имеющих требуемые резервы по пропускной способности достаточные для организации взаимного резервирования;

-не требуется изменения существующего подключения трубопроводов тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона» в главном корпусе станции (сохраняется существующая перемычка прогрева d89x3,5 мм);

Следует отметить, что при проектировании перемычек необходимо рассмотреть вариант организации их обогрева во избежание замерзания теплоносителя при низких температурах.

В дальнейшем при возникновении ситуации резервирования одного источника другим следует учитывать факт того, что компенсация собственных нужд ГРЭС будет восполняться через перемычку за счет мощностей резервного источника.

2). Теплоисточнику СГРЭС-2 выполнить увеличение верхних пределов измерения для двулучевых ультразвуковых расходомеров типа UFM 500 фирмы ООО «Кроне-Автоматика» (г. Самара) смонтированных на выводах тепломагистралей 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в связи с увеличением расходов при вводе в эксплуатацию схемы резервирования теплоисточников.

Требуемые новые верхние пределы измерения объемного расхода расходомеров UFM 500 (назначаются программно):

- вывод тепломагистрали «СГРЭС-2 – ВЖР», расходомеры DN500 - 7600 м³/ч;
- вывод тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона», расходомеры DN400 - 4800 м³/ч.

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 4.2.4 и 4.2.5 и в приложении 12В (представлены показатели надежности на пути от теплоисточника до наименее надежных потребителей).

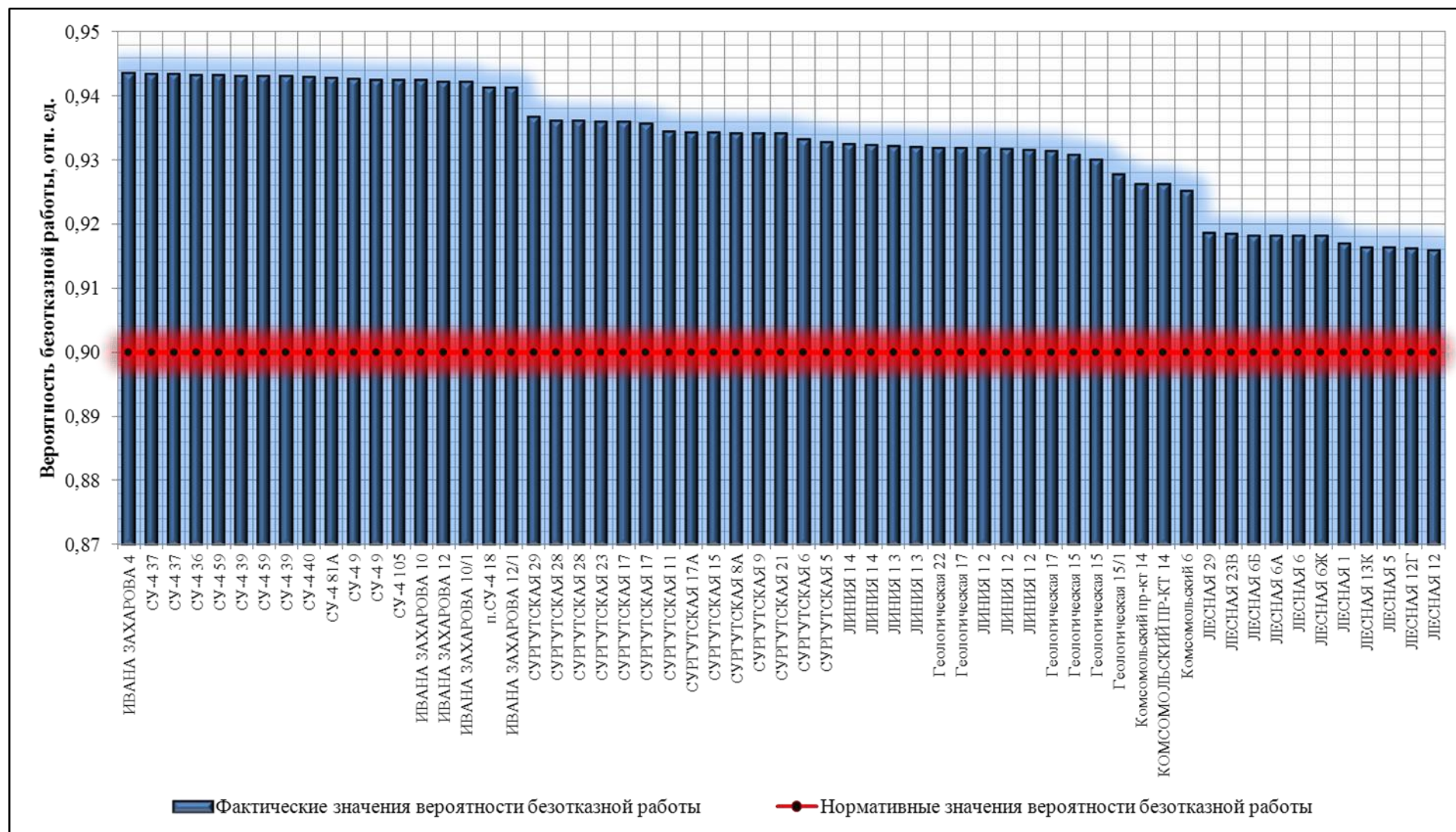


Рисунок 4.10 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (путь до потребителя с наихудшей надежностью)

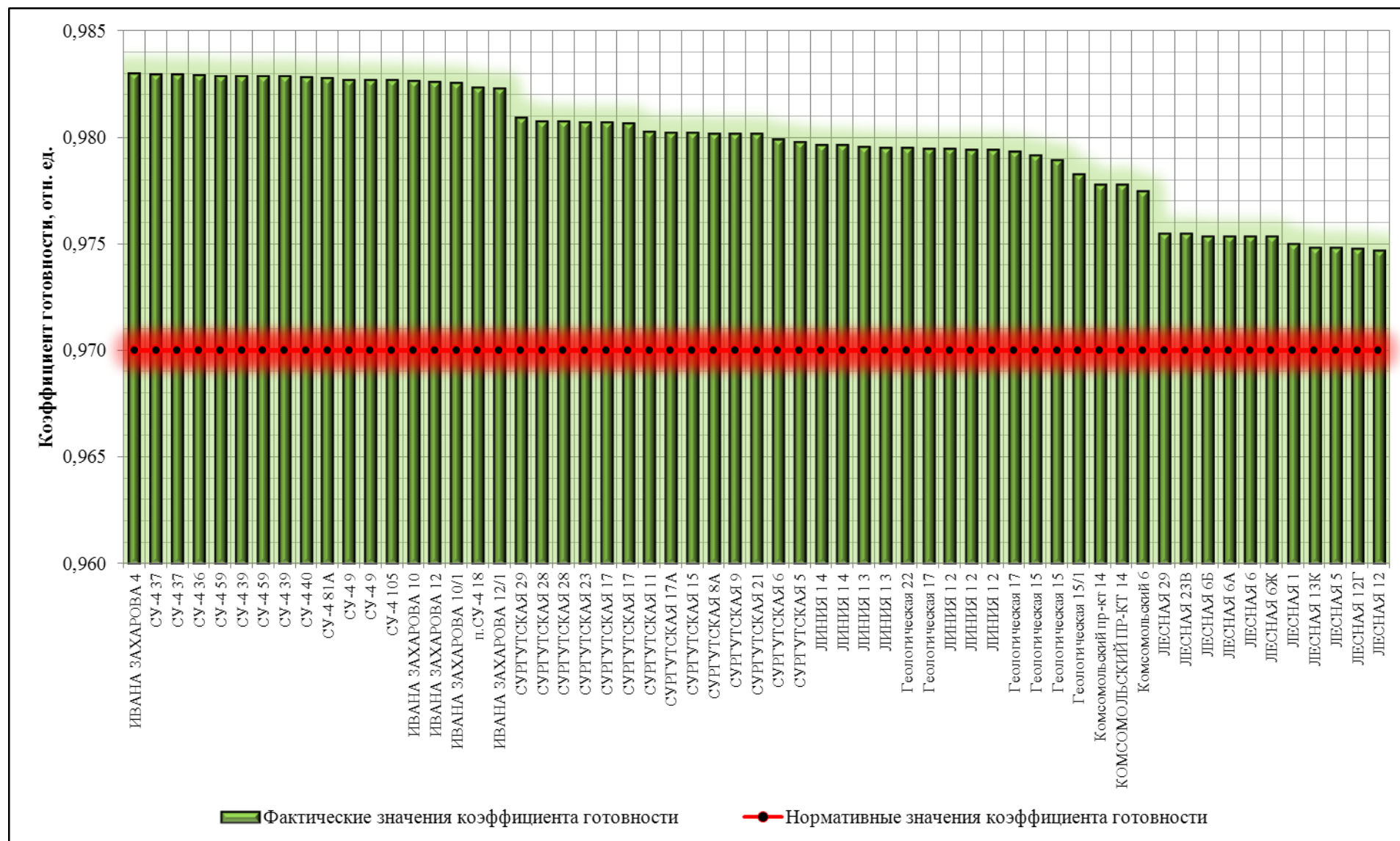


Рисунок 4.11 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (путь до потребителя с наихудшей надежностью)

4.2.5 Выводы по результатам расчетов

1.С учетом реализации мероприятий по перекладке ненадежных участков тепловых сетей, а также резервированию тепловой нагрузки потребителей, нормативная надежность будет выдерживаться:

-вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составит 0,916, что выше существующего норматива (0,9);

-коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,975, что выше существующего норматива (0,97).

2.Резервирование тепловой нагрузки от СГРЭС-1 в совокупности со строительством 3 тепловывода в город позволят существенно улучшить надежность теплоснабжения за счет наличия возможности выполнения оперативных переключений на тепловых сетях при отказе (аварии) в системе теплоснабжения.

3.В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:

а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;

б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.

4.3 СГРЭС-2 Промзона

4.3.1 Этап 1. Оценка существующего положения

По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,136712 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,862708 при нормативе 0,97.

По существующему положению расчётные показатели надежности ниже нормативных значений. Кроме того, потребители рассматриваемой системы теплоснабжения не имеют многократное резервирование тепловой нагрузки. По факту недоотпуск тепловой энергии потребителям минимален, что обусловлено оперативностью переключений на тепловых сетях, во избежание снижения качества оказываемой услуги

теплоснабжения. Также расчётные показатели вероятности отказа ниже нормативного $k \geq 0,1$, но целом система не является надёжной из-за высокого числа порывов на ней.

Все потребители с расчётными показателями вероятности безотказной работы ниже нормы приведены в в приложении 12А.

4.3.2 Этап 2. Оценка надежности на перспективу без учета реализации мероприятий

Рассматриваемая система теплоснабжения имеет развитую теплосетевую структуру. Поддержание фактических показателей надежности на текущем уровне невозможно без перекладки малонадежных участков, т.к. в соответствии с распределением Вейбулла ежегодно надежность будет ухудшаться. Целесообразно оценить надежность теплоснабжения с учетом перекладок наименее надежных теплопроводов, т.е. на следующем этапе.

4.3.3 Этап 3. Оценка надежности на перспективу с учетом перекладки тепловых сетей

По результатам анализа статистики отказов тепловых сетей выявлены наименее надежные участки тепловых сетей, на которых происходили отказы в 2021 г. Перечень таких участков представлен в таблице 4.2.

Моделирование надежности на перспективу производится с учетом следующих условий:

- Будет произведена перекладка (капитальный ремонт) ненадежных участков. Согласно распределению Вейбулла, участки со сроком службы $3 \div 17$ лет имеют наименьшую интенсивность отказов;

- По всем участкам, на которых не происходило аварийных инцидентов, в качестве базовой задается нормативная интенсивность отказов, равная $5,7 \cdot 10^{-6} \text{ 1/(км} \cdot \text{ч)}$, по следующим причинам:

- каким бы надежным не был участок по существующему положению, на перспективу должна предусматриваться вероятность возникновения отказа по каждому участку;

- перекладка ненадежных участков позволит свести вероятность возникновения отказа в системе теплоснабжения до минимального уровня.

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении 12Б.

4.3.4 Выводы по результатам расчетов

1.С учетом реализации мероприятий по перекладке ненадежных участков тепловых сетей нормативная надежность будет выдерживаться:

-вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составит 0,921, что выше существующего норматива (0,9);

-коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,985, что выше существующего норматива (0,97).

2.В связи с необходимостью резервирования собственных нужд СГРЭС-1, проектом актуализации Схемы теплоснабжения предусматривается узел связи СГРЭС-1 и СГРЭС-2 (Промзона). Также от СГРЭС-1 возможно будет теплоснабжение в аварийном режиме собственных нужд СГРЭС-2 и присоединенной нагрузки Промзоны, пос. Финский и пос. ПСО-34 (описание мероприятия представлено в разделе 4.1.3.1.).

3.Надежность теплоснабжения пос. Финский и пос. ПСО-34 также однозначно повысят следующие мероприятия по резервированию тепловой нагрузки за счет устройства технологической связи по ул. Энергостроителей.

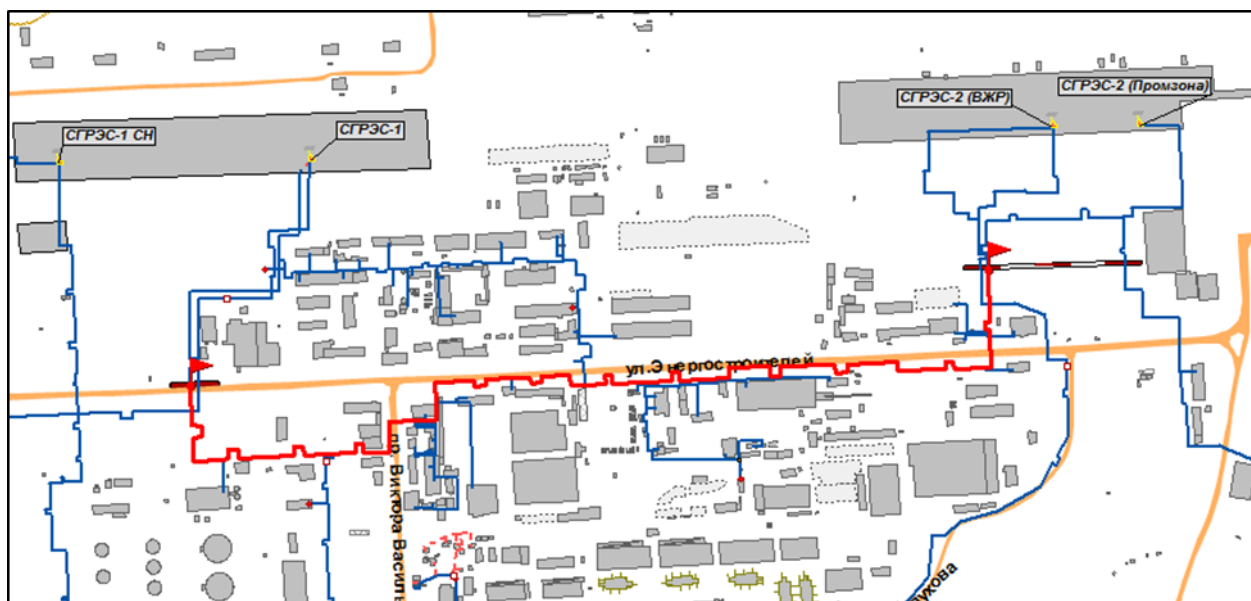


Рисунок 4.12 – Технологическая связь для взаимного резервирования СГРЭС-1 – СГРЭС-2 – Промзона («Теплотрасса от ограды СГРЭС-1 до ограды СГРЭС-2»)

4.3.4.1 Технические решения по взаимному резервированию теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 (применительно к СГРЭС-2)

Для организации взаимного резервирования теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 принимается техническое решение для реализации следующего варианта:

1) Взаимное резервирование теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 предусмотреть с использованием основного расчетного направления существующей тепломагистрالی 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по ул. Энергостроителей.

2) Организация нового узла регулирования №1 на трубопроводах тепломагистралей 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в районе СГРЭС-1.

3) В связи с подключением подающего трубопровода d820x9,0 мм тепломагистрالی «СГРЭС-2 – Промзона» к общестанционному подающему коллектору с рабочим давлением равным не более 7,0...8,0 кгс/см² (т.е. до повысительных насосов в группе ПСН-6...ПНС-13) организация взаимного резервирования с использованием существующей схемы конфигурации трубопроводов – не возможна.

4) На основании этого организация схемы взаимного резервирования теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 с использованием основного расчетного направления существующей тепломагистрالی 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по ул. Энергостроителей предусматривается за счет строительства нового автоматизированного узла регулирования

№2 между тепломагистралями 2d1020x10,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в районе точки пересечения тепломагистралей (за зданием АНО ДПО

«Учебный центр «Профессионал», ул. Энергостроителей, 21).

5) Новый узел регулирования №2 смонтировать на существующих эстакадах трубопроводов тепломагистралей 2d1020x12,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и 2d820x9,0 мм

«СГРЭС-2 – Промзона» находящихся на балансе ООО «СГЭС», в пределах существующих землеотводов, воздушной прокладкой, с использованием существующих скользящих и неподвижных опор.

б) Выбранное основное технологическое оборудование нового узла регулирования №1 (шаровые краны, дисковые регулирующие затворы, расходомеры, датчики давления и электроприводы) должно быть низкотемпературного исполнения (до минус 600С) с классом защиты не хуже IP68(67), т.е. предназначенное для установки на открытом воздухе (под навесами) и не требующее строительства отдельного павильона. Управление оборудованием предусмотреть дистанционно (с рабочего места начальника смены ПКТС) и по месту (для оперативного персонала цеха №7, например при проведении переключений).

7) Установку шкафов автоматики для нового узла регулирования №2 предусмотреть во временном здании (устанавливаемым в непосредственной близости) или в

существующем павильоне П-1, совместно с оборудованием расходомеров, тепловычислителей и диспетчеризации для нового узла коммерческого учета на тепломагистрали 2d1020x10,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР».

Выводы:

Для принятого технического решения по организации автоматизированного узла регулирования №2 со стороны СГРЭС-2:

-не требуется дополнительных технических мероприятий по реконструкции внутреннего тракта сетевой воды станции имеющего требуемый резерв по пропускной способности равный $G_{рез} = (5130 - 3250) = 1890$ т/ч (+37%) достаточный для организации взаимного резервирования;

-не требуется реконструкции и изменения существующего подключения трубопроводов тепломагистрали 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в главном корпусе станции;

-для обеспечения возможности регулирования давления в подающем трубопроводе тепломагистрали 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» (дисковым поворотным затвором

Hogfors DN350, PN25, $K_v = 5\,600$ м³/ч, смонтированным в главном корпусе СГРЭС-2) на выходе из главного корпуса станции для потребителей (АТЦ и ГРС-5) в составе нового узла регулирования предусматривается организация двух циркуляционных перемычек DN50(80) из подающего трубопровода тепломагистрали 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в обратный трубопровод 2d1020x10,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и в обратный трубопровод тепломагистрали 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» (через регулятор температуры прямого действия).

-следует отметить, что компенсация собственных нужд станций будет восполняться через данную перемычку, этот факт должен быть учтен в тепловых балансах станции.

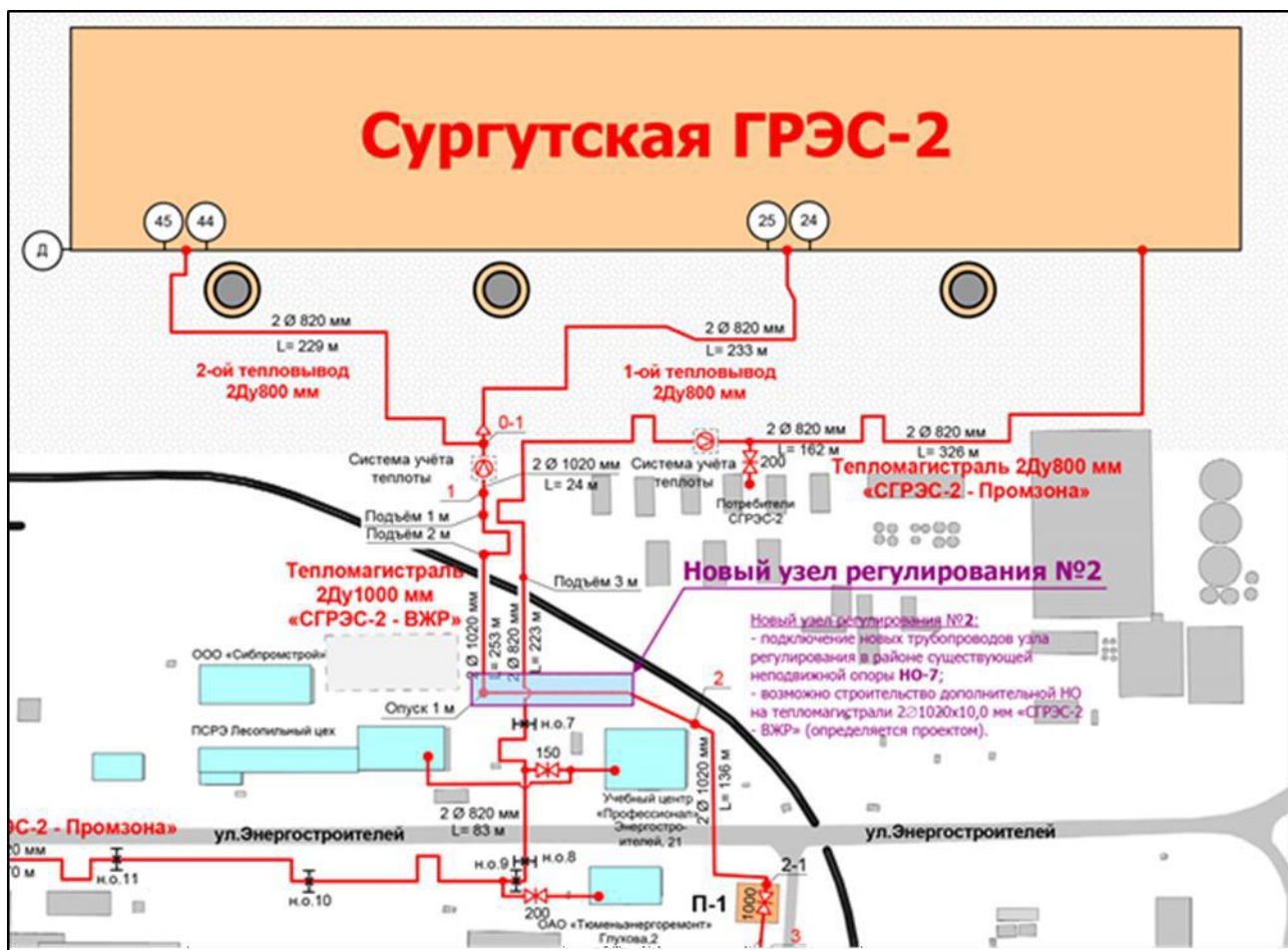


Рисунок 4.13 – Технологическая связь для взаимного резервирования СГРЭС-1 – СГРЭС-2 - Промзона

4.В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:

- а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.

5. ПОРЯДОК ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

5.1 Котельная №1 СГМУП «ГТС»

5.1.1 Этап 1. Оценка существующего положения

По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,983857 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,996747 при нормативе 0,97.

По состоянию на 2023 г. зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях за 2018-2022 гг., а также прослеживаемая динамика их сокращения (в 2022 г. значение составило 1 шт.). Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

5.1.2 Этап 2. Оценка надежности на перспективу без учета реализации мероприятий

В связи с переводом части тепловой нагрузки потребителей от котельной №2 СГМУП

«ГТС» на рассматриваемую зону теплоснабжения (для компенсации дефицита тепловой мощности котельной №2 СГМУП «ГТС»), площадь покрытия тепловой нагрузки увеличится.

На рисунке ниже.1 представлена расчетная зона (выделена красным цветом) для оценки надежности теплоснабжения с учетом переключения части тепловой нагрузки микрорайона А.

Как видно, часть наименее надежной зоны теплоснабжения от котельной №2 (хвостовые потребители в микрорайоне А) будет переведена на теплоснабжение от котельной №1. Мероприятие выглядит целесообразным и с точки зрения надежности, т.к. по существующему положению зоны ненадежного теплоснабжения от котельной №1 отсутствуют.

Задачей этапа 2 является оценка надежности с учетом реализации мероприятий по переключению зон теплоснабжения, без учета реконструкции ненадежных сетей.

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках 5.1.2 и 5.1.3 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

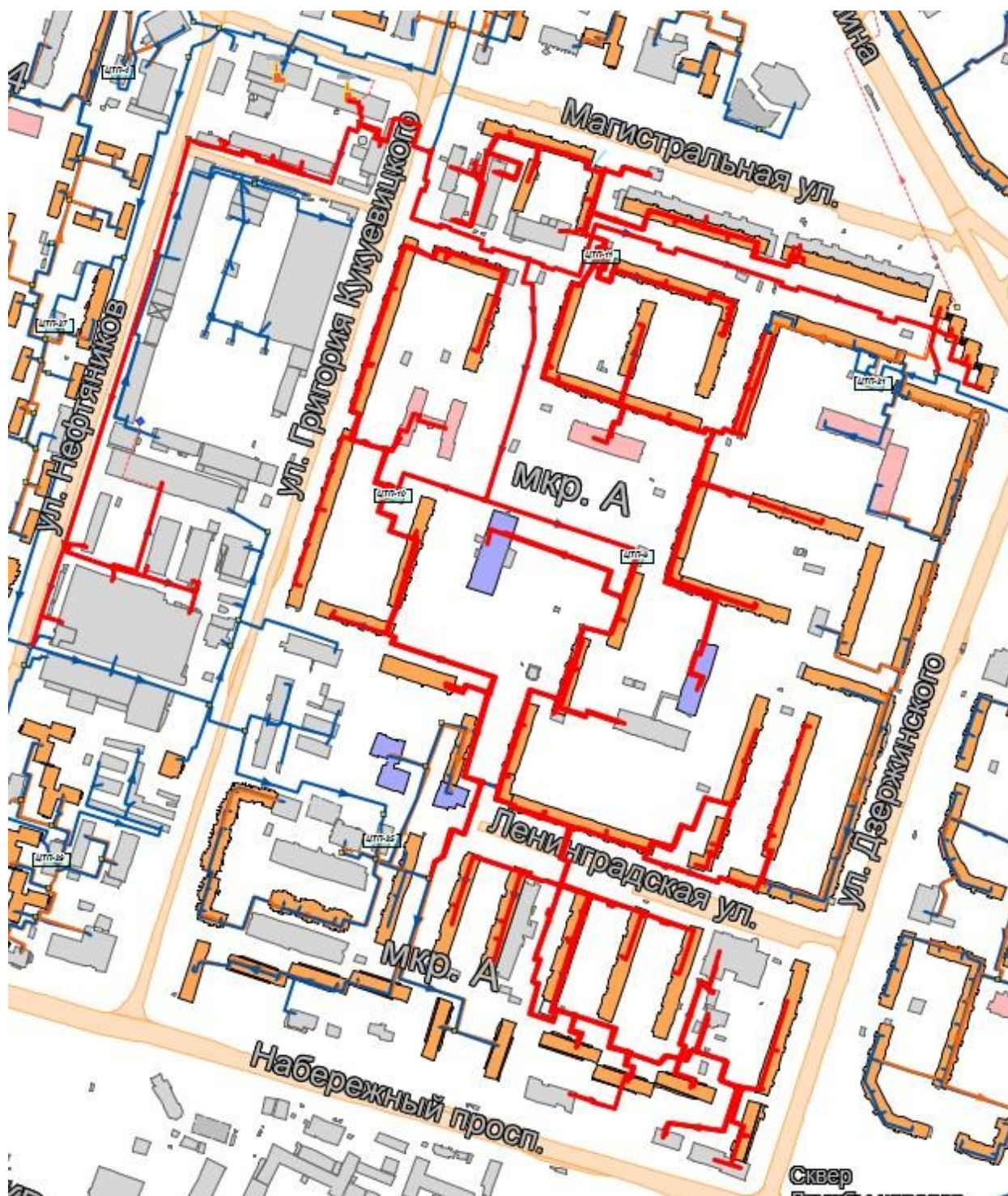


Рисунок 5.1 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №1
СГМУП «ГТС»

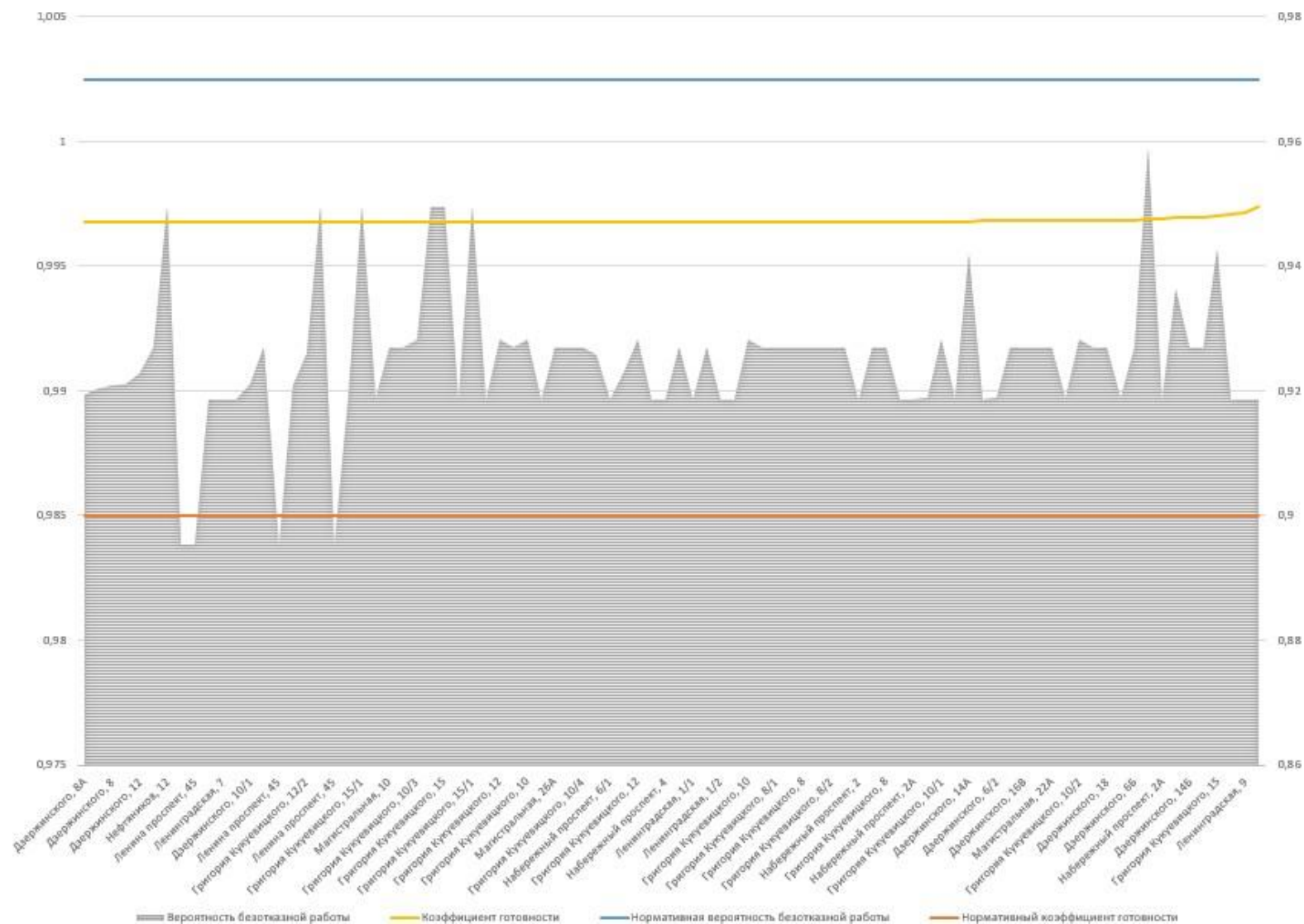


Рисунок 5.2 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения Котельная №1 СГМУП «ГТС»

Выводы по этапу 2:

1.С учетом реализации мероприятия по переключению тепловой нагрузки с котельной №2 на котельную №1 и без учета реконструкции ненадежных тепловых сетей фактическая надежность теплоснабжения будет снижена.

2.Первоочередными мероприятиями по повышению надежности теплоснабжения в рассматриваемой зоне являются мероприятия по реконструкции ненадежных участков тепловой сети.

5.1.3Этап 3. Оценка надежности на перспективу с учетом перекладки тепловых сетей

По результатам анализа статистики отказов тепловых сетей выявлены наименее надежные участки тепловых сетей, на которых происходили отказы в 2020 г. Перечень таких участков представлен в таблице ниже.

Моделирование надежности на перспективу производится с учетом следующих условий:

- Будет произведена перекладка (капитальный ремонт) ненадежных участков. Согласно распределению Вейбулла, участки со сроком службы $3 \div 17$ лет имеют наименьшую интенсивность отказов;

- По всем участкам, на которых не происходило аварийных инцидентов, в качестве базовой задается нормативная интенсивность отказов, равная $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч), по следующим причинам:

- каким бы надежным не был участок по существующему положению, на перспективу должна предусматриваться вероятность возникновения отказа по каждому участку;

- перекладка ненадежных участков позволит свести вероятность возникновения отказа в системе теплоснабжения до минимального уровня.

В базовой версии Схемы теплоснабжения предусматривалось мероприятие по реконструкции переключки между котельными №1 и 2 с увеличением условного диаметра до 2Ду500, проектом актуализации Схемы теплоснабжения также предусматривается данное мероприятие.

Таблица 5.1 – Характеристики участков тепловых сетей, рекомендуемые к перекладке (капитальному ремонту), в связи с высокой интенсивностью отказов Котельная №1 СГМУП «ГТС»

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2021 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжите льност ь отключения, ч	Sys
10ТК3	10ТК4	116,5	0,426	0,426		3	2	1			20516
10ТК4	10ТК5	306	0,426	0,426		3	1	4			20546
10ТК2		80,91	0,426	0,426		1	1	1			20547
Ввод/вывод, Григория Кукуевецкого, 12	Ввод/вывод, Григория Кукуевецкого, 10	30	0,1	0,1	2005	3	1	4			20619
Ввод/вывод, ЦТП-11	Ввод/вывод, Григория Кукуевецкого, 10/4	13	0,15	0,15	2004	3	1	4	3,0536	3,25	20684
Ввод/вывод, ЦТП-11	Ввод/вывод, Магистральная, 24	12,8	0,1	0,1	2004	3	1	1		2,08	20685
Ввод/вывод, Магистральная, 28	Ввод/вывод, Магистральная, Григория Кукуевецкого, 8/1	21,6	0,08	0,08	1997	3	1	4	0,1856	3,08	20701
Ввод/вывод, Нефтяников, 12	АБК, Управление по эксплуатации зданий и сооружений ОАО "Сургутнефтегаз "	2,34	0,05	0,05		4	1	1			20998
	Ввод/вывод, ЦТП-10	0,59	0,2	0,2	2017	4	1	4	3,043	5,92	21098
ТК-25-1Д	Ввод/вывод, Григория Кукуевецкого, 14/1	36,9	0,065	0,065		1	1	1			21120
Ввод/вывод, Дзержинского, 14А	Ввод/вывод, Дзержинского, 6Б	78	0,089	0,089	1979	3	1	4	0,0798	2,75	21132
Ввод/вывод, Дзержинского, 10/1	Ввод/вывод, Дзержинского, 8А	83,2	0,2	0,2	1990	3	3	4	6,4681	7,5	21215
ТК-11-1 (ТК-1)	Ввод/вывод, Дзержинского, 14А	40	0,15	0,15	1992	3	1	4	1,6975	5,25	21216
Ввод/вывод, Дзержинского, 12	ТК	60	0,2	0,2	1990	3	1	4	0,406	3,5	21218
ТК-6-2 (ТК-8)	ТК-6-3 (ТК-9)	232	0,15	0,15	2014	3	1	4	3,2241	3,5	21222
	Ввод/вывод, Дзержинского, 6/2	42	0,08	0,08	1992	4	1	4	0,2338	3,08	21253

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2021 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжите льность отключения, ч	Sys
ТК-6-2 (ТК-8)	Ввод/вывод, Ленинградская, 7	24	0,1	0,1	2014	3	1	4	1,488	2,17	21259
Ввод/вывод, Ленинградская, 1		97	0,1	0,1	1994	4	1	1			21346
		31,4	0,2	0,2	1994	4	1	1		4,42	42816
	Ввод/вывод, Магистральная, 10 ГВС	1,33	0,1	0,08		4	2	1			53206
	Ввод/вывод, Магистральная, 10 ГВС	9,29	0,15	0,1		4	1	1			53214
		28,52	0,15	0,1		4	1	1			53218
	Ввод/вывод, Григория Кукуевецкого, 12 ГВС	33,96	0,09	0,075		2	1	1			53451
Ввод/вывод, Дзержинского, 12 ГВС	Ввод/вывод, Дзержинского, 10/1 ГВС	66,52	0,2	0,15		2	2	1		1,42	53539
	Ввод/вывод, Дзержинского, 6 ГВС	21,94	0,05	0,05		4	1	1			53572
	Ввод/вывод, Ленинградская, 1 ГВС	22,81	0,05	0,05		2	2	1		0,25	53658
		58,09	0,2	0,15		4	1	1			57792
	Ввод/вывод, Дзержинского, 16В ГВС	16,89	0,05	0,05		2	1	1			72021
т.врезки к ЗТК16	ЗТК16	214,18	0,325	0,325	1997	3	1	4			72769
	Магазин Овощи	42,52	0,05	0,035		4	1				72939
Ввод/вывод, Дзержинского, 10/1 ГВС	Ввод/вывод, Дзержинского, 8А ГВС	62,04	0,2	0,15		2	1	1			77262
Ввод/вывод, Дзержинского, 10/1 ГВС	Ввод/вывод, Дзержинского, 8А ГВС	62,04	0,2	0,15		2	1	1			77262
Ввод/вывод, Ленинградская, 7		24	0,1	0,1	2014	4	1	4	1,488	2,17	77274
Ввод/вывод, Дзержинского, 6 ГВС	Ввод/вывод, Дзержинского, 6/1 ГВС	21,94	0,05	0,05		2	1	1		9,42	77503
Ввод/вывод, Дзержинского, 6/2	Ввод/вывод, Ленинградская, 4	12,25	0,08	0,08	1992	3	1	4	0,2338	3,08	77977

ОБОСНОВЫВАЮЩИЕ МАТЕРИАЛЫ К СХЕМЕ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ МО ГО СУРГУТ НА ПЕРИОД ДО 2035 Г.
ГЛАВА 11 ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/новог о строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инциденто в с 2013 по 2021 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжите льност ь отключения, ч	Sys
Ввод/вывод, Дзержинского, 6/1 ГВС	Жилой дом ГВС	7,44	0,05	0,05		4	1	1			77983
Ввод/вывод, Ленинградская, 1 ГВС	Жилой дом ГВС	6,32	0,05	0,05		4	3	1		1,75	78061
Ввод/вывод, Магистральная , 28 ГВС		48,01	0,15	0,1		4	1	1			78085
Ввод/вывод, Магистральная , 10 ГВС	Ввод/вывод, Магистральная, 28 ГВС	10,34	0,15	0,1		2	1	1			78089
Ввод/вывод, Магистральная , 10 ГВС	Ввод/вывод, Магистральная, 26 ГВС	59,38	0,1	0,08		2	2	1			78095
Ввод/вывод, Магистральная, 26 ГВС		33,46	0,1	0,08		4	3	1		0,75	78107
Ввод/вывод, Дзержинского, 16В ГВС		6,78	0,05	0,05		4	1	1		0,25	78141
Ввод/вывод, ЦТП- 10	ТК-10-1 (ТК-4)	40,86	0,2	0,2	2017	3	1	4	3,043	5,92	78153
Ввод/вывод, Григория Кукуевецкого, 12 ГВС		1,87	0,09	0,075		4	1	1			78173
	10ТК3	34,69	0,426	0,426		1	1	1			89414

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении.

5.1.4 Выводы по результатам расчетов

1. С учетом реализации мероприятий по перекладке ненадежных участков тепловых сетей нормативная надежность будет выдерживаться:

-вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составит 0,99, что выше существующего норматива (0,9);

-коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,997, что выше существующего норматива (0,97).

2. Положительное влияние на надежность теплоснабжения будет обеспечивать резервирование тепловой нагрузки от смежных теплоисточников:

-котельные №1 и 2 находятся в непосредственной близости и имеют технологическую связь головных участков (необходима перекладка резервирующей перемычки для увеличения пропускной способности, с целью максимального резервирования тепловой нагрузки в аварийных режимах). Таким образом, при отказе теплогенерирующего оборудования или головной тепломагистрали на одном из них возможно резервирование тепловой нагрузки от смежной тепломагистрали;

-теплоснабжение микрорайона А в аварийных режимах будет возможно от тепловых сетей СГРЭС-1-ПКТС-Город, котельной №2, котельной №3 СГМУП «ГТС», т.к. указанные системы теплоснабжения имеют технологические связи.

4. В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:

а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;

б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.

Оценка существующего положения с точки зрения надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого теплоисточника представлена в части 9 Главы 1.

5.2 Котельная №2 СГМУП «ГТС»

5.2.1 Этап 1. Оценка существующего положения

По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,992684 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,950452 при нормативе 0,97.

По состоянию на 2023 г. зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях за 2018-2022 гг., а также прослеживаемая динамика их сокращения. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

5.2.2 Этап 2. Оценка надежности на перспективу без учета реализации мероприятий

Как отмечалось в разделе 5.1, зона действия котельной №2 претерпит изменения.

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей, с учетом планируемых переключений, от рассматриваемой котельной приведена на рисунке ниже.

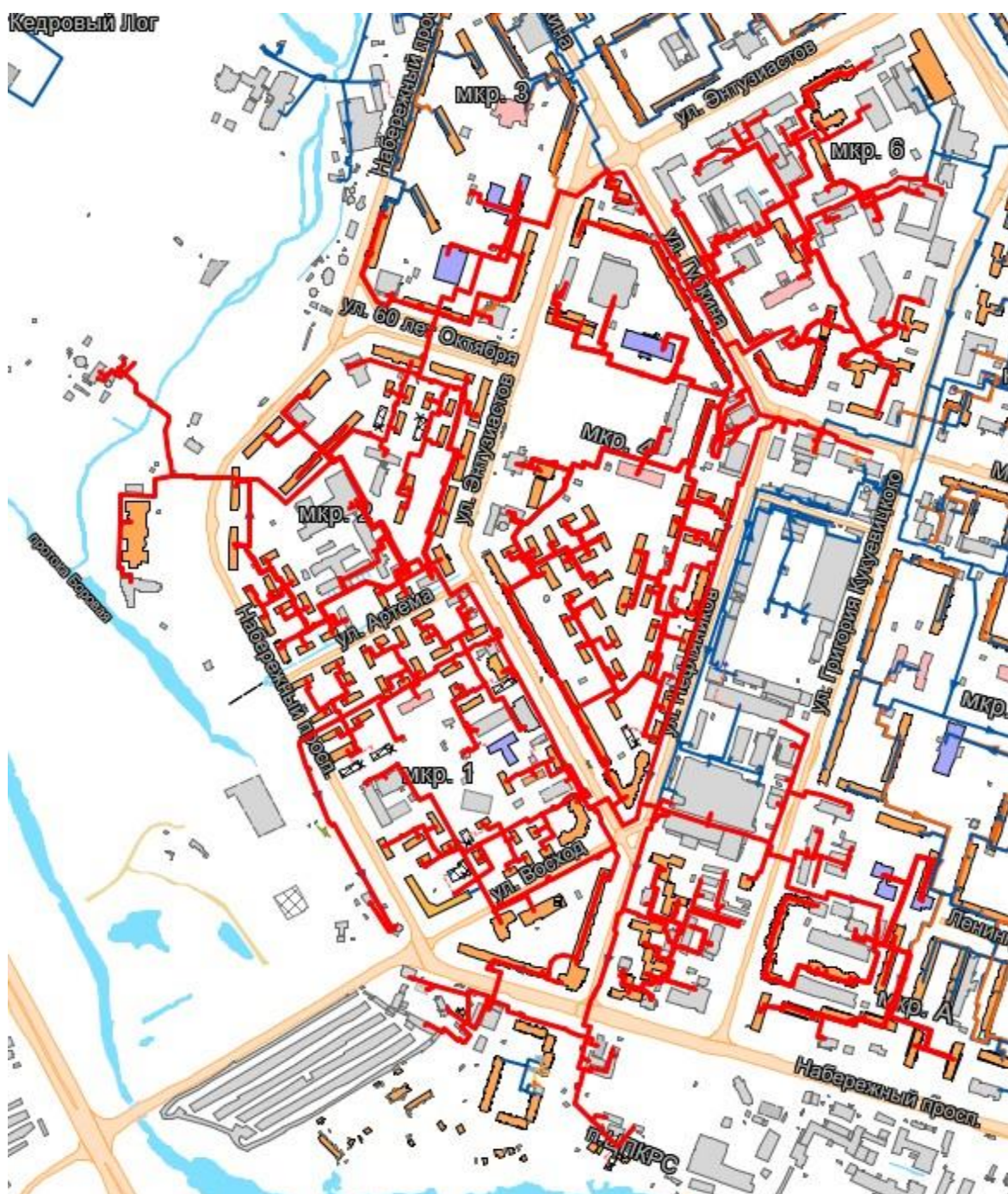


Рисунок 5.3 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №2 СГМУП «ГТС»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках ниже.

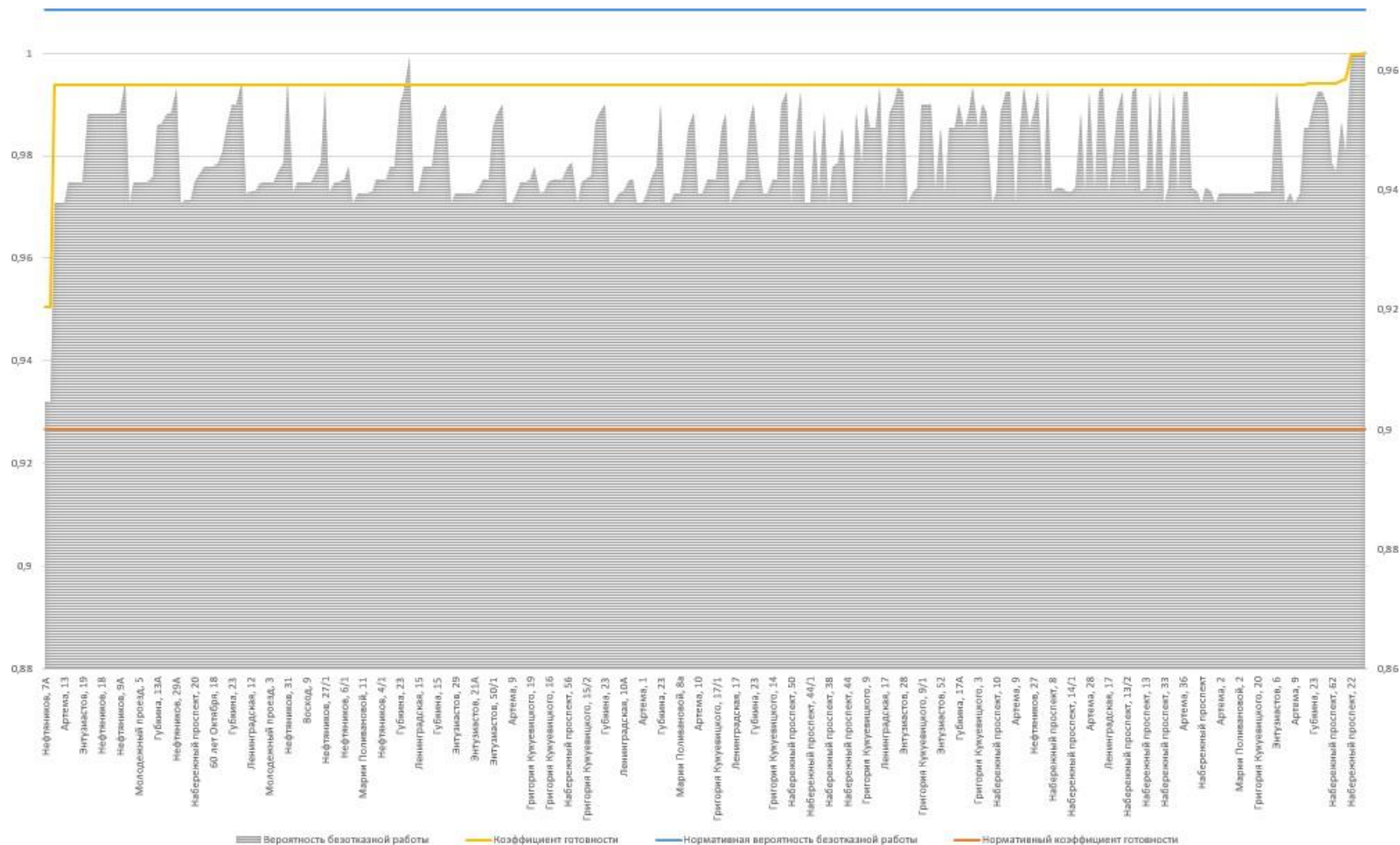


Рисунок 5.4 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения Котельная №2 СГМУП «ГТС»

Выводы по этапу 2:

1.С учетом реализации мероприятия по переключению части тепловой нагрузки с котельной №2 на котельную №1 и без учета реконструкции ненадежных тепловых сетей фактическая надежность теплоснабжения будет снижена.

2.Причиной снижения надежности является наличие ненадежных участков тепловой сети, имевших функциональные отказы за 2016-2022 гг. Первоочередными мероприятиями по повышению надежности теплоснабжения в рассматриваемой зоне являются мероприятия по реконструкции ненадежных участков тепловой сети.

5.2.3Этап 3. Оценка надежности на перспективу с учетом перекладки тепловых сетей

По результатам анализа статистики отказов тепловых сетей выявлены наименее надежные участки тепловых сетей, на которых происходили отказы в 2020 г. Перечень таких участков представлен в таблице ниже.

Моделирование надежности на перспективу производится с учетом следующих условий:

- Будет произведена перекладка (капитальный ремонт) ненадежных участков. Согласно распределению Вейбулла, участки со сроком службы $3 \div 17$ лет имеют наименьшую интенсивность отказов;

- По всем участкам, на которых не происходило аварийных инцидентов, в качестве базовой задается нормативная интенсивность отказов, равная $5,7 \cdot 10^{-6} 1/(\text{км} \cdot \text{ч})$, по следующим причинам:

- каким бы надежным не был участок по существующему положению, на перспективу должна предусматриваться вероятность возникновения отказа по каждому участку;

- перекладка ненадежных участков позволит свести вероятность возникновения отказа в системе теплоснабжения до минимального уровня.

Таблица 5.2 – Характеристики участков тепловых сетей, рекомендуемые к перекладке (капитальному ремонту), в связи с высокой интенсивностью отказов Котельная №2 СГМУП «ГТС»

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительнос ть отключения, ч	Sys
ТК-1-3 (ТК- 3)	Ввод/вывод, Набережный проспект, 64	89,1	0,15	0,15	1997	3	1	4	2,0489	3,83	20054
ТК-1-2 (ТК- 2)	Ввод/вывод, Энтузиастов, 47/1	10,59	0,08	0,08		1	1	4	0,116	3,5	20099
ТК-27-30 (ТК-30)	ТК-27-29 (ТК-29)	82	0,1	0,1	1999	3	1	4	1,9929	4,83	20157
ТК-27-29 (ТК-29)	Ввод/вывод, Нефтяников, 14	16	0,05	0,05		1	6	4	0,057	8	20158
ТК-27-29 (ТК-29)	Ввод/вывод, Нефтяников, 18	64	0,05	0,05	1999	3	1	4			20159
ТК-27-30 (ТК-30)	Ввод/вывод, Нефтяников, 12А	94,6	0,05	0,05	1999	3	4	4	0,0591	1,25	20160
ТК-27-31 (ТК-31)	ТК-27-30 (ТК-30)	92	0,1	0,1	1999	3	1	4			20161
ТК-21 (ТК94- 21) (4ТК33)	ТК-20(ТК94-20)	42,9	0,15	0,15	2013	1	1	4	0,862	2,67	20163
ТК-19 (ТК94- 19)	Жилой дом	14,15	0,1	0,1	2013	1	1	4	0,3014	4,58	20170
УТ4(ТК94- 24)		117,6	0,05	0,05	2013	3	1	4	0,098	3,92	20194
ТК-94-14 (ТК-14)	Ввод/вывод, Набережный проспект, 54	75	0,08	0,08	2006	3	1	4			20212
УТ-1	ТК-94-15 (ТК-15)	21	0,15	0,15	2006	3	1	4			20214
ТК-9	ТК-10	36,5	0,065	0,065	2013	3	1	1		1,17	20226
ТК-6	УТ-7	13,8	0,065	0,065		1	1	4	0,129	3	20239
ТК-11	ТК-12	33,5	0,15	0,15	1999	1	2	4			20264
	Ввод/вывод, Артема, 10	10,7	0,05	0,05	2001	3	1	1			20266
ТК-13		15,88	0,08	0,08	1999	3	1	1		1,92	20272
ТК-13		26,15	0,08	0,08	1999	1	5	4	0,1882	4,5	20274
ТК-19		38,43	0,05	0,05	2001	3	1	4	0,1707	3,67	20280
(ТК22) ТК-4- 22	Ввод/вывод, Энтузиастов, 30/1	17,13	0,08	0,08		1	1	1			20288

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
(ТК24) ТК-4- 24	Ввод/вывод, Артема, 22	68	0,05	0,05	2015	3	1	4	0,0472	2,25	20300
ТК	Ввод/вывод, Артема, 22А	21	0,05	0,05	2015	3	1	4	0,0893	2,17	20301
ТК-27-29 (ТК-29)	Ввод/вывод, Нефтяников, 16	68	0,05	0,05	1999	1	4	4			20302
ТК-27-29 (ТК-29)	Ввод/вывод, Нефтяников, 16	68	0,05	0,05	1999	1	4	4			20302
ТК-20(ТК94- 20)	УТ1(ТК94-23)	32,01	0,065	0,065	2013	1	1	4	0,337	4,17	20307
ТК-27-30 (ТК-30)	Ввод/вывод, Нефтяников, 12	33,2	0,05	0,05	1999	3	2	4	0,0573	4,17	20308
УТ4(ТК94- 24)	Ввод/вывод, 60 лет Октября, 20	18,87	0,05	0,05	2013	1	1	4	0,057	3,42	20316
ТК-15-4 (ТК-13)	Ввод/Вывод, Губкина, 21	48	0,08	0,08	2001	3	1	4	0,2733	2,92	20333
	Ввод/Вывод, Губкина, 17	9,48	0,08	0,07	1995	4	1	1			20398
(ТК-5) ТК-4-5	Ввод/вывод, Губкина, 16А	172	0,1	0,1	2002	3	1	1			20407
Ввод/вывод, Нефтяников, 31	Ввод/вывод, Нефтяников, 31	3,43	0,1	0,1	2000	4	1	1			20513
ТК-4-1 (ТК- 1)	ТК-4-2 (ТК-2)	40	0,15	0,15	2015	3	1	4	3,455	4,33	20554
4ТК38	ЦТП-4	142	0,273	0,273		3	2	1		7,5	20571
ТК-27-18 (ТК-18)		24,4	0,05	0,05	2011	3	1	1			20584
ТК-27-17 (ТК-17)		53	0,05	0,05	1997	3	1	4	0,108	2,33	20589
	Ввод/вывод, Нефтяников, 17	53	0,05	0,05	1997	3	2	1			20590
ТК-27-14 (ТК-14)	Ввод/вывод, Нефтяников, 13	24	0,05	0,05	1997	3	1				20595
ТК-27-15 (ТК-15)	ТК-27-14 (ТК-14)	90,4	0,07	0,07	1997	3	1	4	0,0876	2,75	20596
ТК	Ввод/вывод, Нефтяников, 9	16	0,05	0,05	1982	3	1	4			20604
ТК-27-10 (ТК-10)	Ввод/вывод, Нефтяников, 7А	22	0,05	0,05	1969	3	2	4		6,58	20605
ТК-27-13 (ТК-13)	ТК-27-12 (ТК-12)	21,95	0,2	0,2		3	1	4	1,1613	8	20663

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительнос ть отключения, ч	Sys
ТК-27-11 (ТК-11)	Ввод/вывод, Нефтяников, 9А	13,94	0,05	0,05		1	2	4	0,0565	1,42	20665
ТК-27-11 (ТК-11)	ТК-27-10 (ТК-10)	103	0,2	0,2	1969	3	1	1			20666
ТК-27-10 (ТК-10)	ТК-27-9 (ТК-9)	26,89	0,2	0,2	1969	3	3	1			20667
	Ввод/вывод, Марии Поливановой, 3	9,11	0,04	0,05	1997	3	1	1		5,08	20851
	Ввод/вывод, Артема, 4	40,8	0,05	0,05	1997	3	1	1			20852
	Ввод/вывод, Марии Поливановой, 1	8,35	0,032	0,05		3	3	4	0,068	2,42	20853
	Ввод/вывод, Артема, 2	57,81	0,05	0,05	1997	3	1	4			20854
ТК-21		16,32	0,05	0,05	1997	3	3	4		5,33	20855
ТК-21		16,89	0,08	0,08	1997	3	9	4	0,1788	4,5	20858
ТК-20	ТК-21	27	0,08	0,08	1997	1	2	4	0,3141	5,17	20859
ТК-18	ТК-19а	55	0,1	0,1	1966	3	1	1			20866
ТК-22	Ввод/вывод, Марии Поливановой, 2	23,1	0,05	0,05	1997	3	2	4	0,07	2	20870
ТК-19а	ТК-20	80,1	0,1	0,1	1966	3	2	4			20872
ТК-19а		72,93	0,025	0,05		1	1	4	0,256	2,92	20873
ТК-20	ТК-22	26,89	0,08	0,08	1997	1	1	4	0,3397	3	20874
ТК-22	Ввод/вывод, Марии Поливановой, 4	23	0,05	0,05	1997	1	3	4			20876
ТК-23		11,8	0,065	0,065	1997	3	2	4	0,1312	2,67	20878
ТК-15	Ввод/вывод, Марии Поливановой, 10	24	0,05	0,05	1999	1	1	1		2,58	20884
ТК-14	Ввод/вывод, Энгузиастов, 21	97,18	0,05	0,05		1	2	4			20887
ТК-14	ТК-15	37	0,1	0,1	1999	1	2	4			20888
ТК-15	ТК-16	59,65	0,08	0,08	1999	3	3	4	0,2695	3,42	20889
ТК-16	Ввод/вывод, Энгузиастов, 21А	24,08	0,05	0,05		3	1	1			20890

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительнос ть отключения, ч	Sys
ТК-16	ТК-16а	37,04	0,08	0,08	1999	1	1	4			20891
ТК 5		29,5	0,05	0,05	1999	1	1	4	0,098	8,58	20894
	Ввод/вывод, Молодежный проезд, 10	12,1	0,05	0,05	1999	1	1	1			20896
	Ввод/вывод, Энтузиастов, 19	10	0,05	0,05	1999	1	2	1		1,5	20897
ТК-4	ТК 5	67	0,15	0,15	1999	3	2	4	0,3212	2,33	20902
ТК 5	ТК 6	39	0,1	0,1	1999	1	1	4	0,3424	3,17	20903
	Ввод/вывод, Восход, 15	9,21	0,05	0,05	1999	1	1	1			20905
ТК 5		18,73	0,05	0,05	1999	1	1	1		3,83	20911
ТК-2 (УТ1)	ТК-4	42	0,15	0,15	1997	1	1	4	0,7179	13,5	20912
	Ввод/вывод, Восход, 19	22,1	0,05	0,05	1997	1	1	4	0,0553	2,75	20914
	Ввод/вывод, Молодежный проезд, 6	8	0,05	0,05	1999	3	2	1		13,5	20917
	Ввод/вывод, Марии Поливановой, 20	52,62	0,05	0,05	1999	1	1	1			20919
ТК 7		48,5	0,08	0,08	1999	3	3	4	1,74	3	20923
ТК 6		46,38	0,1	0,1	1999	3	1	4	0,3924	5,25	20926
	ТК 7	18,59	0,1	0,1	1999	3	1	1			20927
ТК 7		27,63	0,05	0,05	1999	1	1	4	0,0493	2,83	20928
ТК-1		89,93	0,1	0,1		1	1	4	0,2166	4,42	20934
4ТК42А	УТ-1	161,5	0,159	0,159		3	1	1			20943
ТК-25-1 (ТК-1)	ТК-25-2 (ТК-2)	105,48	0,2	0,2		3	1	1			20979
		10	0,07	0,07	1993	4	1	4	1	4,58	20982
ТК-27-32 (ТК-32)	ТК-27-31 (ТК-31)	96,8	0,1	0,1	1999	3	2	4	0,077	3,25	21033
ТК-27-31 (ТК-31)	Ввод/вывод, Нефтяников, 10	54	0,05	0,05	1999	3	3	4		0,42	21034
ТК-27-32 (ТК-32)	Ввод/вывод, Нефтяников, 6	28	0,05	0,05	1981	3	1	4		3,67	21037
ТК-27-8 (ТК- 8)	Ввод/вывод, Нефтяников, 7	28,41	0,05	0,05		3	1	4		12,83	21038

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
ТК-27-9 (ТК-9)	ТК-27-8 (ТК-8)	21,11	0,2	0,2	1969	3	1	4	0,2437	2,83	21039
ТК-27-9 (ТК-9)	ТК-27-32 (ТК-32)	120	0,15	0,15	1981	3	1	1			21040
ТК-27-6 (ТК-34)	Ввод/вывод, Нефтяников, 3	20	0,05	0,05	1999	3	4	4	0,0592	6,17	21044
4ТК9	Ввод/вывод, Энтузиастов, 4	16,3	0,159	0,159	2004	3	1	4	1,096	5,25	21046
ТК-25-2 (ТК-2)	ТК-25-3 (ТК-2)	96	0,15	0,15	1991	3	1	1			21091
4ТК42	ЦТП-29	88,9	0,219	0,219	2015	3	1	4	5,1274	3,83	21129
ТК-25-16 (ТК-5)	Ввод/вывод, Набережный проспект, 10	50,4	0,15	0,15	1998	3	1	4	1,411	3	21264
Ввод/вывод, Григория Кукуевицкого о, 18	Административно здание	3,75	0,08	0,08		4	1	4	0,099	9,33	45826
ТК-4		17,99	0,05	0,05	1999	1	1	1			45880
ТК-27-7 (ТК- 35)	Ввод/вывод, Нефтяников, 5	18	0,05	0,05	1999	3	4	4		2,58	46458
		16,8	0,05	0,05	2013	1	2	4	0,028	18,5	50351
	Ввод/вывод, Артема, 9 ГВС	30,5	0,08	0,08		2	1	1			52785
		44,88	0,075	0,075		2	1	1		4,17	52801
		44,68	0,05	0,05		2	1	1			52827
	Ввод/вывод, Энтузиастов, 30/1 ГВС	11,67	0,05	0,05		2	1	1		3	52873
	Ввод/вывод, Нефтяников, 12А ГВС	14,61	0,05	0,05		2	2	1			52880
	Ввод/вывод, Нефтяников, 18 ГВС	32,89	0,05	0,05		2	2	1			52886
	Ввод/Вывод, Губкина, 23 ГВС	51,25	0,15	0,1		2	1	1			52908
	Ввод/Вывод, Губкина, 15 ГВС	19,72	0,05	0,05		4	1	1			52954

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительнос ть отключения, ч	Sys
	Ввод/вывод, Нефтяников, 29/2 ГВС	70,46	0,05	0,05		2	1	1			53120
	Ввод/вывод, Нефтяников, 29/2 ГВС	70,46	0,05	0,05		2	1	1			53120
Ввод/вывод, ЦТП-4 ГВС	Ввод/вывод, ЦТП-4 ГВС	33,13	0,08	0,05		4	3	1			53159
	Ввод/вывод, Нефтяников, 31 ГВС	2,46	0,08	0,05		4	3	1			53163
	Ввод/вывод, Нефтяников, 13 ГВС	57,02	0,05	0,05		2	2	1			53176
	Ввод/вывод, Нефтяников, 19 ГВС	9,6	0,05	0,05		2	1	1			53184
	Ввод/вывод, Нефтяников, 19 ГВС	9,6	0,05	0,05		2	1	1			53184
		28,14	0,05	0,05		2	1	1			53190
		28,14	0,05	0,05		2	1	1			53190
	Ввод/вывод, Нефтяников, 27 ГВС	11,64	0,05	0,05		2	1	1		2,58	53196
		33,01	0,065	0,065		2	1	1			53395
	Ввод/вывод, Нефтяников, 5 ГВС	9,23	0,05	0,05		2	1	1			53401
	Ввод/вывод, Нефтяников, 3 ГВС	9,96	0,05	0,05		2	2	1		2,42	53403
	Ввод/вывод, Ленинградская, 10А ГВС	58,33	0,05	0,05		2	1	1			53431
	Ввод/вывод, Ленинградская, 10А ГВС	58,33	0,05	0,05		2	1	1			53431
	Ввод/вывод, ЦТП- 4	34,8	0,1	0,1	2000	4	1	1			56981
ТК-94-2 (ТК-2)	Ввод/вывод, Артема, 13	11	0,05	0,05	2020	3	3	4	0,0587	3,67	57246
	УТ-8 (ТК-8)	87,14	0,065	0,065		1	2	4	0,1063	4,84	58201

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
УТ-2	УТ-1	86,78	0,15	0,15		1	1	4	1,1513	2,1	58222
	Ввод/вывод, Артема, 13 ГВС	14,54	0,05	0,05	2020	1	1	1			58224
	Ввод/вывод, Нефтяников, 7А ГВС	15,95	0,025	0,025		1	2	1		5,83	70141
	Ввод/вывод, Нефтяников, 7А ГВС	15,95	0,025	0,025		1	2	1		5,83	70141
	Ввод/вывод, Нефтяников, 7А ГВС	15,95	0,025	0,025		1	2	1		5,83	70141
	Ввод/вывод, Нефтяников, 7А ГВС	15,95	0,025	0,025		1	2	1		5,83	70141
	Ввод/вывод, Нефтяников, 7А ГВС	15,95	0,025	0,025		1	2	1		5,83	70141
	Ввод/вывод, Нефтяников, 6 ГВС	13,17	0,025	0,025		1	2	1		0,75	70143
Ввод/Вывод, Губкина, 15		2	0,1	0,1	1995	4	2	4	2,9369	2,83	72687
Ввод/вывод, Нефтяников, 7А	Жилой дом	22	0,05	0,05	1969	4	2	4			77234
Ввод/вывод, Нефтяников, 23 ГВС	Жилой дом ГВС	2,44	0,05	0,05		4	1	1			77517
Ввод/вывод, Нефтяников, 13	Жилой дом	24	0,05	0,05	1997	4	1				77624
Ввод/вывод, Нефтяников, 13 ГВС	Жилой дом ГВС	57,02	0,05	0,05		4	1	1		4,58	77626
Ввод/вывод, Нефтяников, 6 ГВС	Жилой дом ГВС	13,17	0,025	0,025		4	2	1			77676
Ввод/вывод, Нефтяников, 12	Жилой дом	33,2	0,05	0,05	1999	4	2	4	0,0573	4,17	77682
Ввод/вывод, Нефтяников, 12А	Жилой дом	94,6	0,05	0,05	1999	4	4	4	0,0591	2,67	77684

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенно й нагрузки, Гкал/ч	Продолжительнос ть отключения, ч	Sys
Ввод/вывод, Нефтяников, 12А ГВС	Жилой дом ГВС	14,61	0,05	0,05		4	2	1		5,92	77686
Ввод/вывод, Нефтяников, 14	Жилой дом	16	0,05	0,05		4	5	4	0,057	2,42	77688
Ввод/вывод, Нефтяников, 16	Жилой дом	68	0,05	0,05	1999	4	4	4			77692
Ввод/вывод, Нефтяников, 18	Жилой дом	64	0,05	0,05	1999	4	1	4			77696
Ввод/вывод, Нефтяников, 18 ГВС	Жилой дом ГВС	32,89	0,05	0,05		4	2	1			77698
Ввод/вывод, ЦТП-94	ТК-94-2 (ТК-2)	28,79	0,15	0,15		3	1	1			78324
Ввод/вывод, Марии Поливановой , 10	Жилой дом, откp ГВС	4,39	0,065	0,065		4	1	1			78376
Ввод/вывод, Энтузиастов, 21	АБК, Салон мебели "Дядьково"	5,18	0,05	0,05		4	2	4			78378
	склад	3,58	0,025	0,05		4	1	4	0,256	2,92	78414
Ввод/вывод, Марии Поливановой , 4	Жилой дом, откp ГВС	4,52	0,05	0,05	1997	4	2	4		7,67	78416
Ввод/вывод, Марии Поливановой , 2	Жилой дом, откp ГВС	3,74	0,05	0,05	1997	4	2	4	0,07	2,33	78418
Ввод/вывод, Марии Поливановой , 1	Жилой дом, откp ГВС	3,38	0,032	0,05		4	3	4	0,068	1	78426
Ввод/вывод, Марии Поливановой , 3	Жилой дом, откp ГВС	9,11	0,04	0,05	1997	4	1	1		0,83	78428
Ввод/вывод, Артема, 4	Жилой дом, откp ГВС	3,78	0,05	0,05	1997	4	1	1			78436
Ввод/вывод, Артема, 2	Жилой дом, откp ГВС	3,79	0,05	0,05	1997	4	1	4			78438
Ввод/Вывод, ЦТП-15 ГВС	Ввод/Вывод, Губкина, 15 ГВС	26,91	0,1	0,1		2	1	1			78448

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, Губкина, 23 ГВС		7,93	0,15	0,1		4	2	1			78530
Ввод/вывод, Артема, 22А	Жилой дом	2,53	0,05	0,05	2015	4	1	4	0,0893	2,17	78564
Ввод/вывод, Артема, 22	Жилой дом	3,61	0,05	0,05	2015	4	1	4	0,0472	2,25	78570
Ввод/вывод, Артема, 13	Жилой дом	5,18	0,05	0,05	1997	4	2	4	0,0587	3,67	78646
Ввод/вывод, Набережный проспект, 54	Общественное, Общежитие №1	75	0,08	0,08	2006	4	1	4			78682
	Жилой дом	6,48	0,05	0,05	2013	4	2	4	0,028	18,5	78704
Ввод/вывод, Энтузиастов, 19	Жилой дом, откp ГВС	2,42	0,05	0,05		4	2	1		2,25	78760
Ввод/вывод, Восход, 19	Жилой дом, откp ГВС	5,72	0,05	0,05	1997	4	1	4	0,0553	2,75	78766
Ввод/вывод, ЦТП-4	Ввод/вывод, Нефтяников, 31	29,14	0,1	0,1	2000	1	1	1		0,33	78854
Ввод/вывод, ЦТП-4 ГВС	Ввод/вывод, Нефтяников, 31 ГВС	28,26	0,08	0,05		2	3	1		1,5	78856
Ввод/вывод, Нефтяников, 31 ГВС		2,12	0,08	0,05		4	3	1		6	78870
Ввод/вывод, Нефтяников, 31	Ввод/вывод, Нефтяников, 29	15,53	0,1	0,1	2000	1	1	1			78874
Ввод/вывод, Нефтяников, 31 ГВС	Ввод/вывод, Нефтяников, 29 ГВС	16,9	0,08	0,05		2	3	1			78876
Ввод/вывод, Нефтяников, 29	АБК, химчистка и прачечная ОАО "Сургутнефтегаз"	6,67	0,1	0,1	2000	4	1	1			78886
Ввод/вывод, Нефтяников, 29 ГВС	АБК, химчистка и прачечная ОАО "Сургутнефтегаз" ГВС	4,59	0,08	0,05		4	3	1			78888
Ввод/вывод, Энтузиастов, 30/1 ГВС	АБК, НГДУ "Быстринскнефть" ГВС	3,23	0,05	0,05		4	1	1			78914
Ввод/вывод, Энтузиастов, 30/1	АБК, НГДУ "Быстринскнефть"	7,09	0,08	0,08		4	1	1			78916

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладк и тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
Ввод/вывод, Артема, 38 ГВС	Жилой дом ГВС	3,09	0,05	0,05		4	1	1			78946
Ввод/вывод, Нефтяников, 5 ГВС	Жилой дом ГВС	2,08	0,05	0,05		4	1	1		3,67	79020
Ввод/вывод, Нефтяников, 5	Жилой дом	2,22	0,05	0,05	1999	4	3	4			79022
Ввод/вывод, Нефтяников, 3	Жилой дом	4,71	0,05	0,05	1999	4	4	4	0,0592	2,67	79024
Ввод/вывод, Нефтяников, 3 ГВС	Жилой дом ГВС	3,77	0,05	0,05		4	1	1			79026
Ввод/вывод, Нефтяников, 7	АБК, СНГ АООТ "Сургутремстрой"	3,91	0,05	0,05		4	1	4			79030
Ввод/вывод, Нефтяников, 9	АБК, СНГ "Управление связи и телекоммуникаций"	3,76	0,05	0,05	1982	4	1	4			79032
Ввод/вывод, Нефтяников, 9А	Жилой дом	4,32	0,05	0,05		4	2	4	0,0565	1,42	79044
Ввод/вывод, Нефтяников, 17	Жилой дом	4	0,05	0,05	1997	4	1	1		2,42	79054
Ввод/вывод, Восход, 15	Жилой дом, откp ГВС	1,8	0,05	0,05	1999	4	1	1			79064
Ввод/вывод, Молодежный проезд, 6	Жилой дом, откp ГВС	4,41	0,05	0,05	1999	4	2	1		4,67	79072

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении 12Б и на рисунках 5.2.4 и 5.2.5 (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

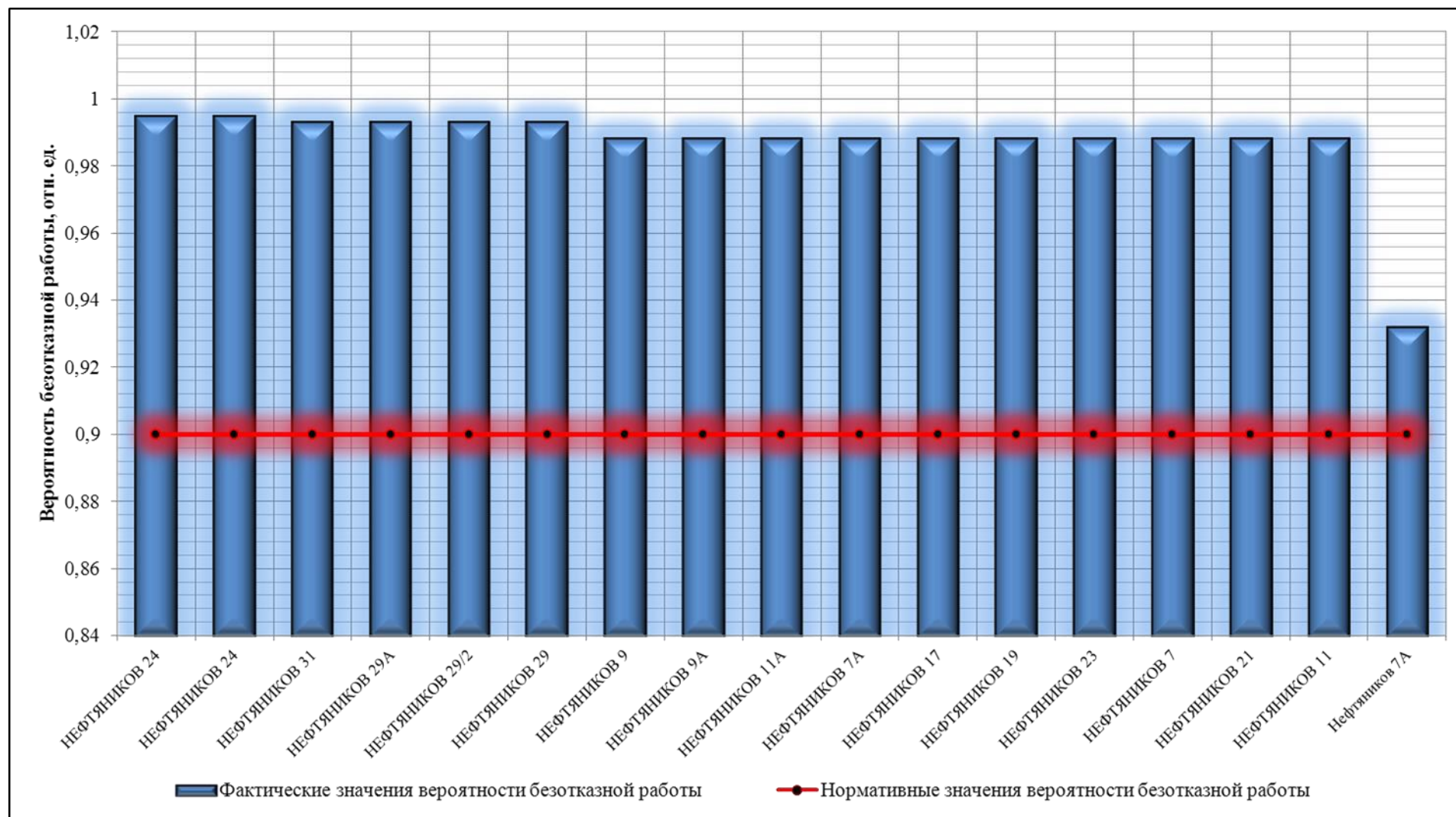


Рисунок 5.5 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №2 СГМУП «ГТС»

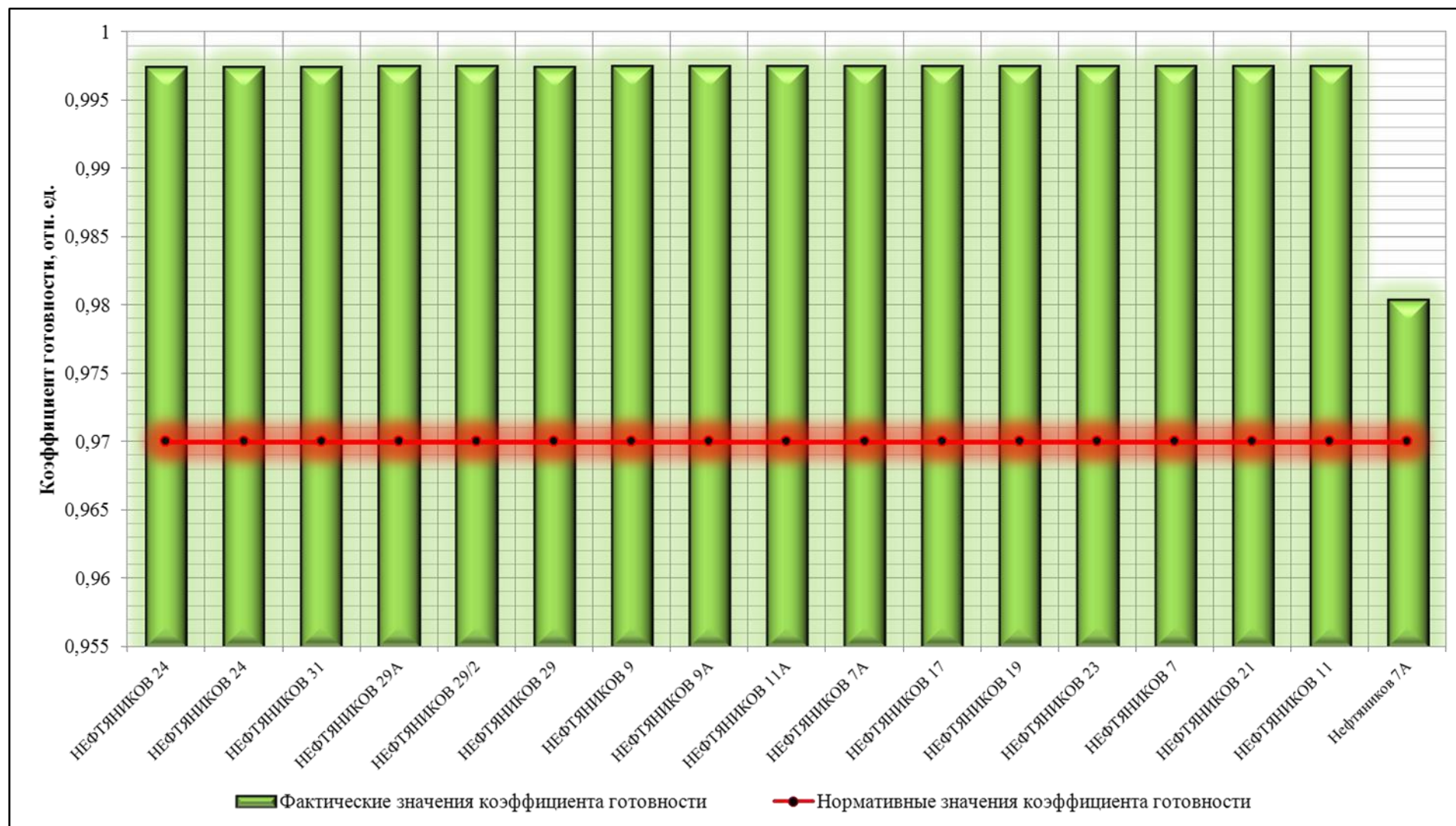


Рисунок 5.6 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №2 СГМУП «ГТС»

5.2.4 Выводы по результатам расчетов

1. С учетом реализации мероприятий по перекладке ненадежных участков тепловых сетей нормативная надежность будет выдерживаться:

- вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составит 0,93, что выше существующего норматива (0,9);

- коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,98, что выше существующего норматива (0,97).

2. Положительное влияние на надежность теплоснабжения будет обеспечивать резервирование тепловой нагрузки от смежных теплоисточников:

- котельные №1 и 2 находятся в непосредственной близости и имеют технологическую связь головных участков. Таким образом, при отказе теплогенерирующего оборудования или головной тепломагистрали на одном из них возможно резервирование тепловой нагрузки от смежной тепломагистрали;

- зоны ненадежного теплоснабжения микрорайона А (по существующему положению) будут переданы в перспективе на теплоснабжение от котельной №1;

- теплоснабжение микрорайонов 3, 6 в аварийных режимах будет возможно от тепловых сетей СГРЭС-1-ПКТС-Город, т.к. тепловые сети имеют технологические связи;

- теплоснабжение 4 микрорайона сможет частично обеспечиваться от котельной №1.

3. В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:

а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;

б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.

5.3 Котельная №3 СГМУП «ГТС»

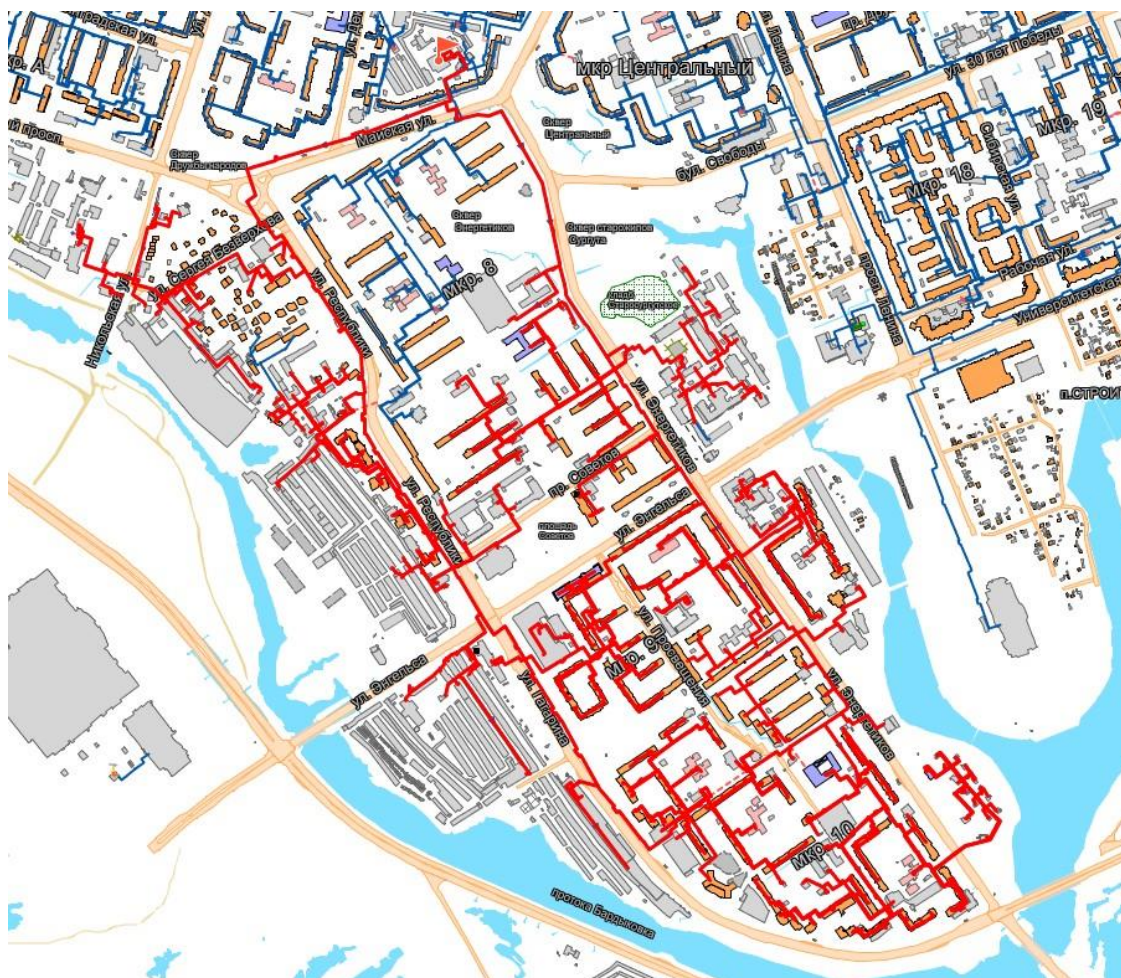
5.3.1Этап 1. Оценка существующего положения

По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,93693 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0.989396 при нормативе 0,97.

По состоянию на 2023 г. зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях за 2018-2022 гг., а также прослеживаемая динамика их сокращения. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

5.3.2 Этап 2. Оценка надежности на перспективу без учета реализации мероприятий

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей, с учетом планируемых переключений, от рассматриваемой котельной приведена на рисунке ниже.



**Рисунок 5.7 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №3
СГМУП «ГТС»**

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены на рисунках ниже.

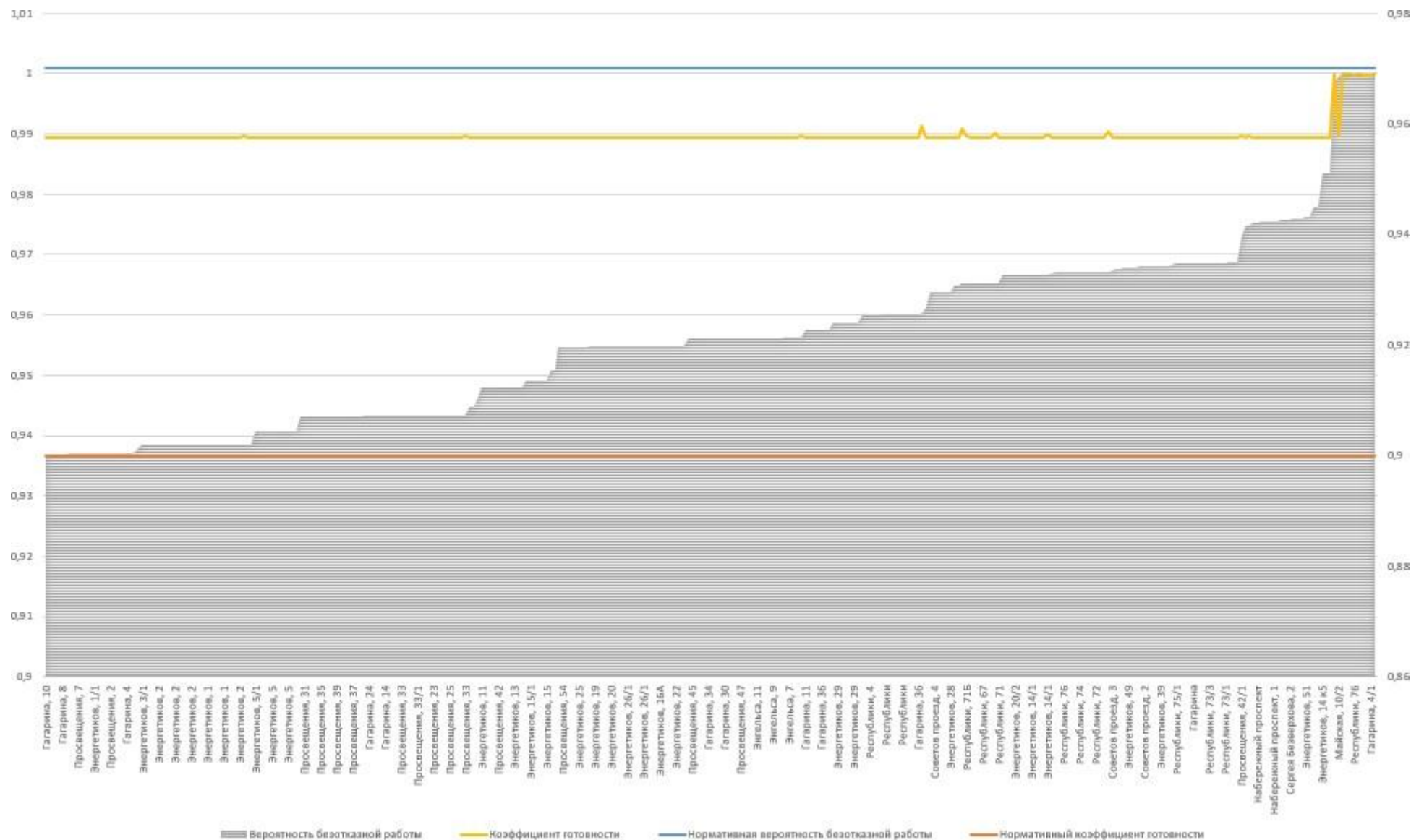


Рисунок 5.8 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения Котельная №3 СГМУП «ГТС»

Выводы по этапу 2:

С учетом подключения перспективных потребителей к котельной №3 и без учета реконструкции ненадежных тепловых сетей фактическая надежность будет снижена

5.3.3 Этап 3. Оценка надежности на перспективу с учетом перекладки тепловых сетей

По результатам анализа статистики отказов тепловых сетей выявлены наименее надежные участки тепловых сетей, на которых происходили отказы в 2020 г. Перечень таких участков представлен в таблице ниже.

Моделирование надежности на перспективу производится с учетом следующих условий:

- Будет произведена перекладка (капитальный ремонт) ненадежных участков. Согласно распределению Вейбулла, участки со сроком службы $3 \div 17$ лет имеют наименьшую интенсивность отказов;

- По всем участкам, на которых не происходило аварийных инцидентов, в качестве базовой задается нормативная интенсивность отказов, равная $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч), по следующим причинам:

- каким бы надежным не был участок по существующему положению, на перспективу должна предусматриваться вероятность возникновения отказа по каждому участку;

- перекладка ненадежных участков позволит свести вероятность возникновения отказа в системе теплоснабжения до минимального уровня.

В базовой версии Схемы теплоснабжения предусматривалось мероприятие по реконструкции переемычки между котельными №1 и 2 с увеличением условного диаметра до 2Ду500, проектом актуализации Схемы теплоснабжения также предусматривается данное мероприятие.

5.3.4 Выводы по результатам расчетов

1. С учетом реализации мероприятий по перекладке ненадежных участков тепловых сетей нормативная надежность будет выдерживаться:

- вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составит 0,986, что выше существующего норматива (0,9);

- коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,996, что выше существующего норматива (0,97).

2. Положительное влияние на надежность теплоснабжения будет обеспечивать

резервирование тепловой нагрузки от смежных теплоисточников:

-теплоснабжение микрорайонов 7 и 7а от тепломагистралей ПКТС-Город возможно уже в настоящее время;

-в связи со строительством т/м СГРЭС-1-18 мкр. и возможностью переключения потребителей от ЦТП 72 и ЦТП БУ «СОКБ» возможно будет теплоснабжение потребителей от СГРЭС-1, что обеспечит резервирование тепловой нагрузки;

-2 тепломагистралей от котельной создают кольцо, резервируя тепловую нагрузку потребителей.

3.В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:

а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;

б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

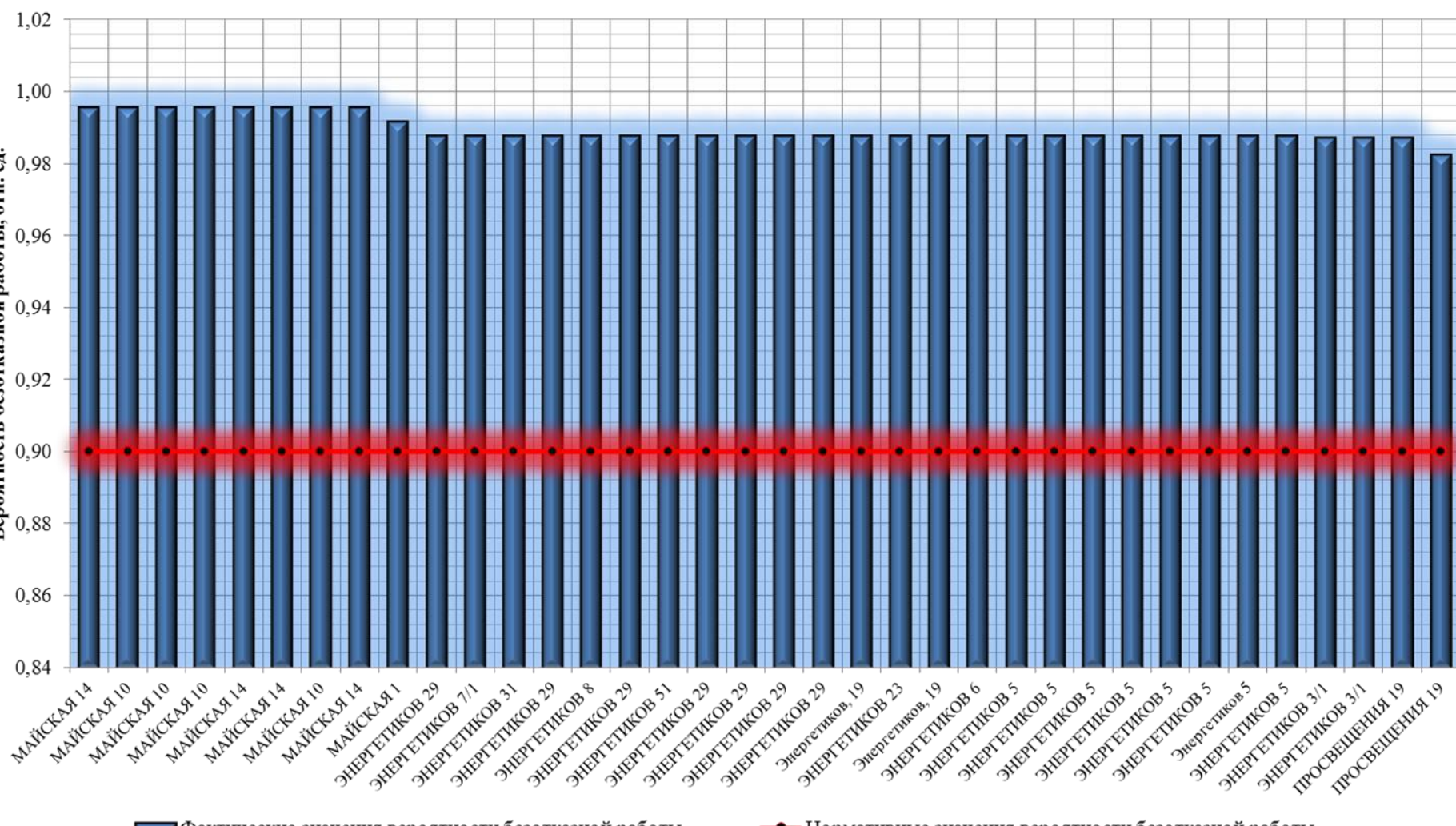
в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.

Таблица 5.3 – Характеристики участков тепловых сетей, рекомендуемые к перекладке (капитальному ремонту), в связи с высокой интенсивностью отказов Котельная №3 СГМУП «ГТС»

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладки тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
6ТК27А	Жилой дом	51,4	0,089	0,089	2001	3	2	1		2,83	21297
6ТК27б	6ТК27в	128,6	0,219	0,219	2013	3	1	4	1,374	2,42	21299
ТК-74-4 (УТ-2)	Ввод/вывод, Республики, 65	122,26	0,065	0,065		1	4	4	0,384	4,25	23339
ТК-74-1 (ТК-1)	ТК-74-3 (УТ-1)	88,06	0,15	0,15		3	2	4	1,2706	13,33	23353
ТК-74-3 (УТ-1)	Ввод/вывод, Республики, 69	24,59	0,065	0,065		1	1	4	0,384	9,33	23354
5ТК6*	Ввод/Вывод, Энергетиков, 31	6,23	0,159	0,159		2	1	1		1	23456
5ТК-6б	5ТК-6в	82,7	0,159	0,159	2015	3	2	4	0,448	9,92	23459
ТК-72-2 (ТК-3- 2)	Ввод/Вывод, Энергетиков, 43	12	0,15	0,15	1995	3	1	4	0,818	3	23482
		28,6	0,08	0,08		4	1	1			23501
		11,31	0,15	0,15		4	2	1			23503
5ТК-6в	Ввод/Вывод, Энгельса, 8	5,99	0,089	0,089	2015	1	1	1			23567
ТК-72-5 (ТК-3- 5)	Ввод/Вывод, Республики, 72	45	0,15	0,15	1993	3	1	1		4,67	23575
6ТК20		65	0,108	0,108	2013	1	1	1			23625
(ТК5-3) ТК-68- 4	Ввод/Вывод, Просвещения, 30	45,14	0,15	0,15		1	1	1		5,25	23642
6ТК-19а	Ввод/Вывод, ЦТП-68	197,5	0,273	0,273	2012	3	1	4	5,185	3,67	23645
6ТК20	6ТК19	166,8	0,426	0,426	2004	3	2	1		5,08	23723
ТК-19а'	Общественное, Торговый центр "Сибирь" 2-ая очередь	9,88	0,065	0,065		1	1	4	0,017	30,17	23756
5ТК10	5ТК10В	195,7	0,219	0,219	2015	3	2	4	2,1242	13,75	23823
	Жилой дом	83,88	0,05	0,05		4	1	4	0,063	5,75	23851
5ТК10Д	Ввод/вывод, Просвещения, 42	28,62	0,089	0,089	2015	3	1	4	0,4032	6,17	23878
5ТК10В	Ввод/вывод, Энергетиков, 13	12,79	0,108	0,108	2015	3	2	4	0,382	7,92	23879
6ТК14	ЦТП-65	30,9	0,273	0,273		2	2	4	5,3466	2,33	23905
ТК-66-11 (ТК7- 9)	Ввод/Вывод, Гагарина, 10	38	0,1	0,1		1	1	4	0,364	2,83	24091
ТК-66-12 (ТК7)	Ввод/Вывод, Просвещения, 17	122,16	0,1	0,1		1	2	4	0,222	2,83	24103

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладки тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
	Ввод/Вывод, Просвещения, 13	65,18	0,15	0,15		4	2	4	0,8779	8,08	24109
	Ввод/вывод, Республики, 73/1 ГВС	9,29	0,05	0,05		2	1	1		0,33	55281
		51,55	0,15	0,1		2	2	1		2,25	55331
		48,66	0,15	0,1		2	2	1		9,08	55335
	Ввод/Вывод, Республики, 74 ГВС	19,12	0,08	0,08		2	1	1			55342
		7,61	0,1	0,08		4	1	1			55343
	Ввод/Вывод, Республики, 72 ГВС	51,22	0,05	0,05		2	1	1		2,17	55347
	Ввод/Вывод, Республики, 72 ГВС	30,82	0,05	0,05		4	3	1		1	55351
Ввод/Вывод, ЦТП-72 ГВС		70,67	0,2	0,08		2	1	1		0,25	55353
Ввод/Вывод, ЦТП-68 ГВС	Ввод/Вывод, ЦТП-68 ГВС	10,87	0,127	0,09		4	1	1		0,67	55364
	Ввод/Вывод, Просвещения, 54 ГВС	18,84	0,08	0,05		2	1	1		2,42	55408
	Ввод/Вывод, Просвещения, 54 ГВС	33,36	0,05	0,05		4	1	1			55412
	Жилой дом ГВС	8,94	0,065	0,065		2	1	1		3,67	55460
		104,89	0,08	0,08		4	2	1		3,08	55471
		94,76	0,15	0,1		2	1	1			55529
		2,13	0,1	0,1		4	1	1		2,83	55535
		83,35	0,15	0,1		2	1	1		1,92	55553
Ввод/Вывод, ЦТП-68	Ввод/Вывод, Энгельса, 7	56,09	0,15	0,15		3	1	4			57205
5TK8	Ввод/вывод, ЦТП-69	172,36	0,273	0,273	1998	3	1	4	6,2804	4,83	57651
	Жилой дом ГВС	1	0,1	0,08		4	1	1		0,75	72162
т.А	Жилой дом	25,8	0,089	0,089		3	5	1		0,75	72841
		69,97	0,05	0,05		4	1			0,5	73015
	Жилой дом ГВС	71,79	0,05	0,05		4	1				73075
Ввод/Вывод, Республики, 74 ГВС		19,12	0,08	0,08		4	1	1		1,75	77210
Ввод/Вывод, Республики, 72 ГВС		51,22	0,05	0,05		4	1	1		2,92	77220

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции/нового строительства	Вид прокладки тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
Ввод/Вывод, Просвещения, 13	ТК-66-10 (ТК7- 8)	65,18	0,15	0,15		1	2	4	0,8779	8,08	77252
Ввод/Вывод, Энергетиков, 31	Жилой дом	35,79	0,159	0,159		4	1	1			77575
Ввод/Вывод, Просвещения, 33 ГВС		19,59	0,15	0,1		4	1	1		2	77648
Ввод/Вывод, Гагарина, 4 ГВС		14,34	0,08	0,08		4	1	1			78051
Ввод/Вывод, Просвещения, 54 ГВС	Жилой дом ГВС	17,25	0,05	0,05		2	2	1		4,67	78157
Ввод/Вывод, Просвещения, 54 ГВС	Жилой дом ГВС	17,25	0,05	0,05		2	2	1		4,67	78157
Ввод/Вывод, Просвещения, 54 ГВС		4,8	0,08	0,05		4	1	1			78159
Ввод/Вывод, Энергетиков, 25 ГВС		124,18	0,1	0,08		2	1	1			78167
Ввод/Вывод, ЦТП-68	ЦТП-68	8,38	0,273	0,273	2012	4	1	4	5,185	3,67	78191
Ввод/вывод, ЦТП-69	ЦТП-69	11,73	0,273	0,273	1998	4	1	4	6,2804	4,83	78238
Ввод/вывод, Республики, 69	Жилой дом	12,34	0,065	0,065		4	1	4	0,384	9,33	78602
Ввод/вывод, Республики, 73/1 ГВС	Общественное, Районная налоговая инспекция министерства РФ по налогам и сборам ГВС	4,65	0,05	0,05		4	1	1			79138
Ввод/вывод, Энергетиков, 13	Жилой дом	7,23	0,108	0,108	2015	4	2	4	0,382	7,92	83828
Ввод/вывод, Просвещения, 42	Жилой дом	6,09	0,089	0,089	2015	4	1	4	0,4032	6,17	83838
	Жилой дом ГВС	11,55	0,05	0,05		4	1			0,5	84602
	Магазин "Дарья" ГВС	2,1	0,05	0,05		4	1			0,5	84605
Ввод/Вывод, Республики, 72 ГВС	АБК ГВС	15,97	0,05	0,05		4	3	1		1	86322



расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №3 СГМУП «ГТС»

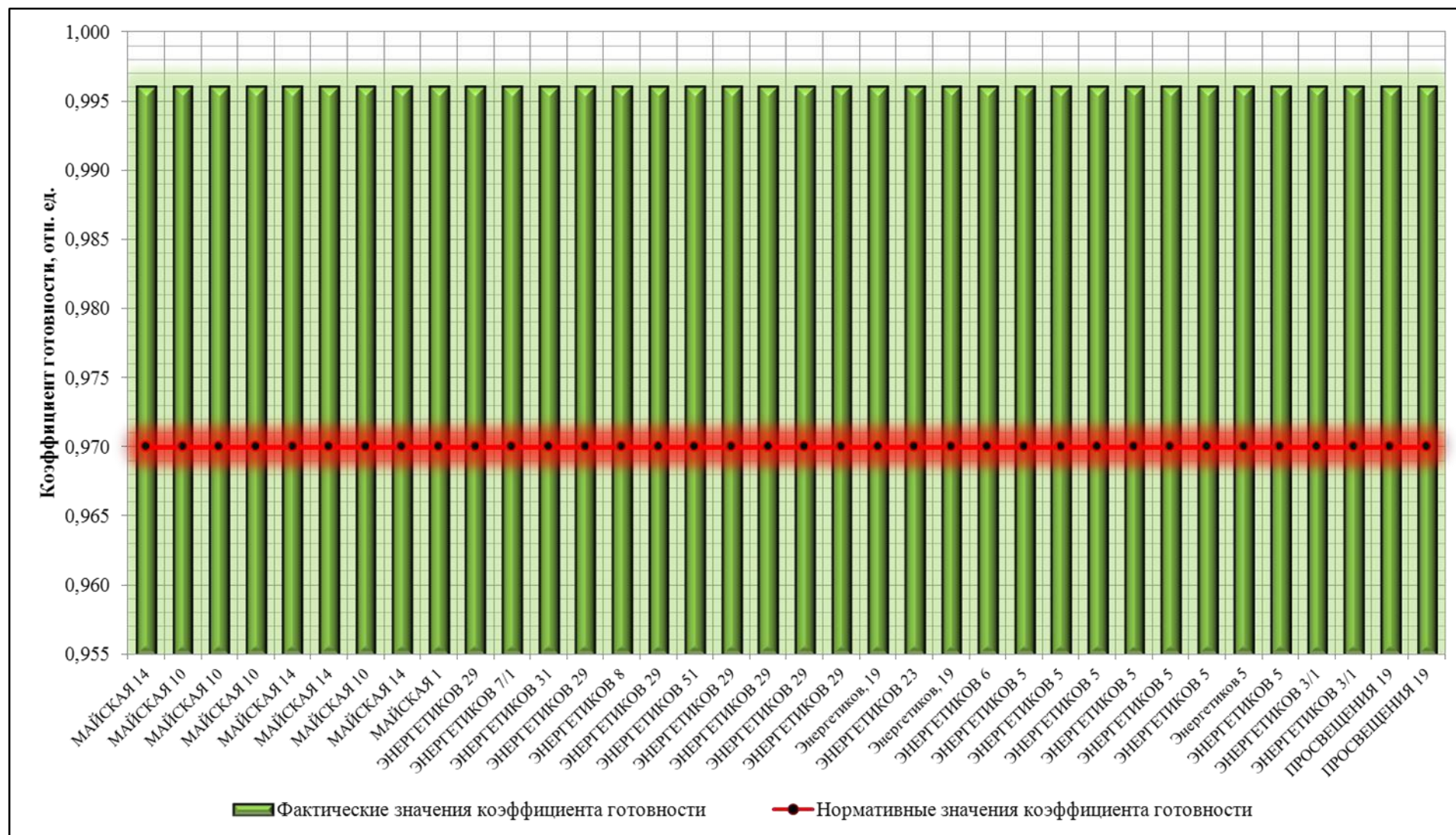


Рисунок 5.10 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №3 СГМУП «ГТС»

5.4 Котельная №5 СГМУП «ГТС»

5.4.1 Этап 1. Оценка существующего положения

По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,999978 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,989008 при нормативе 0,97.

По состоянию на 2023 г. зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях за 2018-2022 гг., а также прослеживаемая динамика их сокращения. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

5.4.2 Этап 2. Оценка надежности на перспективу без учета реализации мероприятий

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей, с учетом планируемых переключений, от рассматриваемой котельной приведена на рисунке ниже.



Рисунок 5.11 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной №5 СГМУП «ГТС»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении и на рисунках ниже.

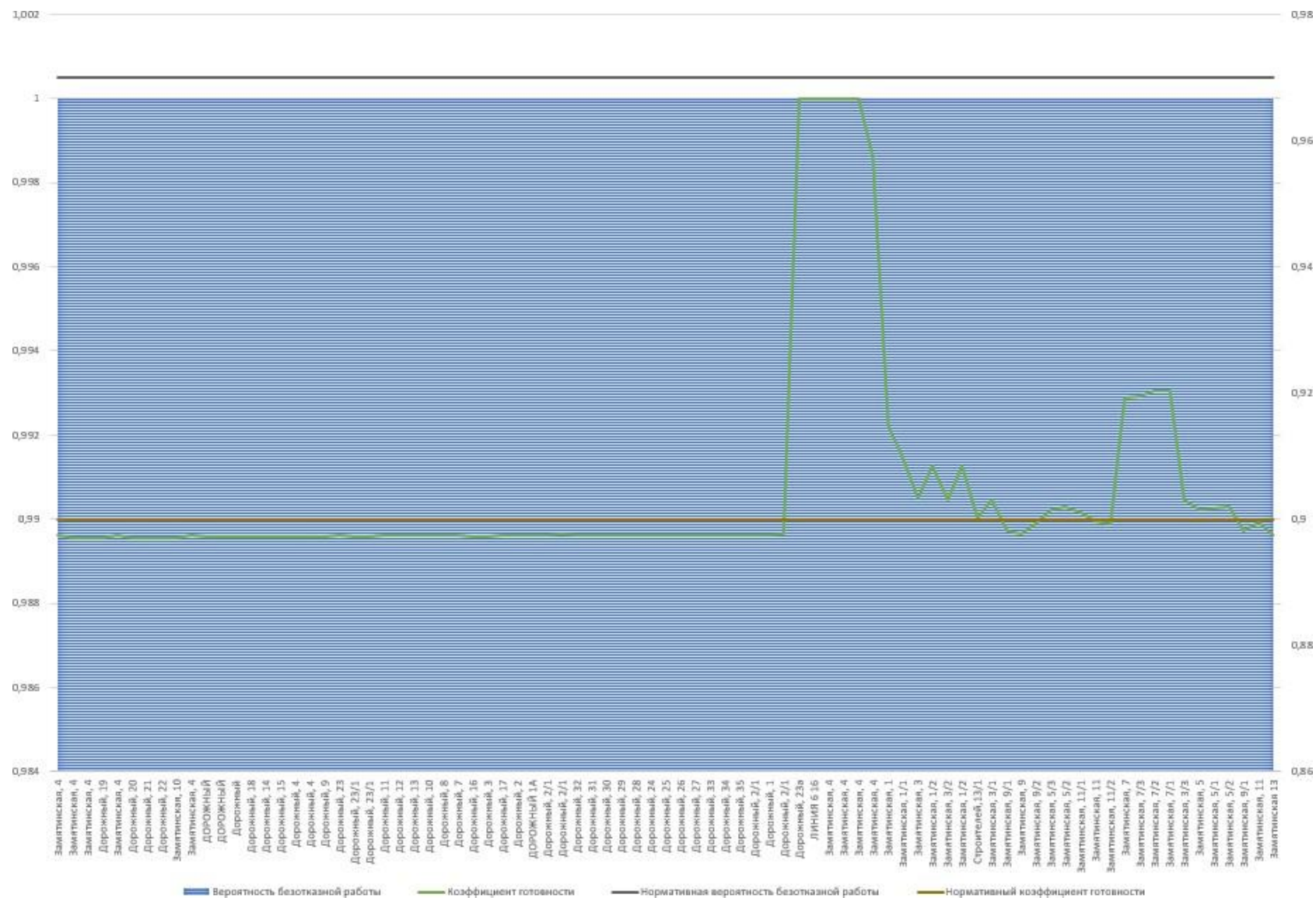


Рисунок 5.12 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения Котельная №5 СГМУП «ГТС»

5.4.3 Выводы по результатам расчетов

1. Без учета реализации мероприятий нормативная надежность будет выдерживаться:

-вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составит 1, что выше существующего норматива (0,9);

-коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,999717, что выше существующего норматива (0,97).

2. Высокие показатели надежности обусловлены малой протяженностью и разветвленностью системы транспорта тепловой энергии, а также малом количестве инцидентов на тепловых сетях за ретроспективный период (1 шт.).

3. В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:

- а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
- б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
- в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.

5.5 Котельная №14 СГМУП «ГТС»

5.5.1 Этап 1. Оценка существующего положения

По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,858855 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,992972 при нормативе 0,97.

По состоянию на 2023 г. зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях за 2018-2022 гг., а также прослеживаемая динамика их сокращения. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

5.5.2 Этап 2. Оценка надежности на перспективу без учета реализации мероприятий

На данном этапе расчеты не производятся, увеличение срока службы без учета мероприятий по повышению надежности теплоснабжения (в соответствии с распределением Вейбулла) приводит к ухудшению надежности. Целесообразно оценить надежность теплоснабжения с учетом перекладок

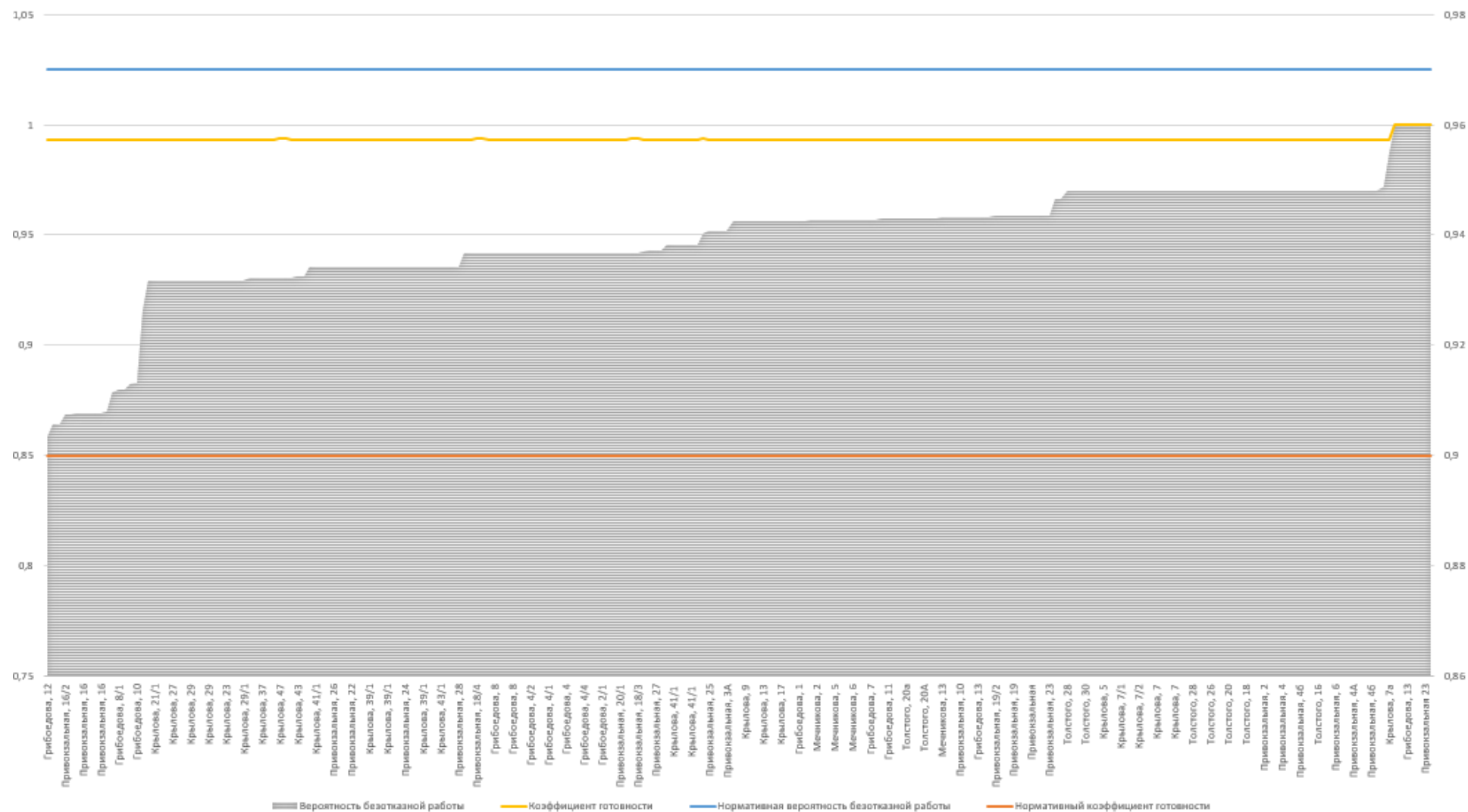


Рисунок 5.14 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения Котельная №14 СГМУП «ГТС»

5.5.3 Этап 3. Оценка надежности на перспективу с учетом перекладки тепловых сетей

По результатам анализа статистики отказов тепловых сетей выявлены наименее надежные участки тепловых сетей, на которых происходили отказы в 2020 г. Перечень таких участков представлен в таблице ниже.

Моделирование надежности на перспективу производится с учетом следующих условий:

- Будет произведена перекладка (капитальный ремонт) ненадежных участков. Согласно распределению Вейбулла, участки со сроком службы $3 \div 17$ лет имеют наименьшую интенсивность отказов;

- По всем участкам, на которых не происходило аварийных инцидентов, в качестве базовой задается нормативная интенсивность отказов, равная $5,7 \cdot 10^{-6} \text{ 1/(км} \cdot \text{ч)}$, по следующим причинам:

- каким бы надежным не был участок по существующему положению, на перспективу должна предусматриваться вероятность возникновения отказа по каждому участку;

- перекладка ненадежных участков позволит свести вероятность возникновения отказа в системе теплоснабжения до минимального уровня.

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении и на рисунках ниже.

Таблица 5.4 – Характеристики участков тепловых сетей, рекомендуемые к перекладке (капитальному ремонту), в связи с высокой интенсивностью отказов Котельная №14 СГМУП «ГТС»

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкции и/нового строительства	Вид прокладки тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжительность отключения, ч	Sys
ТК 6	ЦТП-46	63,89	0,25	0,25	2008	1	1	4			16098
2ТК-1	Ввод/вывод, ЦТП-82	222,44	0,25	0,25	2009	1	1	4			16125
	Ввод/вывод, Привокзальная, 4	22,11	0,08	0,08		4	1	1			16134
ТК-22	ТК-23	41	0,2	0,2	2017	3	1	4	3,961	2,33	16164
Ввод/вывод, Мечникова, 8		31,63	0,15	0,15		4	1	4			16226
Ввод/вывод, Мечникова, 6		37,66	0,15	0,15		4	1	1		0,5	16227
2ТК-2	Ввод/вывод, ЦТП-81	77,57	0,3	0,3	2015	1	1	4			16251
ТК-8	ТК -9	112	0,25	0,25	2008	3	1	4	1,2861	2,25	16266
ТК-25	ТК-29	180	0,15	0,15		3	2	1		3,33	16314
ТК-25	ТК-26	38	0,15	0,15	2010	1	1	1			16319
ТК-10		250	0,1	0,1		1	1	4	0,379	3,3	16367
ТК-80-5 (УТ-5)	Ввод/вывод, Крылова, 21	46	0,15	0,15	1997	3	1	1		6,58	16430
ТК-46-12в	Ввод/вывод, Крылова, 39/1	22,81	0,1	0,1		1	1	4	0,42	3	16534
ТК-80-10 (УТ-10)	Ввод/вывод, Крылова, 41	14,92	0,08	0,08	2016	3	1	4	0,376	1,67	16567
ТК 5	Ввод/вывод, ЦТП-80	107,39	0,3	0,3	2007	1	1	4			16600
Ввод/вывод, Крылова, 15		38,58	0,15	0,15		4	2	1		1,83	16602
ТК-56	Ввод/Вывод, Крылова 49	33	0,1	0,1	2003	1	3	1		8,33	16813
УТ-1		15,68	0,35	0,35	1994	1	2	4	7,3806	3,17	32132
	Ввод/вывод, Крылова, 15	36,9	0,15	0,15		4	1	1			32354
Ввод/вывод, Грибоедова, 2/1	Жилой дом	5,88	0,105	0,105		4	1	1			33319
	Ввод/вывод, Толстого, 26 ГВС	27,06	0,075	0,05		3	1	1			51371
	Жилой дом ГВС	41,87	0,065	0,065		4	1	1			51382
	Жилой дом ГВС	54,69	0,05	0,05		4	1	1			51391
	МБОУ НШ №42 ГВС	110,72	0,05	0,05		2	1	1			51459

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкци и/нового строительств а	Вид прокладки тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжител ьность отключения, ч	Sys
	Ввод/вывод, Мечникова, 6 ГВС	126,33	0,1	0,1		4	1	1			51461
	Мечникова, 6 ГВС	1,93	0,05	0,05		4	1	1		0,75	51464
	Ввод/вывод, Мечникова, 8 ГВС	99,86	0,1	0,08		4	1	1			51466
	Ввод/вывод, Крылова, 5 ГВС	11,04	0,08	0,05		2	1	1			51517
		193,46	0,15	0,1		2	1	1		12,67	51520
	Ввод/вывод, Толстого, 30 ГВС	18,95	0,05	0,05		2	1	1			51543
		105,22	0,08	0,08		2	1	1			51560
		106,38	0,1	0,1		2	1	1			51591
		106,38	0,1	0,1		2	1	1			51591
	Ввод/вывод, Крылова, 21 ГВС	50,51	0,1	0,1		2	3	1		3,83	51595
		47,67	0,15	0,1		2	1	1			51643
		5,2	0,2	0,15		4	1	1		2	51659
	Ввод/вывод, ЦТП-80	9,27	0,05	0,05		4	1	1			51699
Ввод/вывод, Крылова, 7 ГВС	Жилой дом ГВС	35,34	0,1	0,08		4	1	1			77158
Ввод/вывод, Мечникова, 2 ГВС	Ввод/вывод, Грибоедова, 5 ГВС	120,82	0,1	0,08		2	1	1			77296
Ввод/вывод, Грибоедова, 5 ГВС	Жилой дом ГВС	120,82	0,1	0,08		4	1	1			77298
Ввод/вывод, Мечникова, 8 ГВС	Ввод/вывод, Мечникова, 6 ГВС	99,86	0,1	0,08		2	1	1			77310
Ввод/вывод, Мечникова, 6 ГВС		99,86	0,1	0,08		4	2	1		2,67	77314
Ввод/вывод, Мечникова, 6 ГВС	Ввод/вывод, Грибоедова, 9 ГВС	13,98	0,1	0,1		2	1	1			77316
Ввод/вывод, Грибоедова, 9 ГВС	Жилой дом ГВС	77,83	0,1	0,1		4	1	1			77318
Ввод/Вывод, Крылова 49	Жилой дом	35,98	0,1	0,1		4	3	1		4,67	77606
Ввод/вывод, Толстого, 30 ГВС	Жилой дом ГВС	26,34	0,05	0,05		4	2	1			82951

Наименование начала участка	Наименование конца участка	Длина участка, м	Внутренний диаметр подающего трубопровода, м	Внутренний диаметр обратного трубопровода, м	Год реконструкци и/нового строительств а	Вид прокладки тепловой сети	Количество инцидентов с 2013 по 2022 гг.	Оценка надежности	Величина отключенной нагрузки, Гкал/ч	Продолжител ьность отключения, ч	Sys
Ввод/вывод, Привокзальная, 2		2,41	0,08	0,08		4	1	1		3,67	83059
Ввод/вывод, Привокзальная, 4	Ввод/вывод, Привокзальная, 2	23,03	0,08	0,08		2	1	1			83103
Ввод/вывод, ЦТП-81	ЦТП-81	23,98	0,3	0,3	2015	4	1	4			83213
	ЦТП-83	2,56	0,35	0,35	1994	4	2	4	7,3806	3,17	83269
Ввод/вывод, ЦТП- 80	ЦТП-80	7,92	0,3	0,3	2007	4	1	4			83299
Ввод/вывод, ЦТП- 80	Жилой дом ГВС	31,12	0,05	0,05		2	1	1		0,5	83301
Ввод/вывод, Крылова, 41	Жилой дом	12,4	0,08	0,08	2016	4	1	4	0,376	1,67	83305
Ввод/вывод, ЦТП- 82	ЦТП-82	12,06	0,25	0,25	2009	4	1	4			83333
		12,65	0,15	0,1		2	1	1			85655
	АБК, ГВС откд	16,24	0,05	0,05		4	1	1			85657
	АБК, ГВС откд	16,24	0,05	0,05		4	1	1			85657
	Ввод/вывод, Привокзальная, 16 ГВС	18,64	0,15	0,1		2	1	1			85660

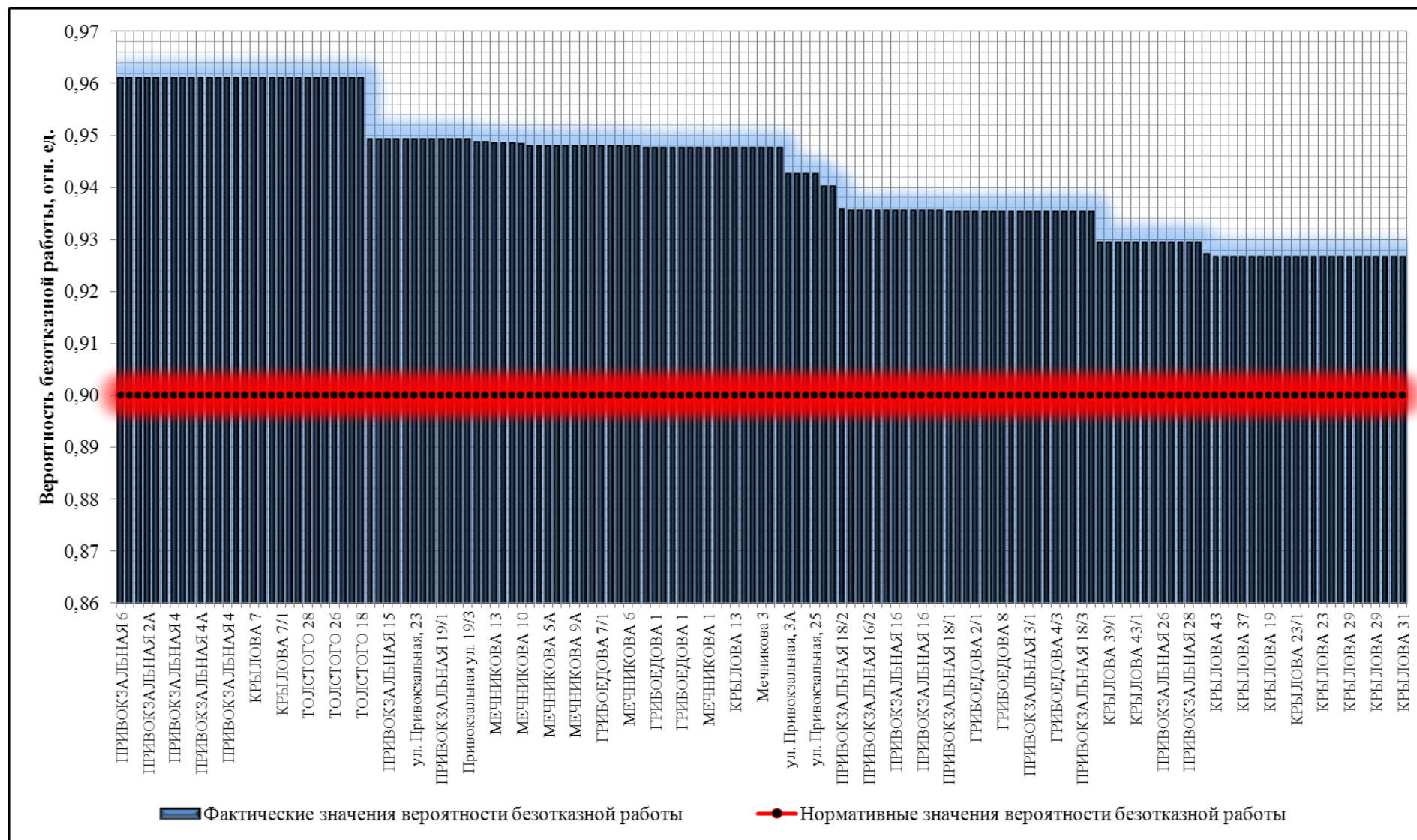


Рисунок 5.15 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №14 СГМУП «ГТС»

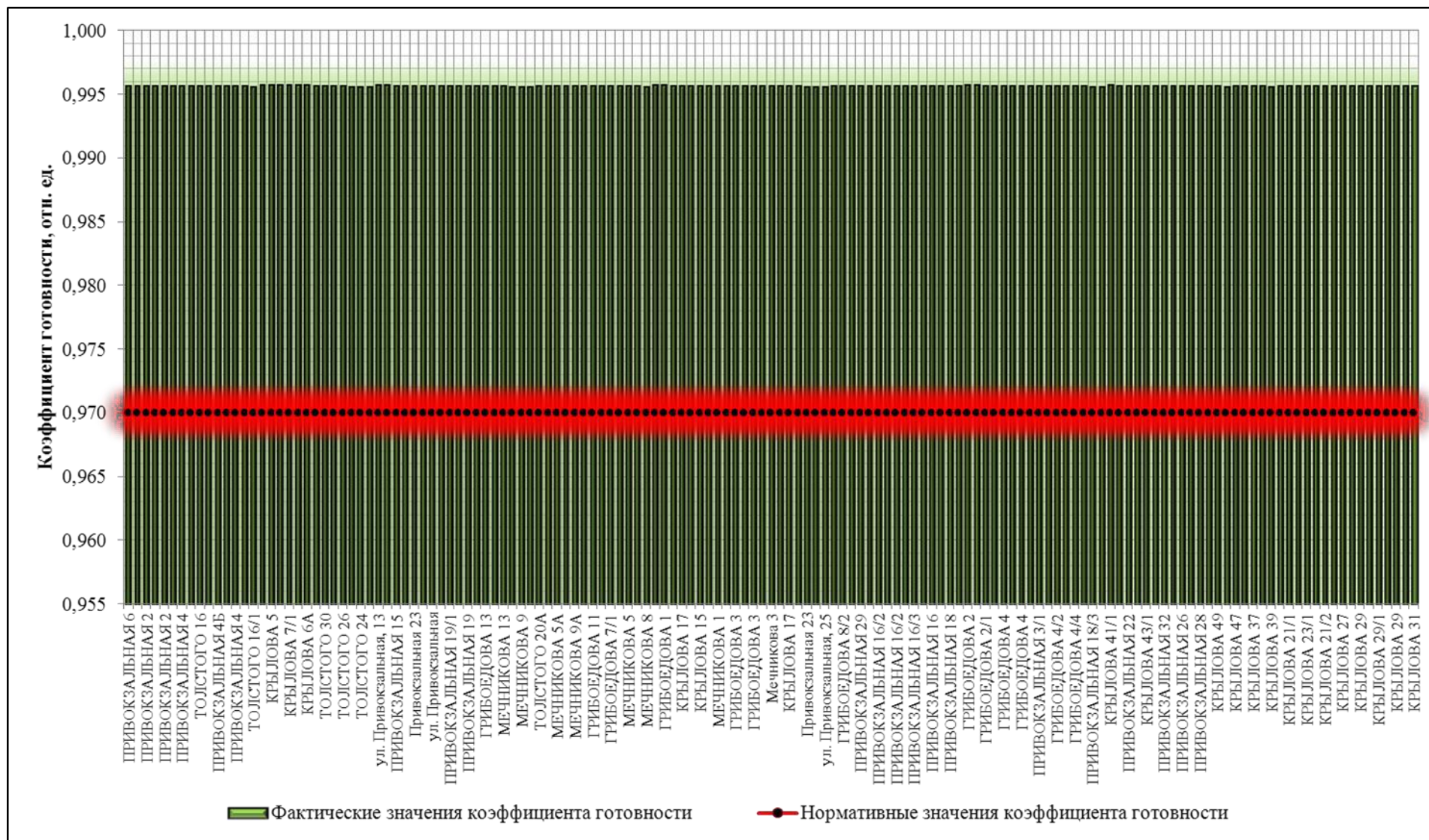


Рисунок 5.16 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №3 СГМУП «ГТС»

5.5.4 Выводы по результатам расчетов

1. С учетом реализации мероприятий по перекладке ненадежных участков тепловых сетей нормативная надежность будет выдерживаться:

-вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составит 0,927, что выше существующего норматива (0,9);

-коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,9956, что выше существующего норматива (0,97).

2. Положительное влияние на надежность теплоснабжения будет обеспечивать резервирование тепловой нагрузки от смежных теплоисточников:

-учитывая технологическую связь котельных 13 и 14, при отказе (аварии) на теплогенерирующем оборудовании Котельной №14 или на головном участке тепломагистрали теплоснабжение частично может обеспечиваться от котельной №13;

-микрорайон ПИКС может частично снабжаться тепловой энергией от котельной ООО «СГЭС» (К-45), возможно и полное снабжение тепловой энергией микрорайона ПИКС, однако требуется реализация мероприятий, указанных в разделе 6.1.3.

3. В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:

а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;

б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.

6. ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В ЗОНЕ ДЕЙСТВИЯ КОТЕЛЬНЫХ, НА ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ КОТОРЫХ НЕ ВОЗНИКАЛО ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ ОТКАЗОВ ЗА РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ ПЕРИОД

Этап 1. На тепловых сетях от рассматриваемых ниже котельных за ретроспективный период функциональных отказов и аварий не происходило, следовательно, по существующему положению рассматриваемые системы централизованного теплоснабжения являются относительно надёжными.

Этап 2. Тепловые сети являются наименее надёжным структурным элементом системы теплоснабжения, поэтому при расчете перспективной надёжности для каждого участка системы теплоснабжения задается среднее значение интенсивности отказов в ПРК ZuluThermo 8.0 – $5,7 \cdot 10^{-6}$ 1/(км·ч). При моделировании предполагается, что существующие участки системы теплоснабжения не перекладываются, т.е. фактический период эксплуатации участков увеличится.

6.1. Котельная №3 СГМУП «ГТС»

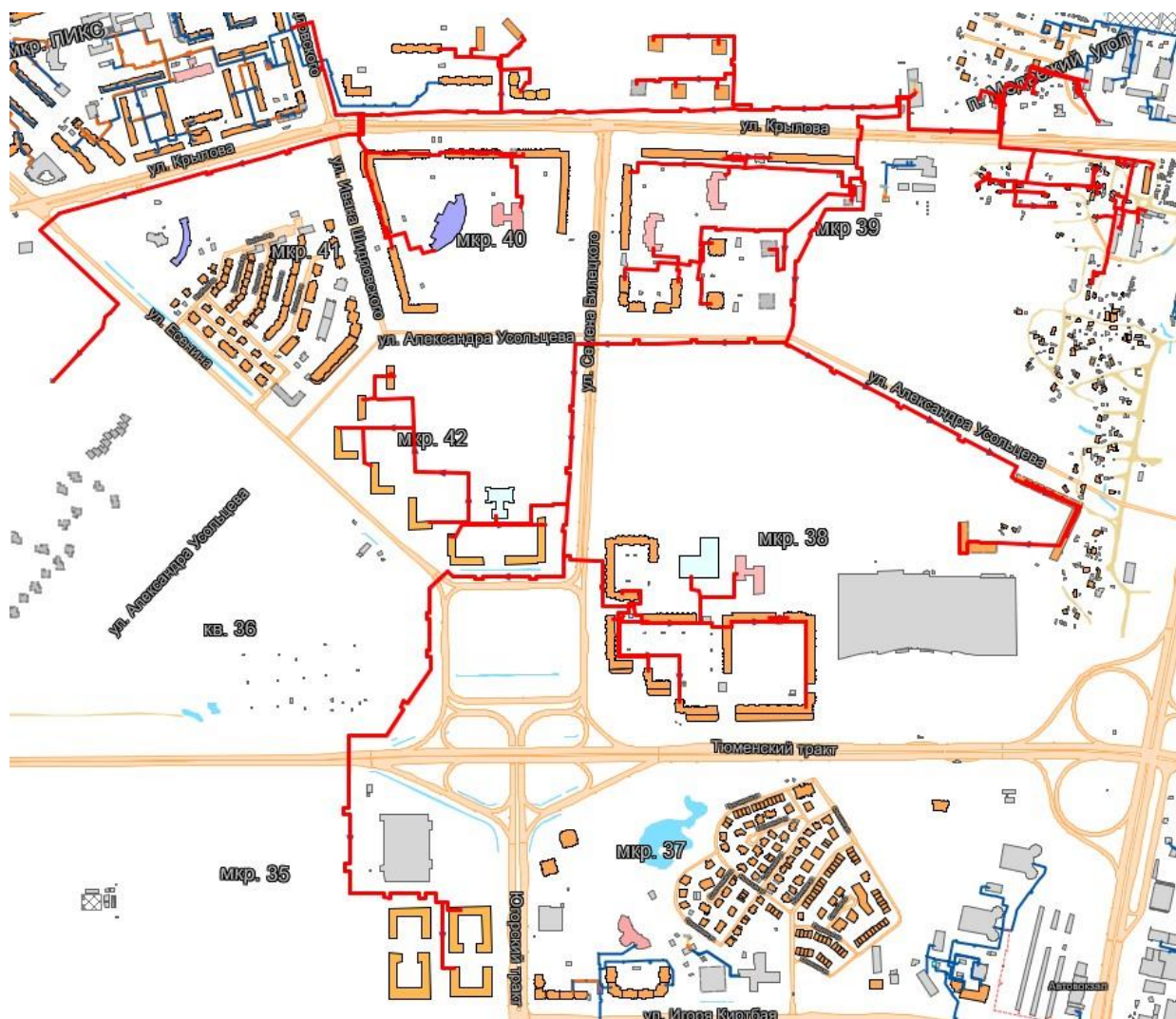
6.1.1. Этап 1. Оценка существующего положения

По существующему положению вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составляет 0,959436 при нормативе 0,9, коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению составляет 0,966240 при нормативе 0,97.

По состоянию на 2023 г. зоны ненадежного теплоснабжения в рассматриваемой системе отсутствуют. Причиной тому является относительно малое количество функциональных отказов на тепловых сетях за 2018-2022 гг., а также прослеживаемая динамика их сокращения. Вероятность безотказной работы и коэффициент готовности соответствуют нормативным требованиям.

6.1.2. Этап 2. Оценка надёжности на перспективу без учета реализации мероприятий

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



**Рисунок 6.1 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной
котельной ООО
«СГЭС» (К-45)**

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении и на рисунках ниже (отражены показатели надежности для выборочных потребителей, расположенных на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР).

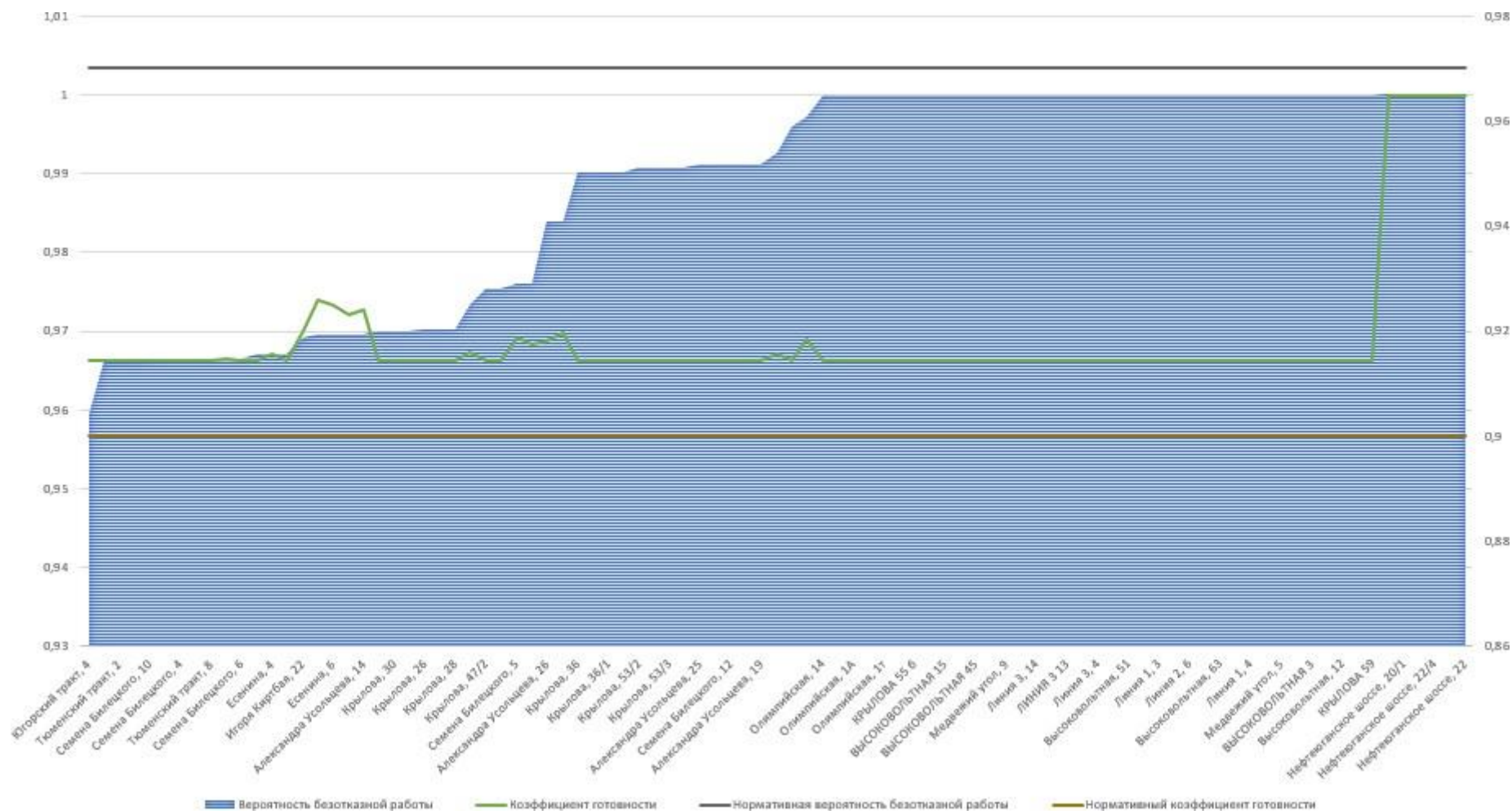


Рисунок 6.2 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей и готовности работы потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения Котельная ООО «СТЭС» (К-45)

6.1.3. Выводы по результатам расчетов

1. С учетом реализации мероприятий по перекладке ненадежных участков тепловых сетей нормативная надежность будет выдерживаться:

1. Без учета реализации мероприятий нормативная надежность будет выдерживаться:

- вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составит 0,99, что выше существующего норматива (0,9);

- коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,999, что выше существующего норматива (0,97).

2. Рассматриваемая система теплоснабжения имеет технологическую связь с системой теплоснабжения от Котельной №14 СГМУП «ГТС». На перспективу целесообразно рассмотреть внедрение технических мероприятий по резервированию тепловой нагрузки мкр. ПИКС по 2 вариантам:

Вариант №1. Резервирование в полной мере тепловой нагрузки мкр. ПИКС (схема резервирования представлена на рисунке ниже.4).

А) Технические возможности по резерву тепловой мощности «нетто». С учетом присоединения новых потребителей перспективная нагрузка данного микрорайона составит 26,9 Гкал/ч. Существующий резерв тепловой мощности «нетто» котельной ООО

«СГЭС» (К-45) составляет 26,53 Гкал/ч, с учетом перспективы развития, к окончанию расчетного периода актуализации Схемы теплоснабжения резерв составит 4,69 Гкал/ч, что не позволит в полной мере обеспечить резервирование данного микрорайона. Теплоснабжение потребителей данного микрорайона в аварийном режиме (без потери качества для потребителей котельной ООО «СГЭС» (К-45) возможно будет при температуре наружного воздуха не ниже - 32°C.

Б) Технические возможности по перспективному аварийному гидравлическому режиму. Существующий диаметр переключки составляет 2Ду250 мм, что не позволит на перспективу обеспечивать в аварийном режиме теплоснабжение целого микрорайона. Для полного резервирования необходимо осуществить перекладку тепловых сетей от 8ТК-5 до ТК-4 с увеличением диаметра до 2Ду400, протяженность резервного участка составит 570 м.

Вариант №2. Частичное резервирование тепловой нагрузки мкр. ПИКС (схема резервирования представлена на рисунке ниже.5).

А) Технические возможности по резерву тепловой мощности «нетто». Если рассматривать резервирование части микрорайона с суммарной присоединенной нагрузкой 15,1

Гкал/ч, то здесь также резерв тепловой мощности не позволит осуществлять теплоснабжение резервируемой зоны без потери качества. При возникновении аварии или функционального отказа на тепломагистрали от котельной №14, при температуре наружного воздуха менее -38°C будет наблюдаться ухудшение качества теплоснабжения потребителей.

Б) Технические возможности по перспективному аварийному гидравлическому режиму. В отличие от 1 варианта существующая перемычка позволит осуществлять теплоснабжение резервируемой части микрорайона. Реконструкция действующих тепловых сетей с увеличением диаметра не потребуется.

Значимой проблемой при реализации мероприятий по резервированию тепловой нагрузки является ведомственная разобщенность теплоснабжающих организаций.

3.В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:

а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;

б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.



Рисунок 6.3 – Мероприятие по реконструкции участка тепловой сети для резервирования мкр. ПИКС в полном объеме

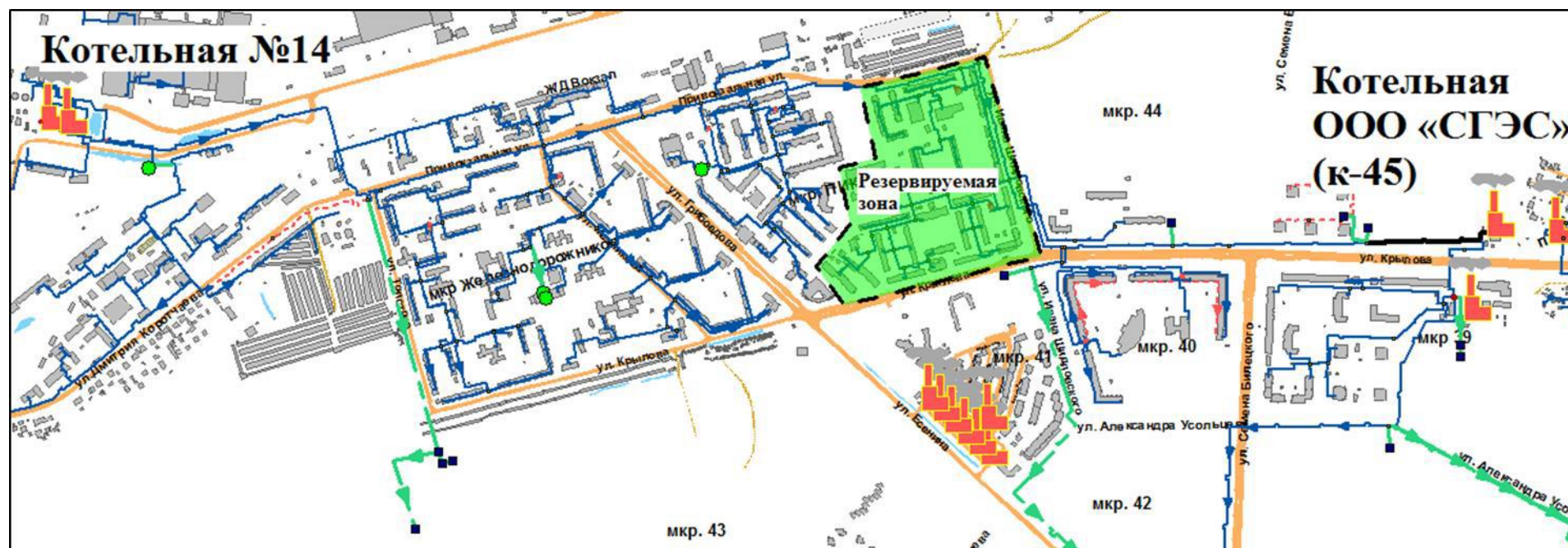


Рисунок 6.4 – Смежная зона, теплоснабжение которой возможно в перспективе от 2 источников тепловой энергии

6.2. Котельная №6 СГМУП «ГТС»

6.2.1. Этап 1. Оценка существующего положения

По существующему положению система теплоснабжения является надежной

6.2.2. Этап 2. Оценка надежности на перспективу без учета реализации мероприятий по повышению надежности

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной приведена на рисунке ниже.

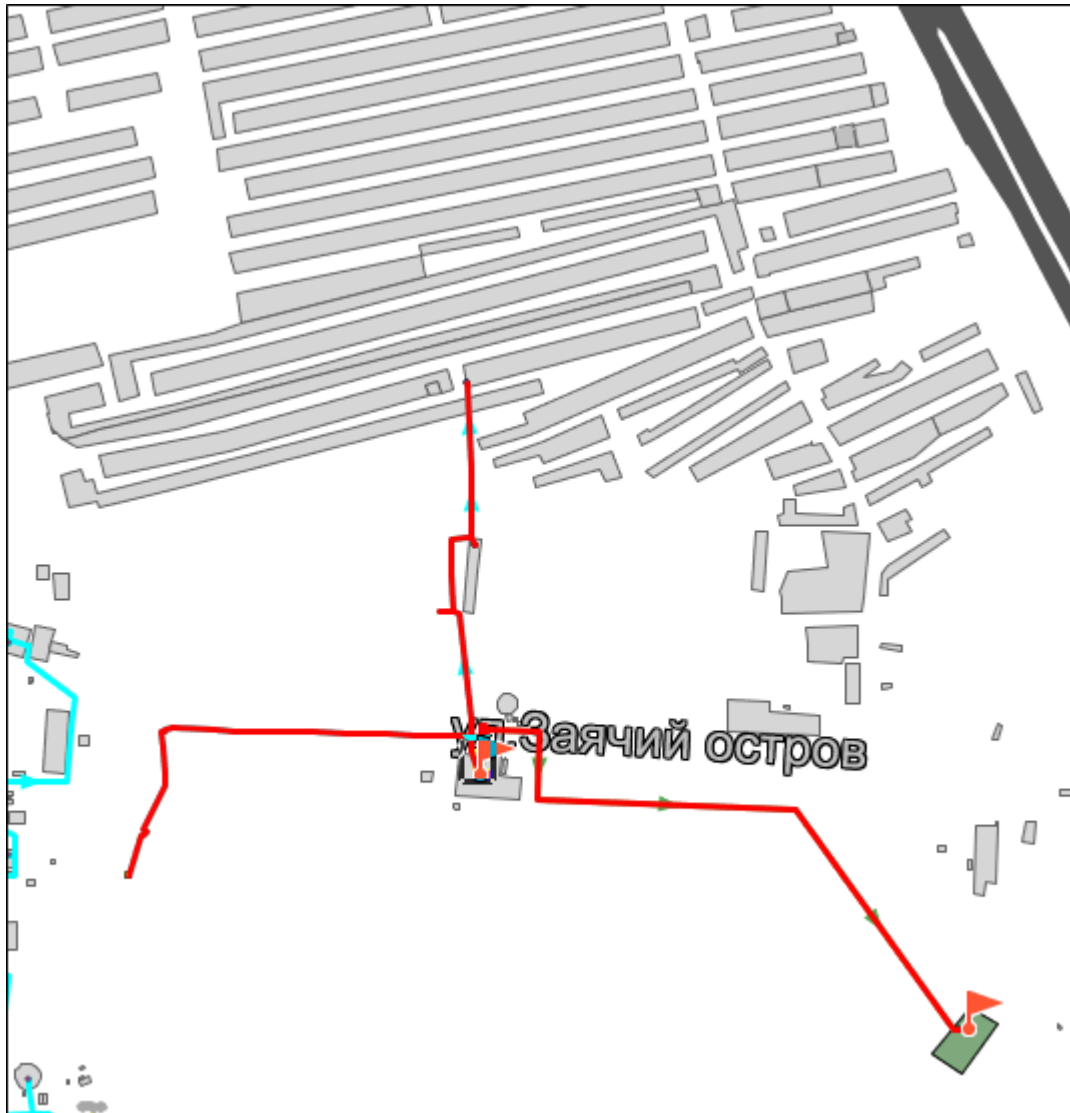


Рисунок 6.5 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Котельной №6 СГМУП «ГТС»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении и на рисунках ниже.

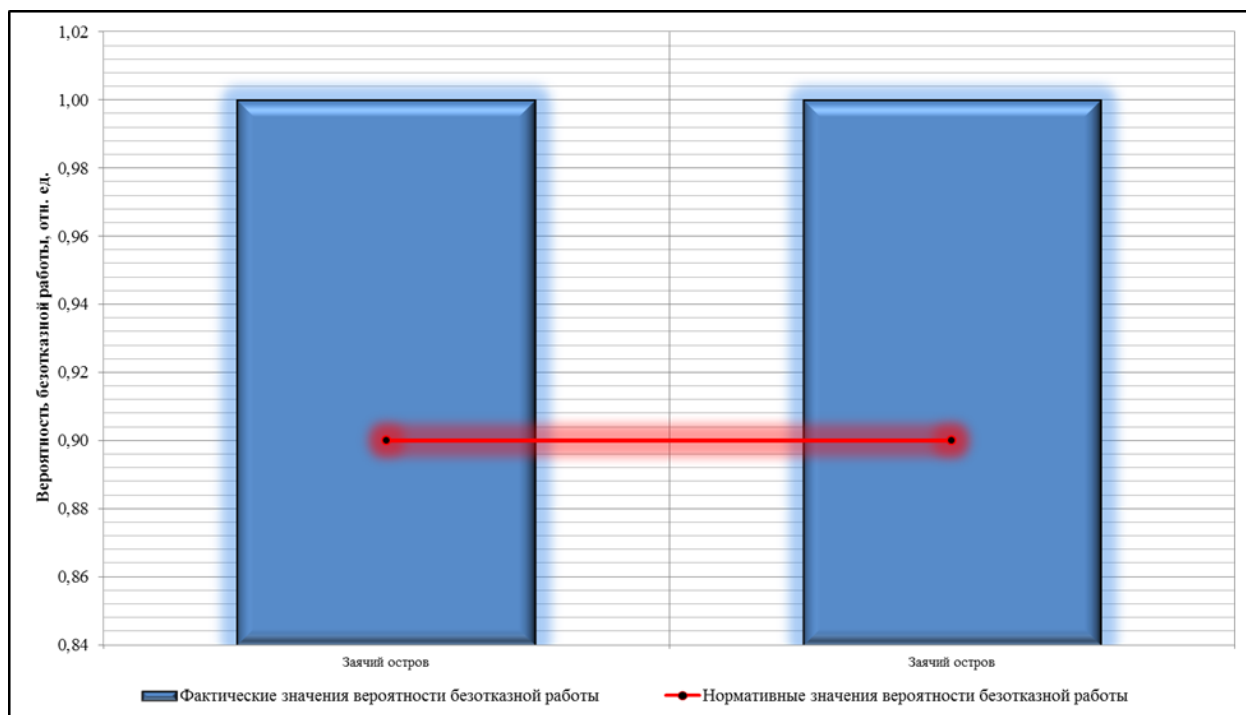


Рисунок 6.6 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №6 СГМУП «ГТС»

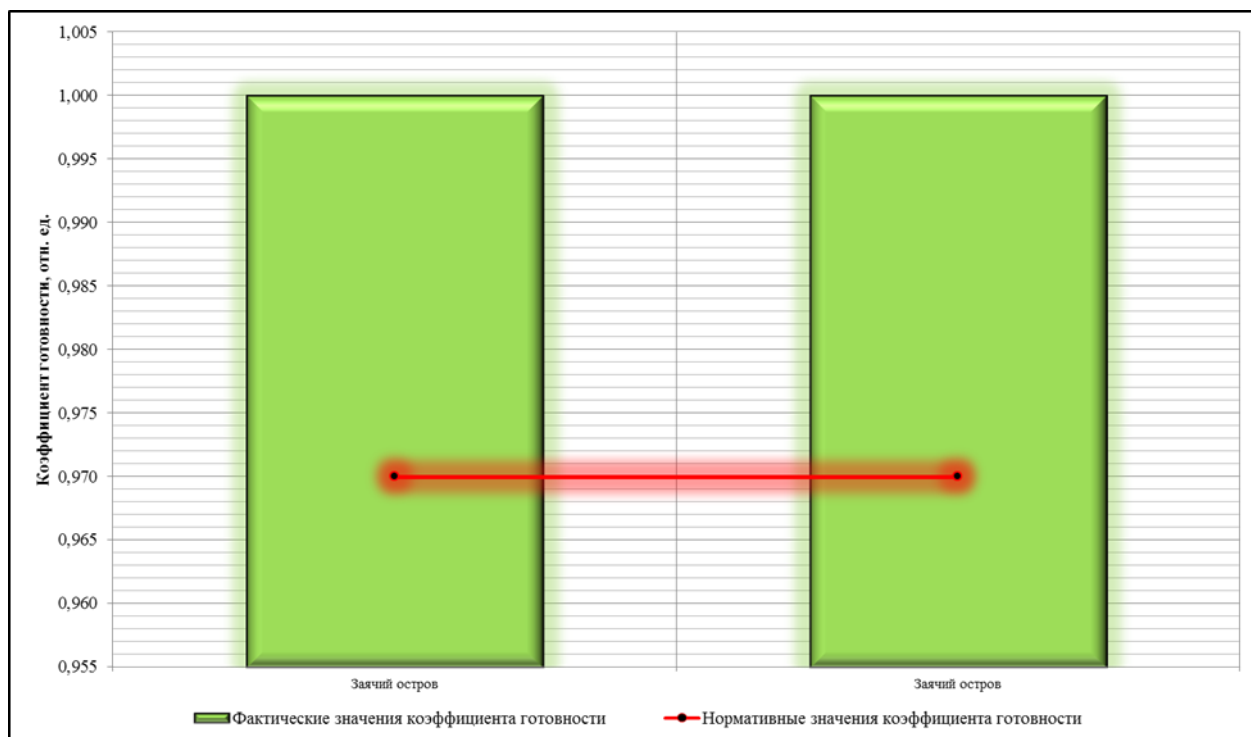


Рисунок 6.7 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей Котельная №6 СГМУП «ГТС»

6.2.3. Выводы по результатам расчетов

1. Без учета реализации мероприятий нормативная надежность будет выдерживаться:

-вероятность безотказного теплоснабжения потребителей составит 1, что выше существующего норматива (0,9);

-коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,999(9), что выше существующего норматива (0,97).

2.Высокие показатели надежности обусловлены минимальным количеством эксплуатируемых участков тепловых сетей.

3.В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:

а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;

б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.

6.3.Котельная №7 СГМУП «ГТС»

6.3.1.Этап 1. Оценка существующего положения

По существующему положению система теплоснабжения является надежной

6.3.2.Этап 2. Оценка надежности на перспективу без учета реализации мероприятий по повышению надежности

Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от котельной приведена на рисунке ниже.



Рисунок 6.8 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Котельной №7 СГМУП «ГТС»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении и на рисунках ниже.

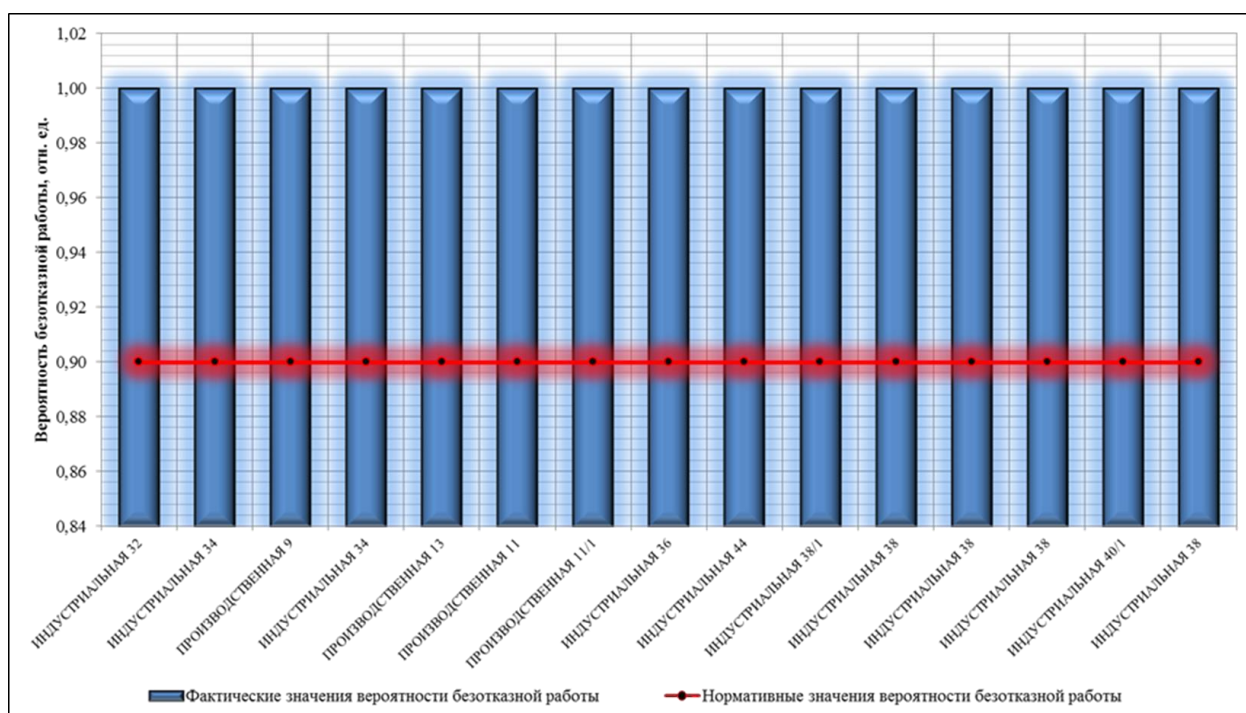
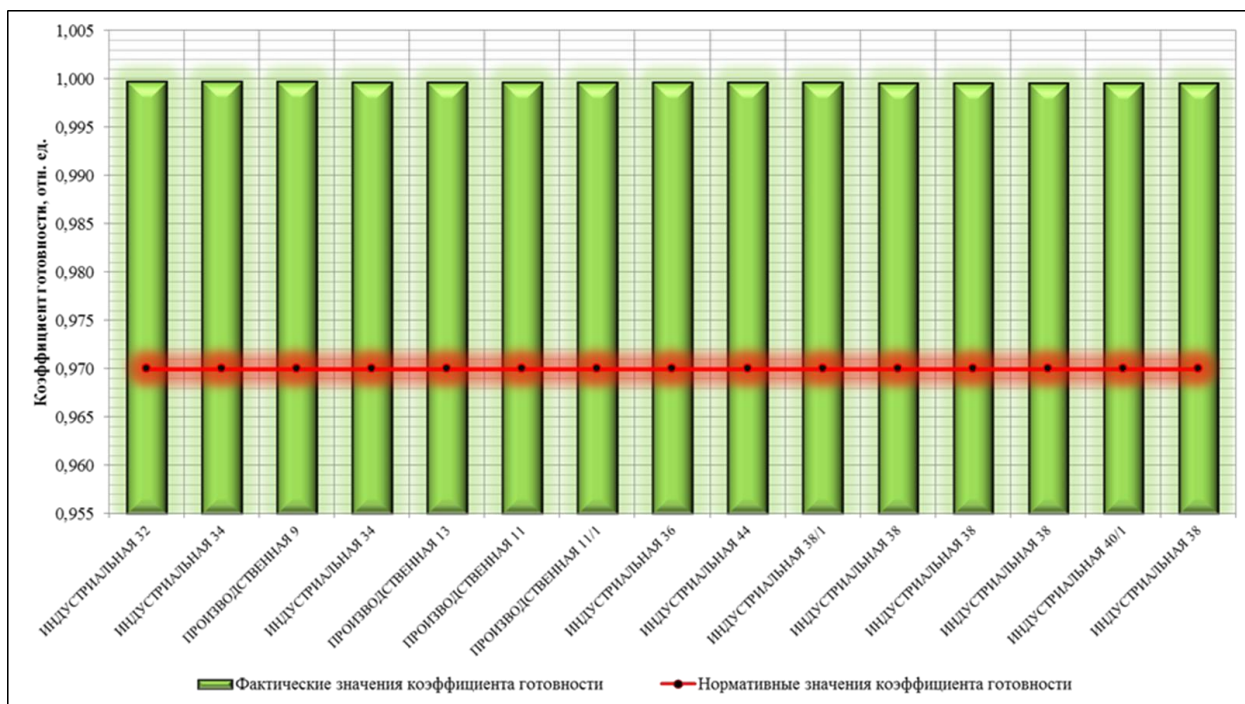


Рисунок 6.9 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №7 СГМУП «ГТС»



**Рисунок 6.10 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей
Котельная №7 СГМУП «ГТС»**

6.3.3. Выводы по результатам расчетов

1. Без учета реализации мероприятий нормативная надежность будет выдерживаться:
- вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составит 1, что выше существующего норматива (0,9);

- коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,999591, что выше существующего норматива (0,97).

2. Высокие показатели надежности обусловлены малой протяженностью и разветвленностью системы транспорта тепловой энергии.

3. В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:

а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;

б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.

6.4. Котельная №9 СГМУП «ГТС»

6.4.1. Этап 1. Оценка существующего положения

По существующему положению система теплоснабжения является надежной

6.4.2. Этап 2. Оценка надежности на перспективу без учета реализации мероприятий

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



Рисунок 6.11 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Котельной №9 СГМУП «ГТС»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении и на рисунках ниже.

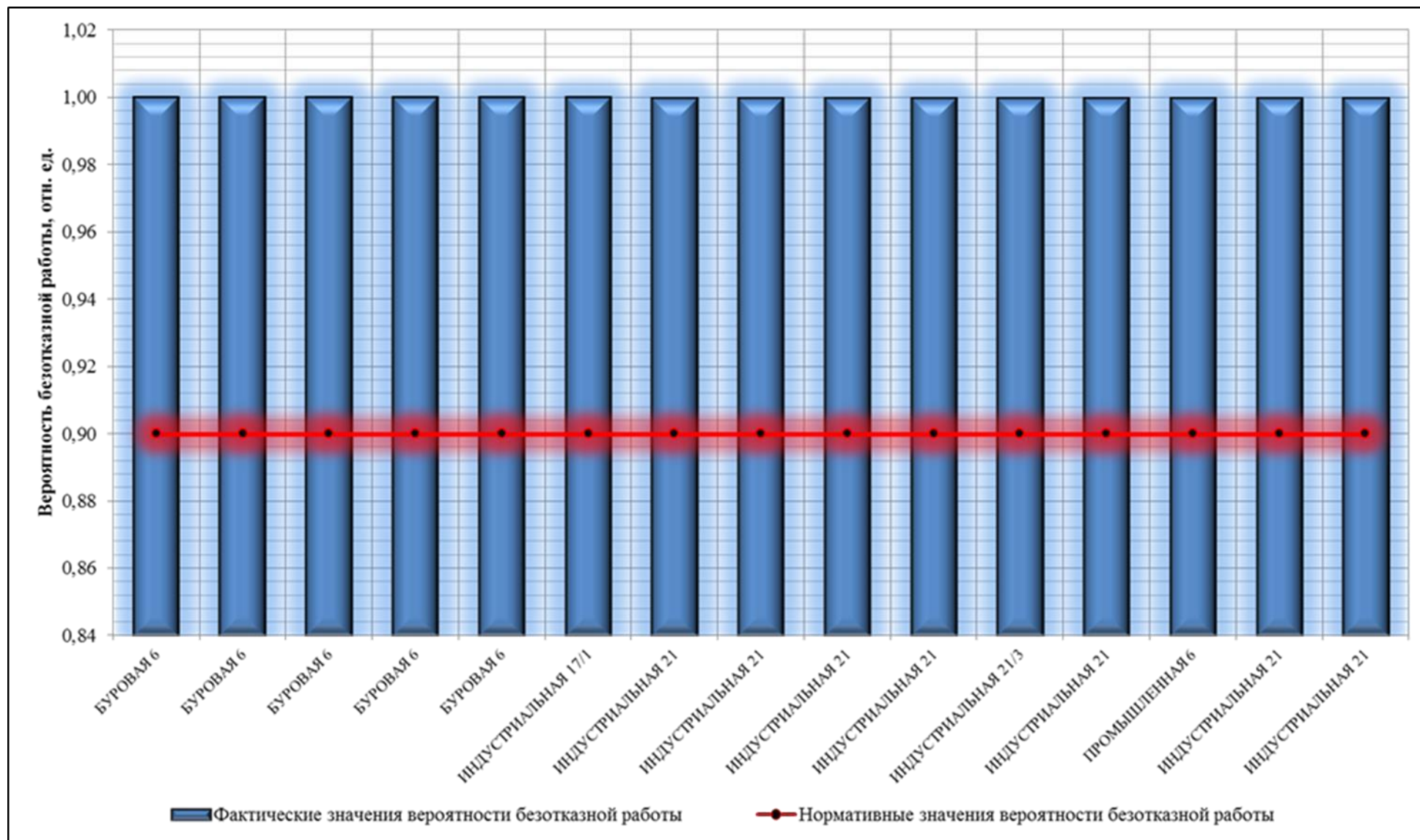


Рисунок 6.12 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №9 СГМУП «ГТС»

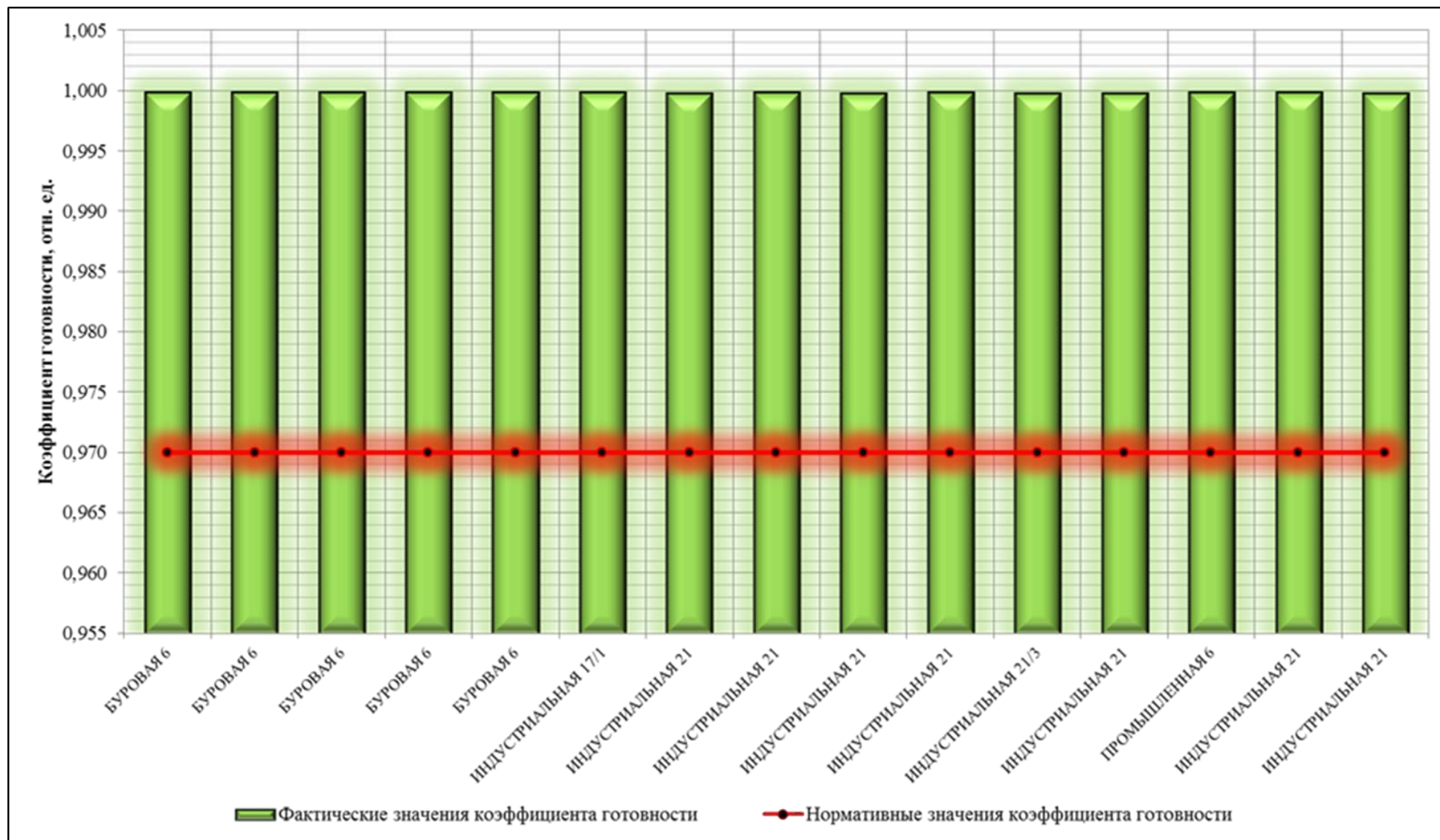


Рисунок 6.13 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей Котельная №9 СГМУП «ГТС»

6.4.3. Выводы по результатам расчетов

1. Без учета реализации мероприятий нормативная надежность будет выдерживаться:
 - вероятность безотказного теплоснабжения наименее надежного потребителя составит 1, что выше существующего норматива (0,9);
 - коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,999591, что выше существующего норматива (0,97).
2. Высокие показатели надежности обусловлены малой протяженностью и разветвленностью системы транспорта тепловой энергии.
3. В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:
 - а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;
 - б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;
 - в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.

6.5. Котельная №13 СГМУП «ГТС»

6.5.1. Этап 1. Оценка существующего положения

По существующему положению система теплоснабжения является надежной

6.5.2. Этап 2. Оценка надежности на перспективу без учета реализации мероприятий

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

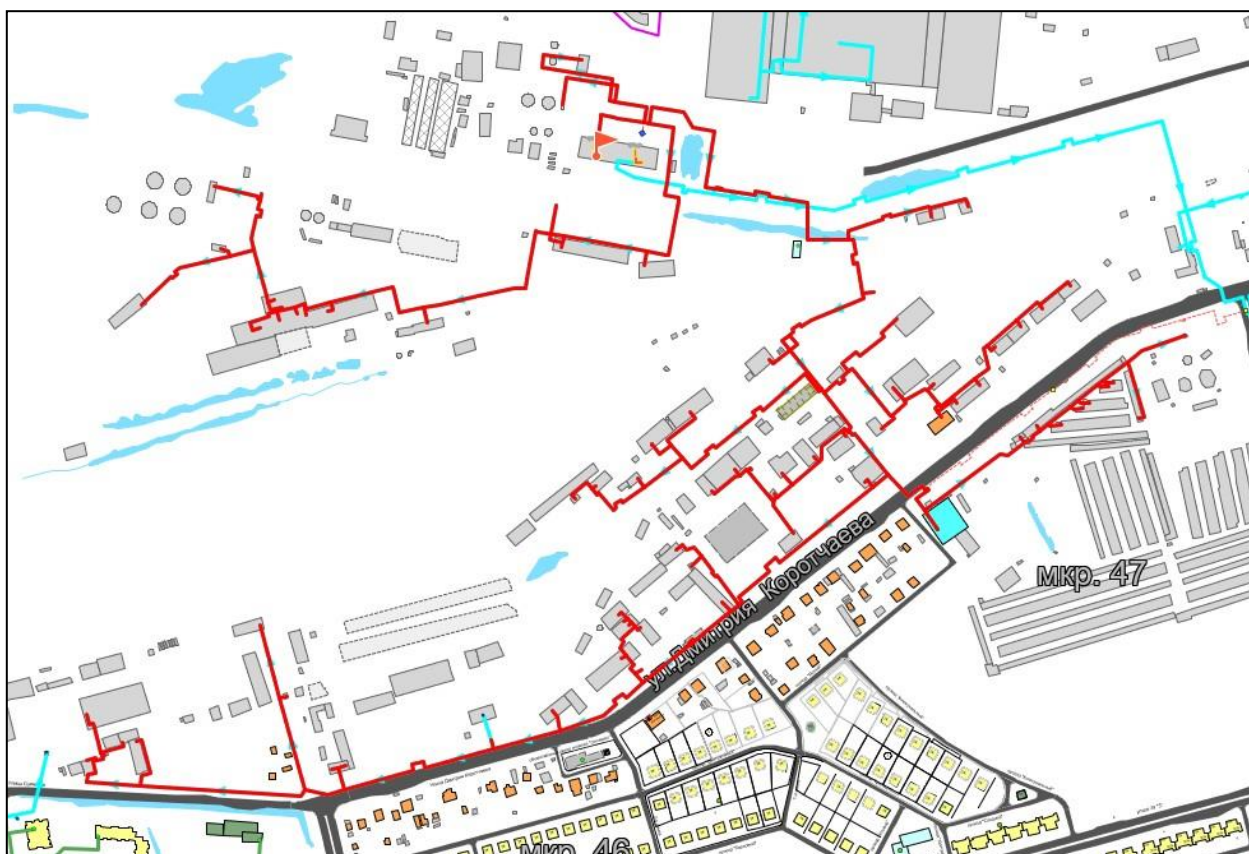


Рисунок 6.14 – Расчетная схема зоны теплоснабжения потребителей от Котельной №13 СГМУП «ГТС»

Результаты расчета показателей надежности теплоснабжения потребителей от рассматриваемого источника приведены в Приложении и на рисунках ниже.

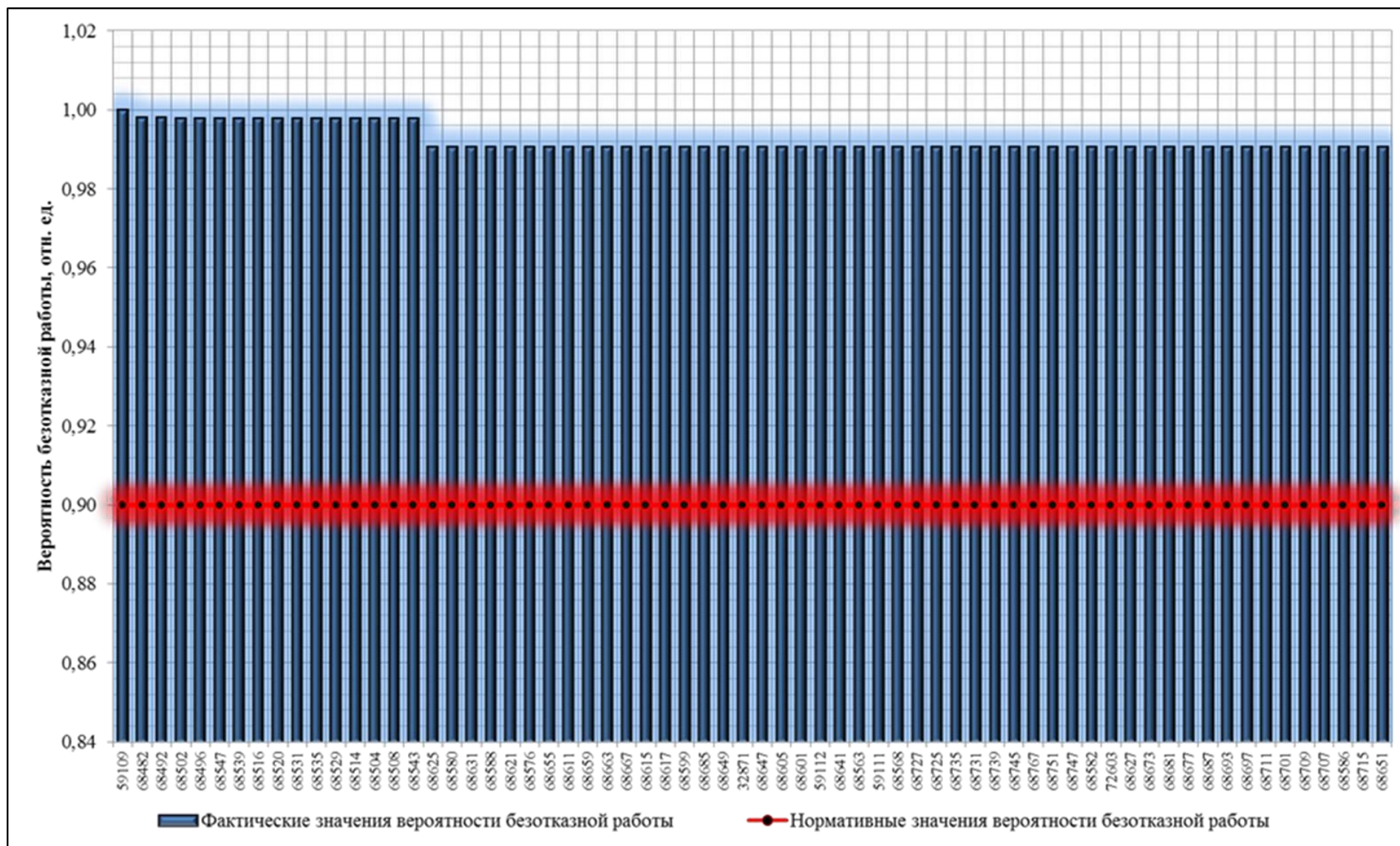


Рисунок 6.15 – Вероятность безотказного теплоснабжения потребителей в рассматриваемой системе теплоснабжения (выборочные потребители, расположенные на пути от источника тепловой энергии до потребителя с наихудшей ВБР) Котельная №13 СГМУП «ГТС»

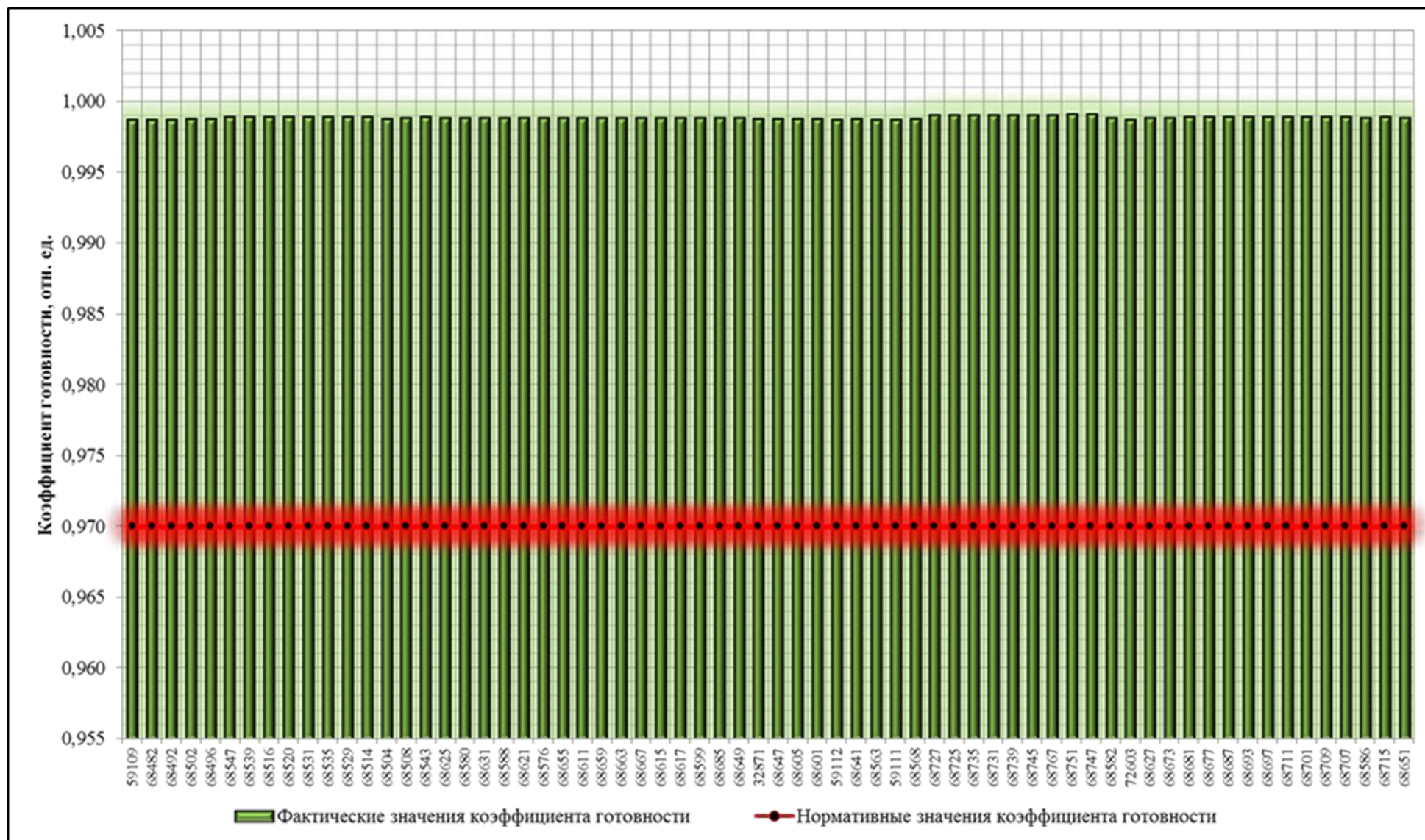


Рисунок 6.16 – Коэффициент готовности системы к теплоснабжению потребителей Котельная №13 СГМУП «ГТС»

6.5.3. Выводы по результатам расчетов

1. Без учета реализации мероприятий нормативная надежность будет выдерживаться:

- вероятность безотказного теплоснабжения по мере удаления от теплоисточника снижается, значение для наименее надежного потребителя составит 0,990812, что выше существующего норматива (0,9);

- коэффициент готовности к безотказному теплоснабжению потребителей составит 0,998707, что выше существующего норматива (0,97).

2. Высокие показатели надежности обусловлены малой протяженностью и разветвленностью системы транспорта тепловой энергии. Кроме того, существующая система теплоснабжения имеет технологическую связь с системой теплоснабжения на базе котельной №14 СГМУП «ГТС». Существующая перемычка между ТК-3 и ТК по ул. Дмитрия Коротчаева 2 Ду400 мм и протяженностью около 500 м позволяет осуществлять 100% резервирование тепловой нагрузки котельной №13, в случае отказа или аварии на котельной или головной тепломагистрали от данной котельной. В связи с тем, что котельные №13 и 14 эксплуатируются единой теплоснабжающей организацией, оперативность аварийных переключений может быть достаточно высокой.

3. В связи с тем, что перспективные показатели надежности теплоснабжения удовлетворяют действующим нормативам, дополнительные мероприятия по повышению надежности не требуются. Для существующих тепловых сетей необходимо выполнять организационно-технические мероприятия:

а) обеспечивать контроль исправного состояния и безопасной эксплуатации трубопроводов;

б) своевременно проводить экспертное обследование технического состояния трубопроводов в установленные сроки с выдачей рекомендаций по дальнейшей эксплуатации или выдачей запрета на дальнейшую эксплуатацию трубопроводов;

в) своевременно осуществлять капитальные ремонты ветхих и ненадежных тепловых сетей.

7. АВАРИЙНЫЕ СХЕМЫ ПОКРЫТИЯ ТЕПЛОВОЙ НАГРУЗКИ В АВАРИЙНЫХ (ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ) УСЛОВИЯХ ПРИ ОТКАЗАХ НА ОСНОВНЫХ ТЕПЛОИСТОЧНИКАХ, МАГИСТРАЛЬНЫХ ТЕПЛОВЫХ СЕТЯХ ИЛИ НАСОСНЫХ СТАНЦИЯХ

7.1. Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2- ВЖР

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – аварий на СГРЭС-2 с последующим отключением оборудования и прекращения подачи теплоносителя на нужды СО и ГВС потребителей тепломагистрали СГРЭС-2-ВЖР. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки отключённую зону в совместной работе зоны СГРЭС-1-ПКТС и СГРЭС-2-ВЖР.

Перераспределение в существующей СТС будет происходить по следующей схеме:

-потребители СГРЭС-2-ВЖР перейдут в область действия ПКТС через существующую резервирующую задвижку в районе павильона П-12 по пр-ту Пролетарский, путь теплоносителя представлен ниже.

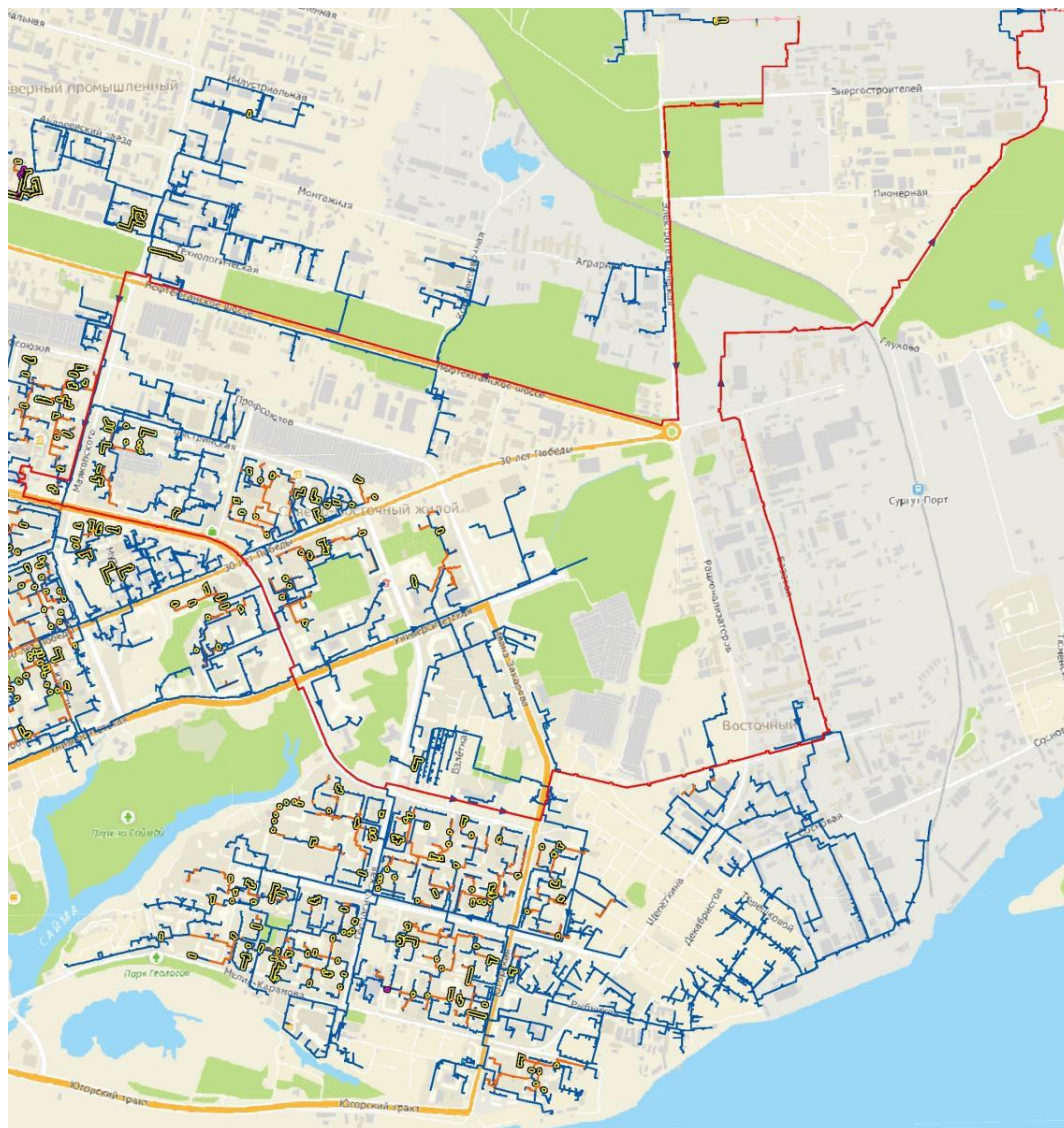


Рисунок 7.1 – Путь от источника СГРЭС-1-ПКТС в к источнику СГРЭС-2 ВЖР

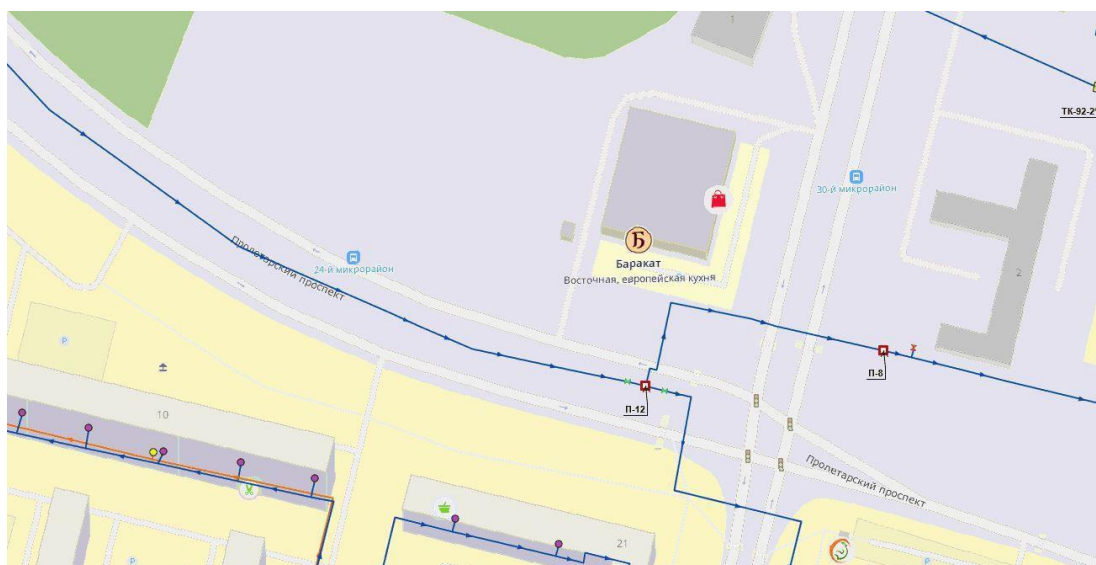


Рисунок 7.2 – Существующая перемычка в районе павильон П-12 Путь от источника СГРЭС-1-ПКТС в к источнику СГРЭС-2 ВЖР

-снижение тепловой нагрузки на СО, ВС сократится до 70% для обеспечения

минимального теплоснабжения потребителей и сохранения условий незамерзания сетей теплоснабжения;

- аварийная бронь и прекращение снабжения теплоносителя на нужды ГВС;
- переключение части нагрузки на котельные №1 и №2.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -40°C .

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, что, несмотря на незначительные расхождения теплового баланса, основной проблемой обеспечения всех потребителей тепловой энергией от комплекса СГРЭС-1-ПКТС, станет невозможность поддержания гидравлического режима в объединённой системе из-за недостаточной пропускной способности существующих магистральных трубопроводов.

Путем моделирования различных этапов отключения тепловых нагрузок, был рассчитан максимально возможный вариант функционирования объединенной системы теплоснабжения, при аварии магистрального теплопровода от СГРЭС-2-ВЖР.

В данном, аварийном режиме функционирования СЦТ, для снижения тепловой нагрузки на комплексе СГРЭС-1-ПКТС, как предлагалось выше, переключение части тепловых нагрузок на зоны котельных №1 и №2.

С помощью расчетов тепловых балансов и гидравлического режима в электронной модели теплоснабжения были определены подзоны теплоснабжения, для которых возможна подача тепловой энергии от котельных №1 и №2.

Для обеспечения большей равномерности распределения тепловой нагрузки между источниками в аварийном режиме и, следовательно, покрытия большего объема потребителей от данных котельных, моделирование производилось из условия 1 этапа отключений:

- $Q_{\text{ГВС}}$ – отключение до уровня аварийной брони;

На зону теплоснабжения котельной №1 переключаются ЦТП-7, 21, 34, 35. Зона теплоснабжения котельной №1 представлена на рисунке ниже.

На зону теплоснабжения котельной №2 переключаются ЦТП-1, 5, 99. Зона теплоснабжения котельной №2 представлена на рисунке ниже.

В описанных режимах работы, в зонах действия котельных №1, №2, соблюдаются следующие условия:

1. Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;

Тепловая нагрузка на отопление и вентиляцию Котельной №2 опускается до уровня 85-90% (Коэффициент изменения нагрузки отопления, $k=0,85\dots0,9$)

2. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;

3. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;

4. Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности теплоисточников.

Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей от котельных №1, №2 представлены на рисунках ниже.

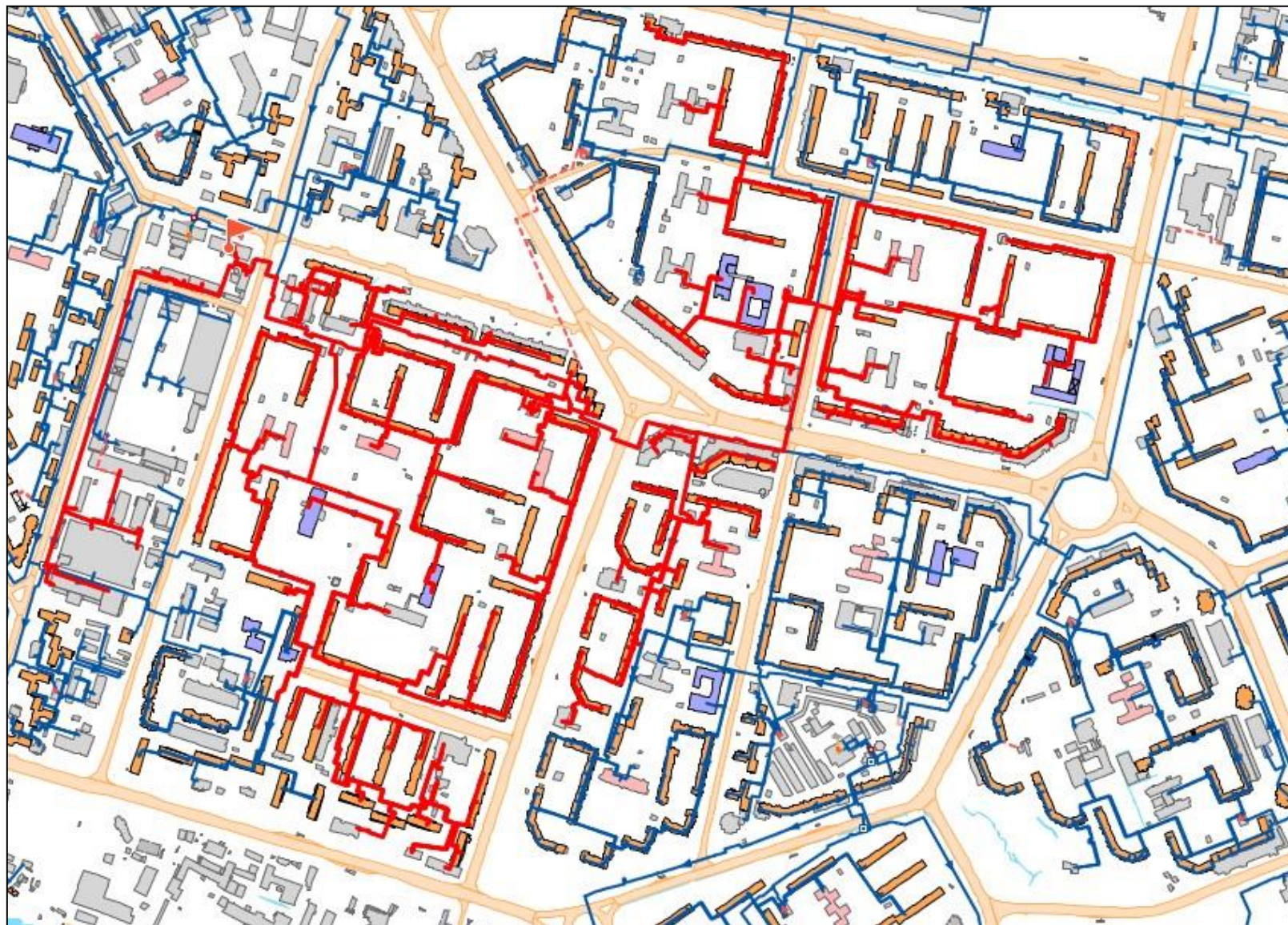


Рисунок 7.3 – Модифицированная зона теплоснабжения котельной №1

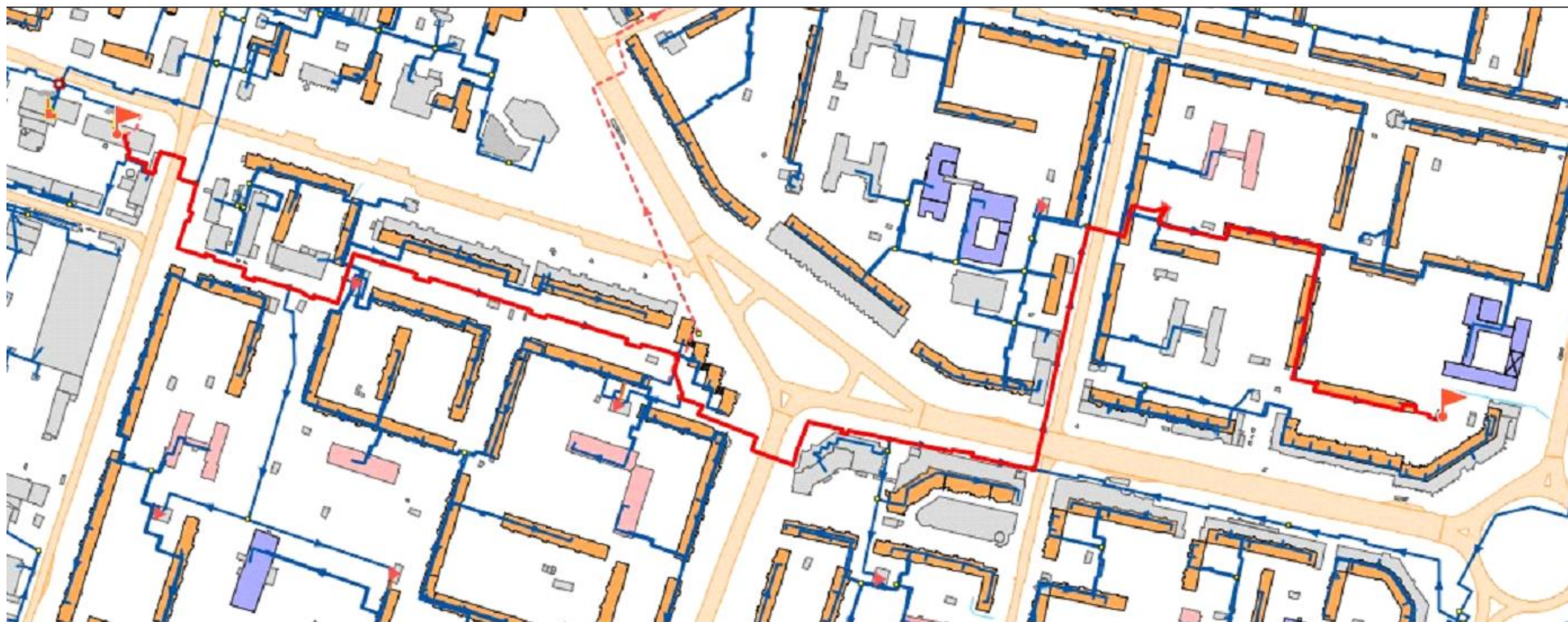


Рисунок 7.4 – Путь построения пьезометрического графика от Котельной №1 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима

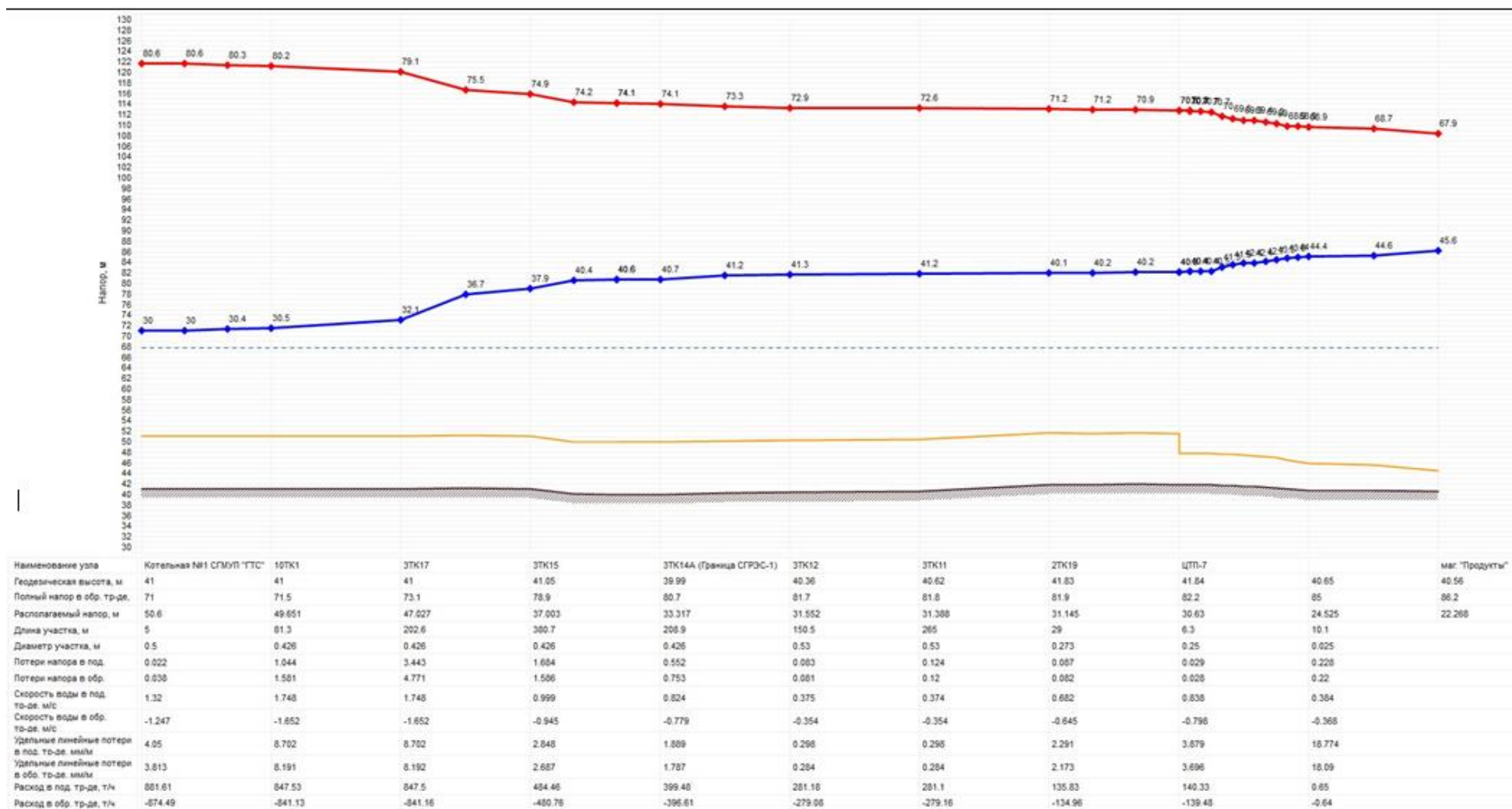


Рисунок 7.5 – Пьезометрический график от Котельной №1 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима

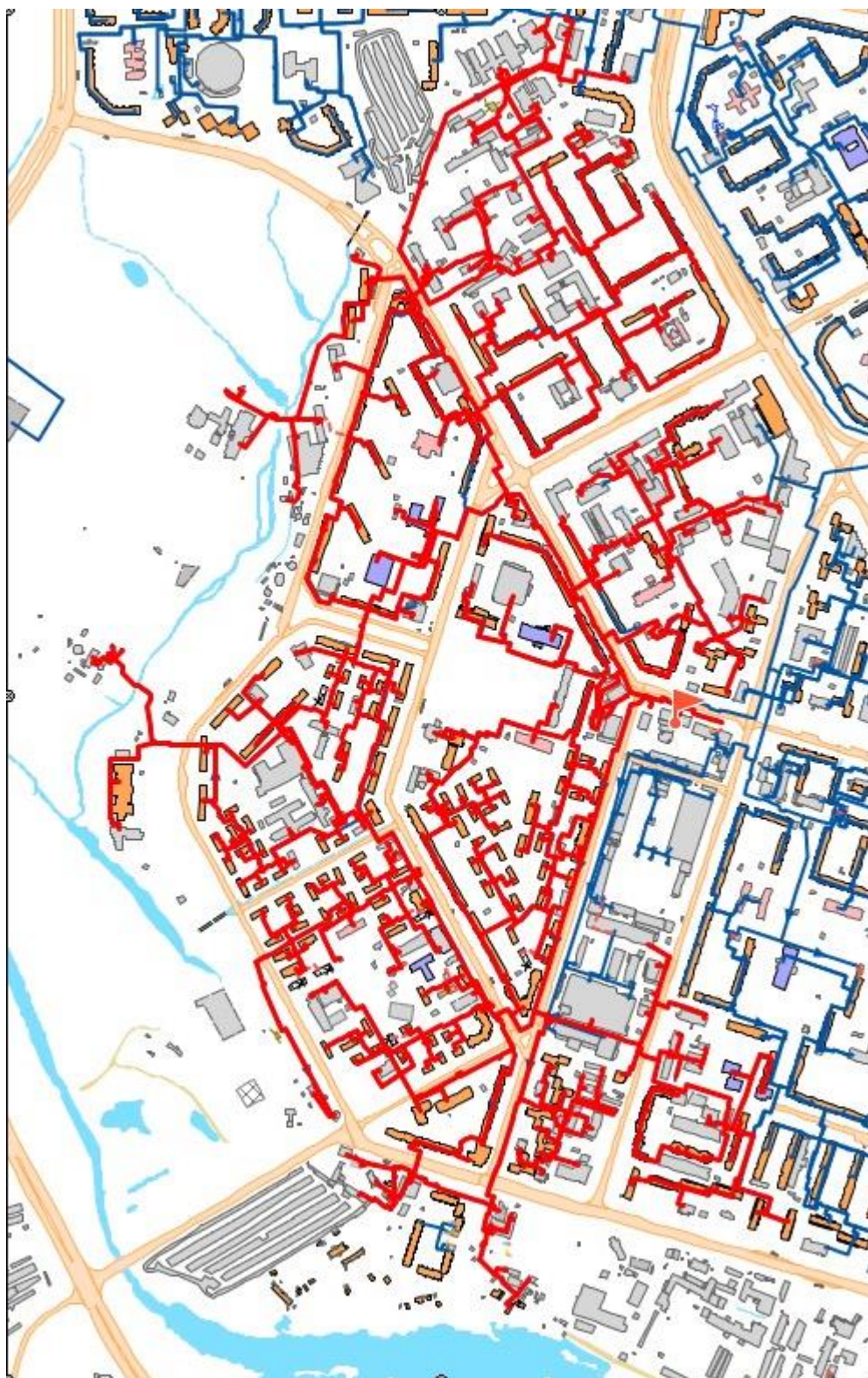


Рисунок 7.6 – Модифицированная зона теплоснабжения котельной №2



Рисунок 7.7 – Путь построения пьезометрического графика от Котельной №2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима

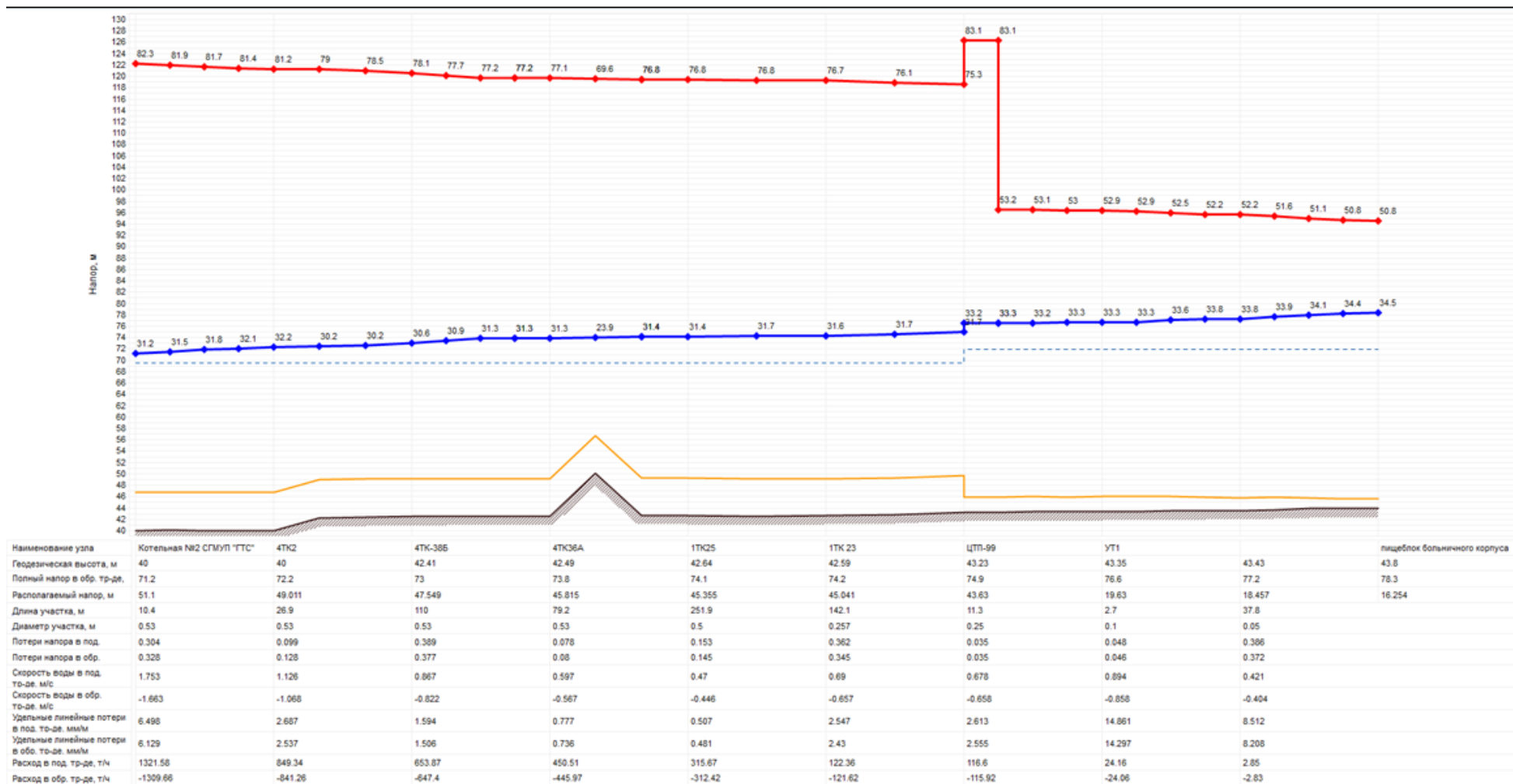


Рисунок 7.8 – Пьезометрический график от Котельной №2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима

Переключение дополнительных подзон (ЦТП) сверх указанных, к данным котельным, не представляется возможным, по следующим причинам:

- 1.Отсутствие дополнительно располагаемой мощности на источниках;
- 2.Невозможность обеспечения гидравлического режима потребителей дополнительных подзон.

В объединенной зоне теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Город – ВЖР, для возможности обеспечения всех потребителей тепловой энергией по аварийной схеме, необходимо:

Произведения 1 этапа отключений, во всей объединенной зоне теплоснабжения:

- a.Qотопления – в объеме до уровня 70%;
- b.Qвентиляция – в объеме до уровня 70%;
- c.Qгвс – отключение до уровня аварийной брони;

2. Переключение потребителей

Объединенная зона теплоснабжения изображена на рисунке ниже.

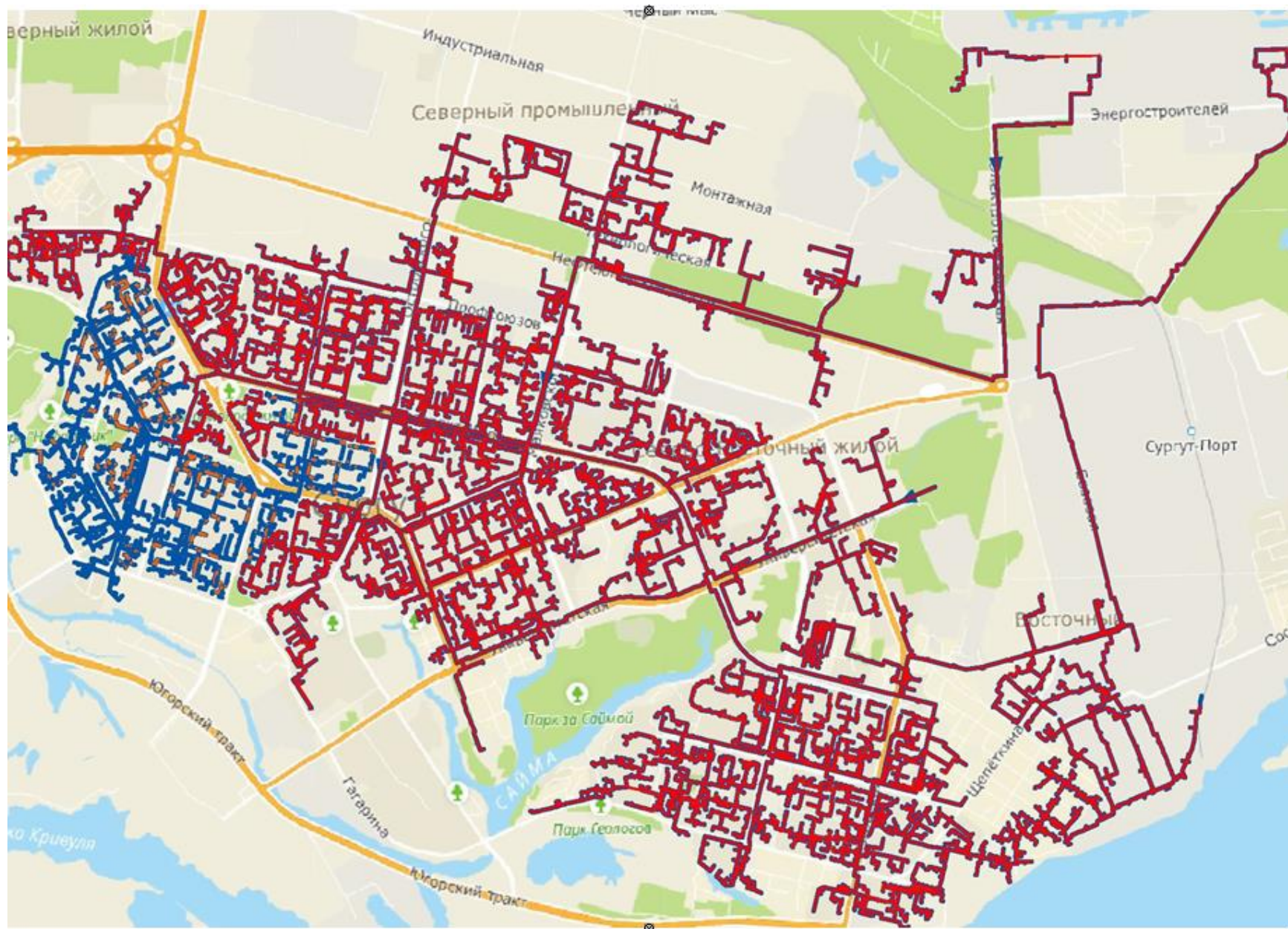


Рисунок 7.9 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – ВЖР

Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены в Приложении 12Г.

В описанных режимах работы в объединённой зоне теплоснабжения, соблюдаются следующие условия:

1. Обеспечивается тепловая нагрузка отопления и вентиляции в объёме 70%;
2. Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;
3. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;
4. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;
5. Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности комплекса.

При такой схеме покрытия аварийной нагрузки наиболее проблемной зоной теплоснабжения, оказываются потребители, зоны ВЖР, представленные на рисунке ниже.

Синим отмечены области, где теплоснабжения потребителей недостаточно и температура внутреннего воздуха у абонентов будет ниже нуля. Жёлтым отмечены участки, которые при данном аварийном режим будут заморожены по обратному трубопроводу. В целом сети сохраняют работоспособное состояние и замерзание подающий теплопроводов не наблюдается.

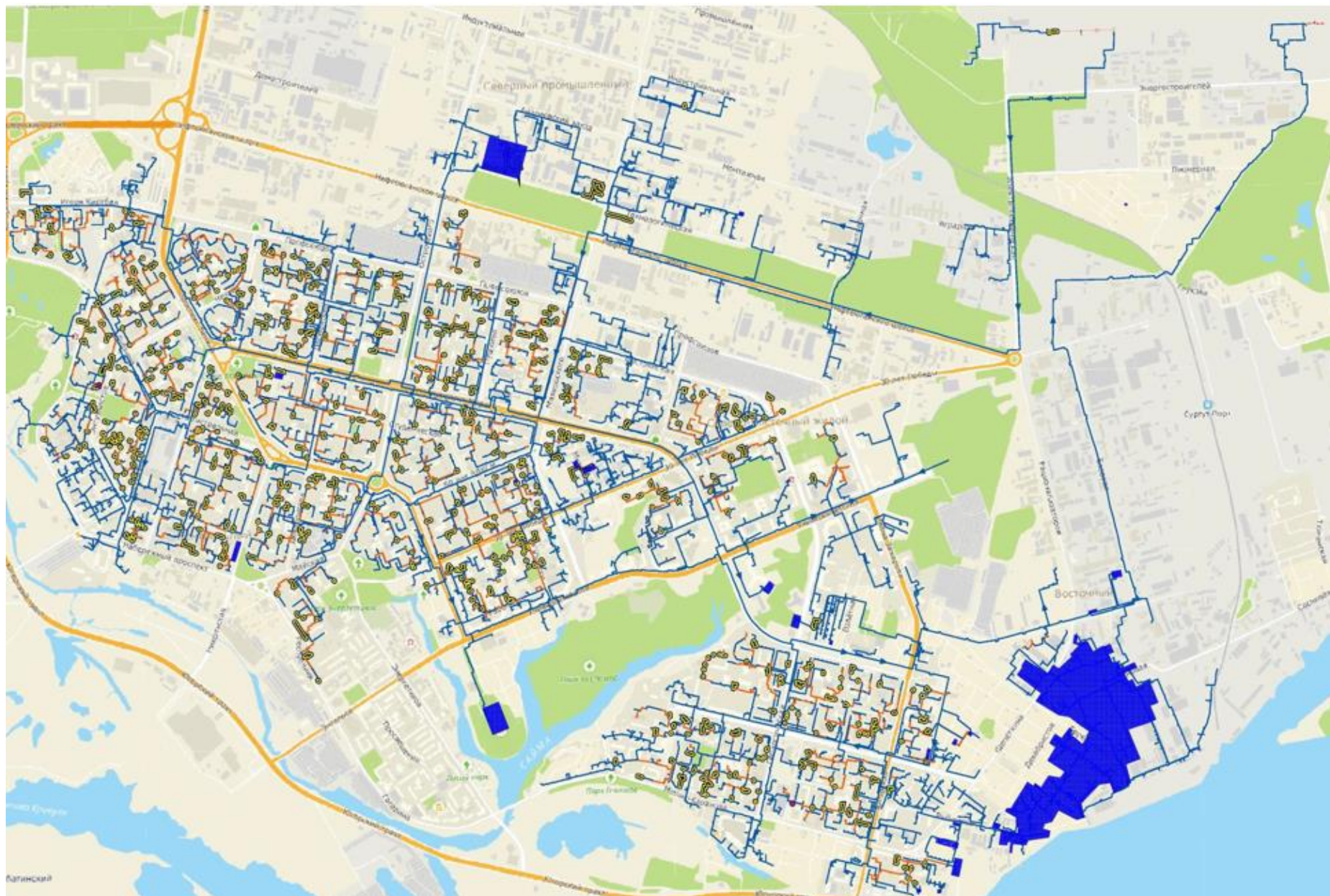


Рисунок 7.10 – Области замерзания потребителей СГРЭС-1-ПКТС-ВЖР

При обеспечении теплоснабжения данной зоны от СГРЭС-1 – ПКТС, через резервирующую перемычку по Пролетарскому проспекту и далее по участку магистральной сети П-6 – П-5, происходит нарушение циркуляции ввиду нехватки располагаемого напора в удаленных узловых точках. Это в первую очередь обусловлено удаленностью потребителей от источников тепловой энергии (~ 12 км).

Существует техническая возможность переключения зоны теплоснабжения ЦТП-88 на зону теплоснабжения ЦТП-87. Для этого необходимо произвести переключения запорной арматуры на участке от ТК-88-34 – ТК-88-35(ТК-35). Однако даже при введении

2этапа отключений в данной зоне теплоснабжения, невозможно обеспечить всех потребителей необходимым расходом теплоносителя. Таким образом, в случае описанной аварийной ситуации на СГРЭС-2, в период стояния расчетных температур, снабжение абонентов зоны действия ЦТП-88, качественным и надежным теплоснабжением – невозможно. Однако, обеспечив ограниченный расход теплоносителя в этой зоне, возможно предотвратить заморозку систем отопления. Пьезометрический график, до самого удаленного потребителя объединенной зоны, представлен в Приложении 12Г.

В свою очередь, к потребителям зоны ЦТП- 90 и 100, в случае рассматриваемой аварийной ситуации на СГРЭС-2, централизованное теплоснабжение будет прекращено полностью.

Учитывая, относительно небольшую подключенную нагрузку подзоны ЦТП-100 (1,8325 Гкал/час), предлагается обеспечить данную зону теплоснабжения по аварийной схеме от передвижных источников тепловой энергии. Схемой рекомендуется предусмотреть на ЦТП-100 мероприятия по организации быстро разъёмных соединений с гибкими подводами аварийных источников.

Обеспечение теплоснабжением подзоны ЦТП-90, при рассматриваемых условиях, технически невыполнимо. Для резервирования этой зоны необходимо проведение мероприятий, описанных в п. 4.1.4.1.2 – Устройство технологической связи тепломагистралей «СГРЭС-1 - ПКТС» и «СГРЭС-2 - ВЖР». Данное мероприятие также позволит зарезервировать наиболее проблемные подзоны ЦТП-88 и 100.

Также во избежание замерзания магистрального теплопровода от СГРЭС-2 до ВЖР требуется отключить насос на обратном трубопроводе ПНС-1, и нагрузить участок до 50% от собственных нужд СГРЭС-2, для сохранения гидравлического режима на сетях. Существующего напора на СГРЭС-1 достаточно для обеспечения резервации участка от ПНС-1 до СГРЭС-2.

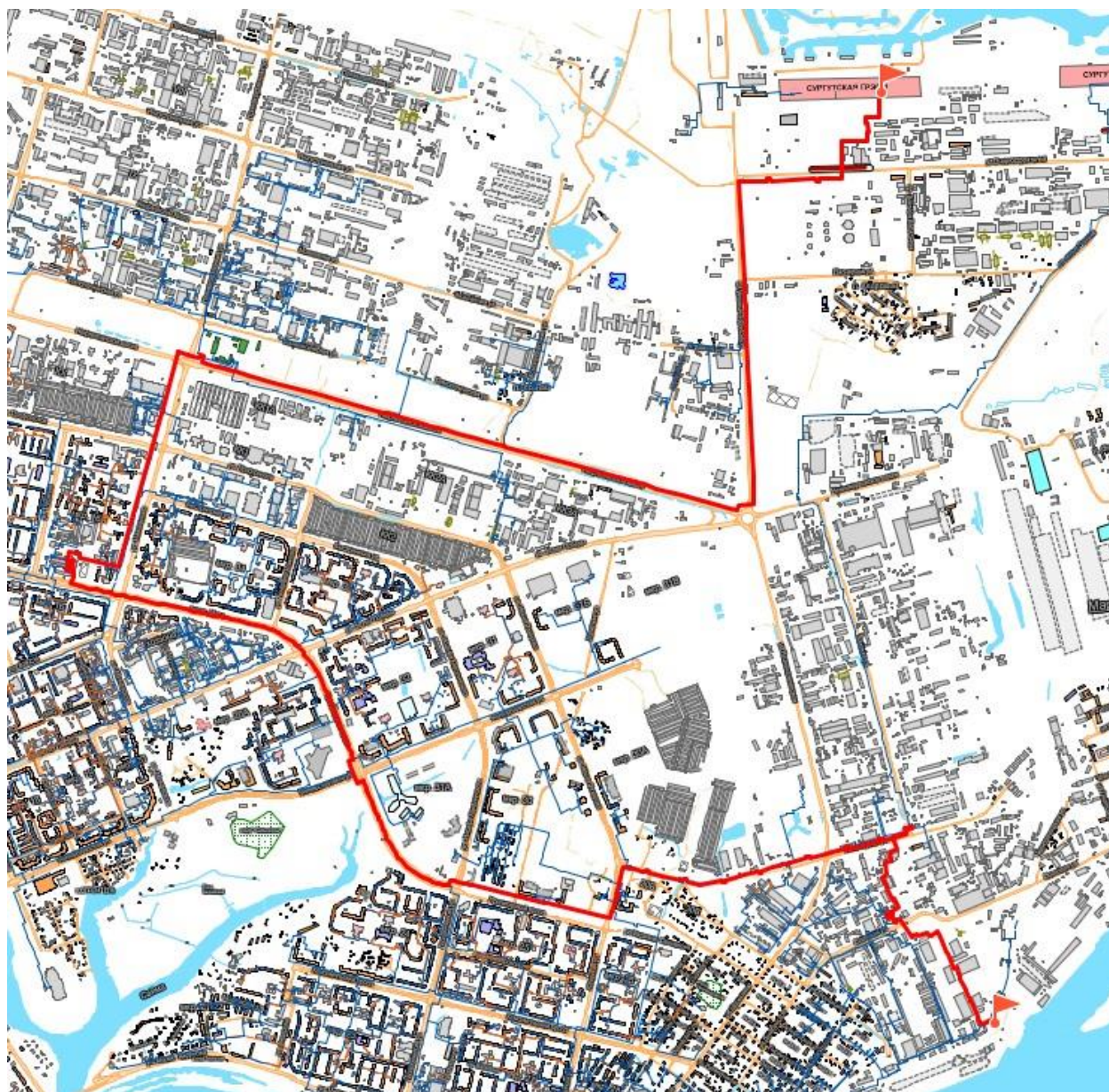


Рисунок 7.11 – Путь построения пьезометрического графика от СГРЭС-1 до ЦТП-88



Рисунок 7.12 – Зона ЦТП 88, 90, 100 –наиболее проблемная зона обеспечения тепловой энергией в аварийном режиме

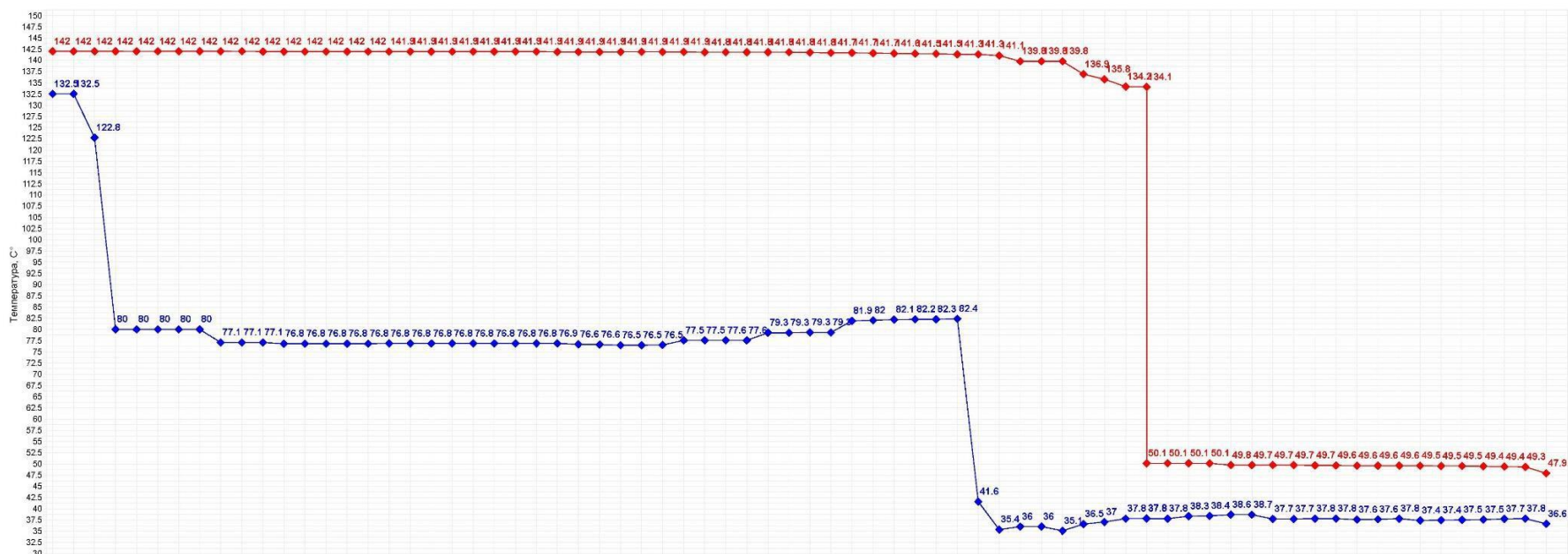


Рисунок 7.13 – График падения температур от ПКТС до потребителя ЦТП-88 по ул. Школьная 15

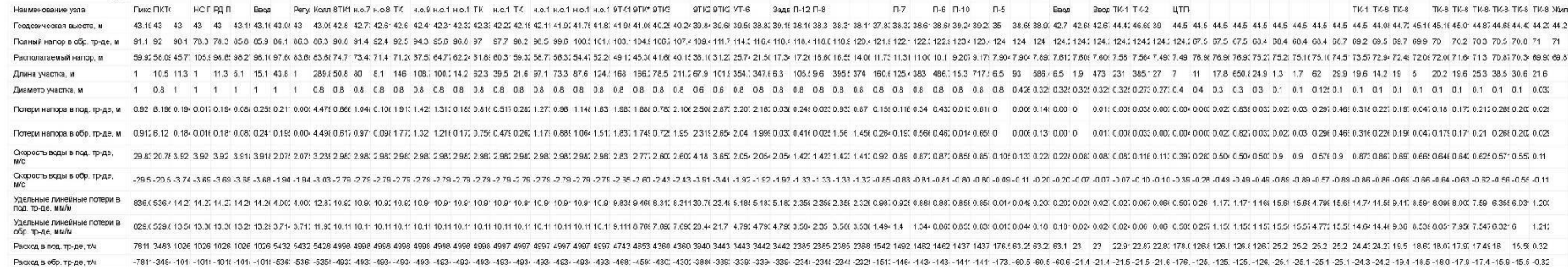


Рисунок 7.14 – Пьезометрический график от ПКТС до потребителя ЦТП-88 по ул. Школьная 15

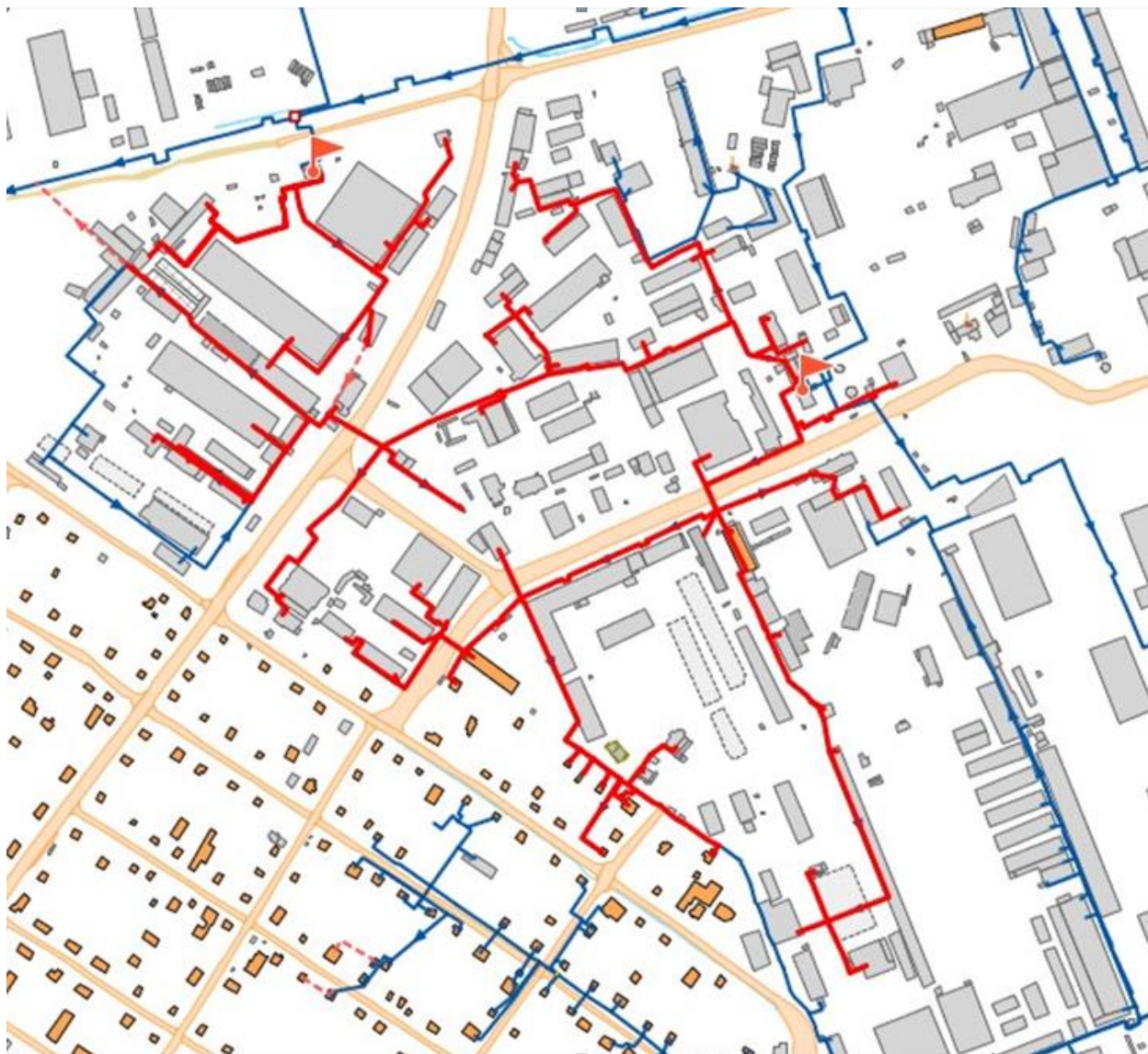


Рисунок 7.15 – Зоны теплоснабжения не обеспеченные тепловой нагрузкой при аварийном режиме работы

Выводы

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – авария магистрального теплопровода от СГРЭС-2-ВЖР. Полученные результаты могут считаться условно положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и 3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения. Однако, в моделируемой ситуации, две зоны теплоснабжения оказываются полностью отрезанными от централизованного теплоснабжения.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе оборудования на источнике зоны СГРЭС-2-ВЖР, предлагается следующий порядок и

последовательность переключений и введения ограничений:

- 1.Переключение тепловых нагрузок ряда ЦТП на зоны теплоснабжения котельных №1, №2 (см. выше);
- 2.Введение 1 этапа ограничений в зонах котельных №1, №2 – отключение ГВС до уровня аварийной брони;
- 3.Повышение располагаемого напора на Котельной №1 в виду подключения новых потребителей и ЦТП, у которых возникнет нехватка напора: ЦТП 5, 99;
- 4.Изменение нагрузки потребителей тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции Котельной №2 снижены до 90-85% в виду установленной мощности котельной
- 5.Переключения потребителей зоны ВЖР на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую резервирующую задвижку в павильоне П-12;
- 6.Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони, снижение нагрузки на СО с СВ до 70%;
- 7.Переключение тепловых нагрузок ЦТП-88 зону ЦТП-87;
- 8.Введение ограничений расхода теплоносителя для потребителей зон ЦТП-88;
- 9.Обеспечение теплоснабжение потребителей ЦТП-100 от аварийного источника, при наличии технической возможности или произведение слива систем отопления, во избежание их размораживания;
- 10.Слив систем отопления потребителей зоны ЦТП-90.
- 11.Отключение ПНС-1 и загрузку магистрали от ПНС-1 до СГРЭС-2 в максимальном объёме 50% от собственных нужд.

7.1.1.Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2-ВЖР и перспективных резервирующих перемычках

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – аварий на СГРЭС-2 с последующим отключением оборудования и прекращения подачи теплоносителя на нужды СО и ГВС потребителей тепломагистрали СГРЭС-2-ВЖР. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки отключённую зону в совместной работе зоны СГРЭС-1-ПКТС и СГРЭС-2-ВЖР при введении в эксплуатацию перспективных резервирующих перемычек.

Перераспределение в существующей СТС будет происходить по следующей схеме:

-потребители СГРЭС-2-ВЖР перейдут в область действия СГРЭС-1 перспективную резервирующую перемычку в районе ПНС-1 по Нижневартовскому шоссе;

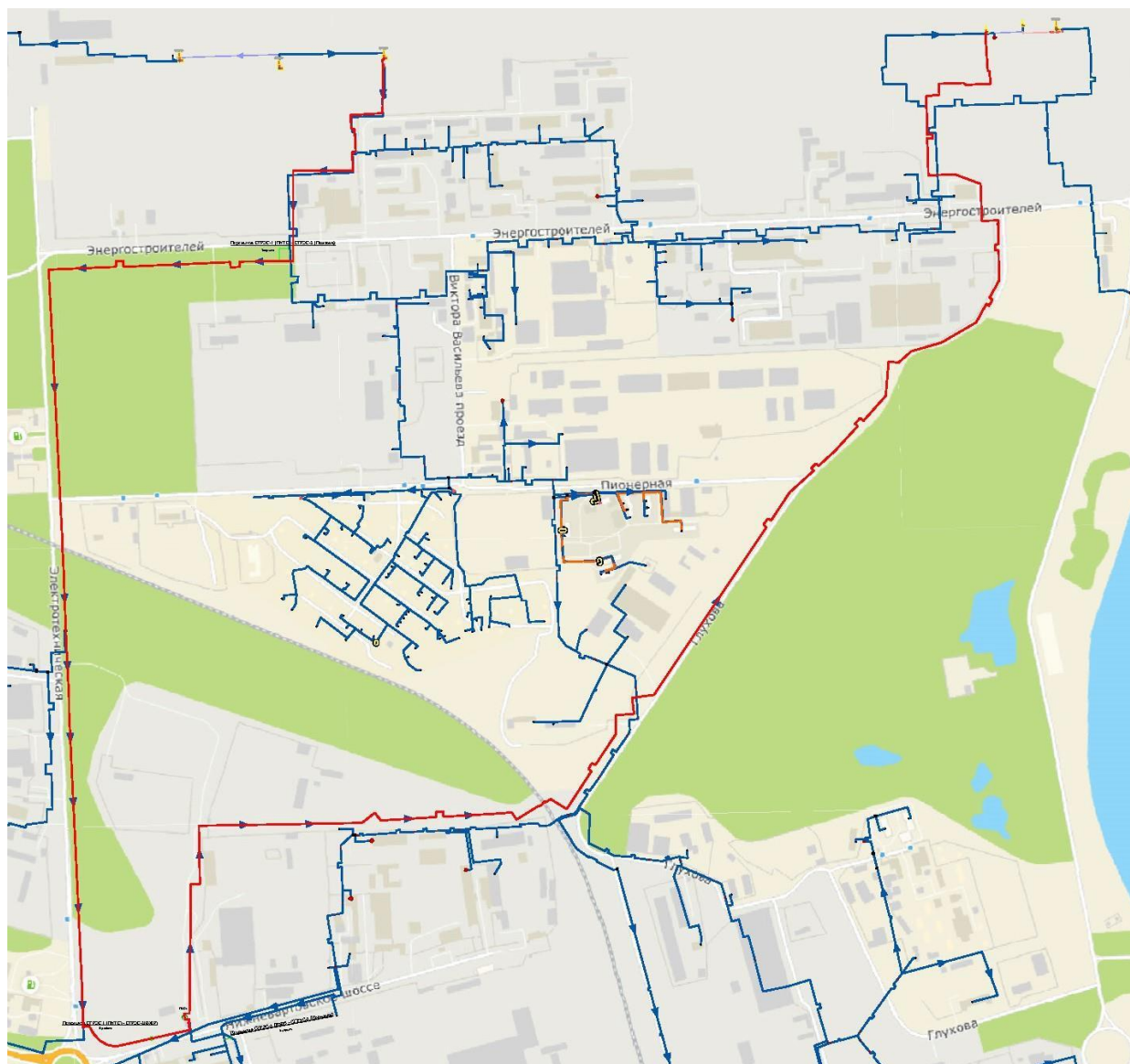


Рисунок 7.16 – Путь от источника СГРЭС-1-в к источнику СГРЭС-2 ВЖР

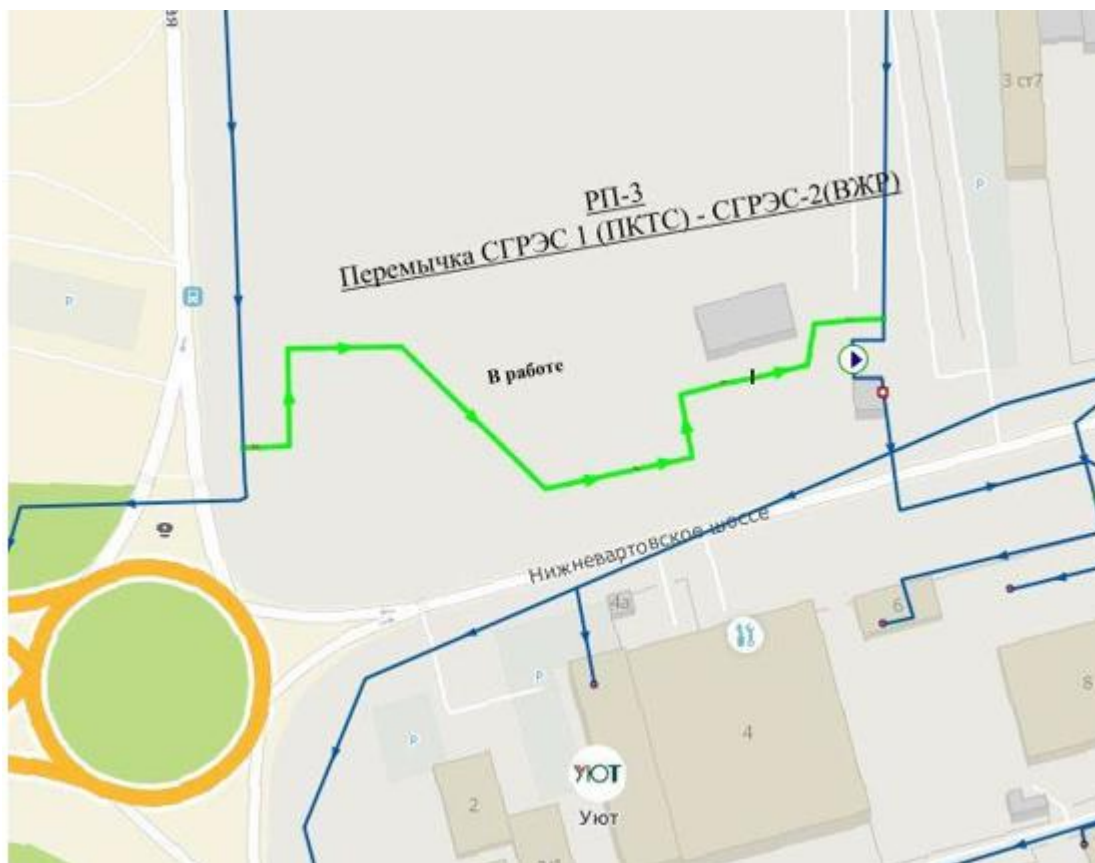


Рисунок 7.17 – Перспективные перемычки в районе ПНС-1 (РП-3)

-снижение тепловой нагрузки на СО, ВС сократится до 70% для обеспечения минимального теплоснабжения потребителей и сохранения условий незамерзания сетей теплоснабжения;

-аварийная бронь и прекращение снабжения теплоносителя на нужды ГВС;

-переключение части нагрузки на котельные №1 и №2.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -40°C .

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, что, несмотря на незначительные расхождения теплового баланса введение в работу новых перемычек между зонами существенно выравнивает гидравлический режим зоны СГРЭС-2-ВЖР.

Путем моделирования различных этапов отключения тепловых нагрузок, был рассчитан оптимальный вариант функционирования объединенной системы теплоснабжения, при аварии

магистрального теплопровода от СГРЭС-2-ВЖР.

В данном, аварийном режиме функционирования СЦТ, для снижения тепловой нагрузки на комплексе СГРЭС-1-ПКТС, как предлагалось выше, переключение части

В объединенной зоне теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Город – ВЖР, для возможности обеспечения всех потребителей тепловой энергией по аварийной схеме, необходимо:

Произведения 1 этапа отключений, во всей объединенной зоне теплоснабжения:

- a. Qотопления – в объеме до уровня 70%;
- b. Qвентиляция – в объеме до уровня 70%;
- c. Qгвс – отключение до уровня аварийной брони;

2. Переключение потребителей

Объединенная зона теплоснабжения изображена на рисунке ниже.

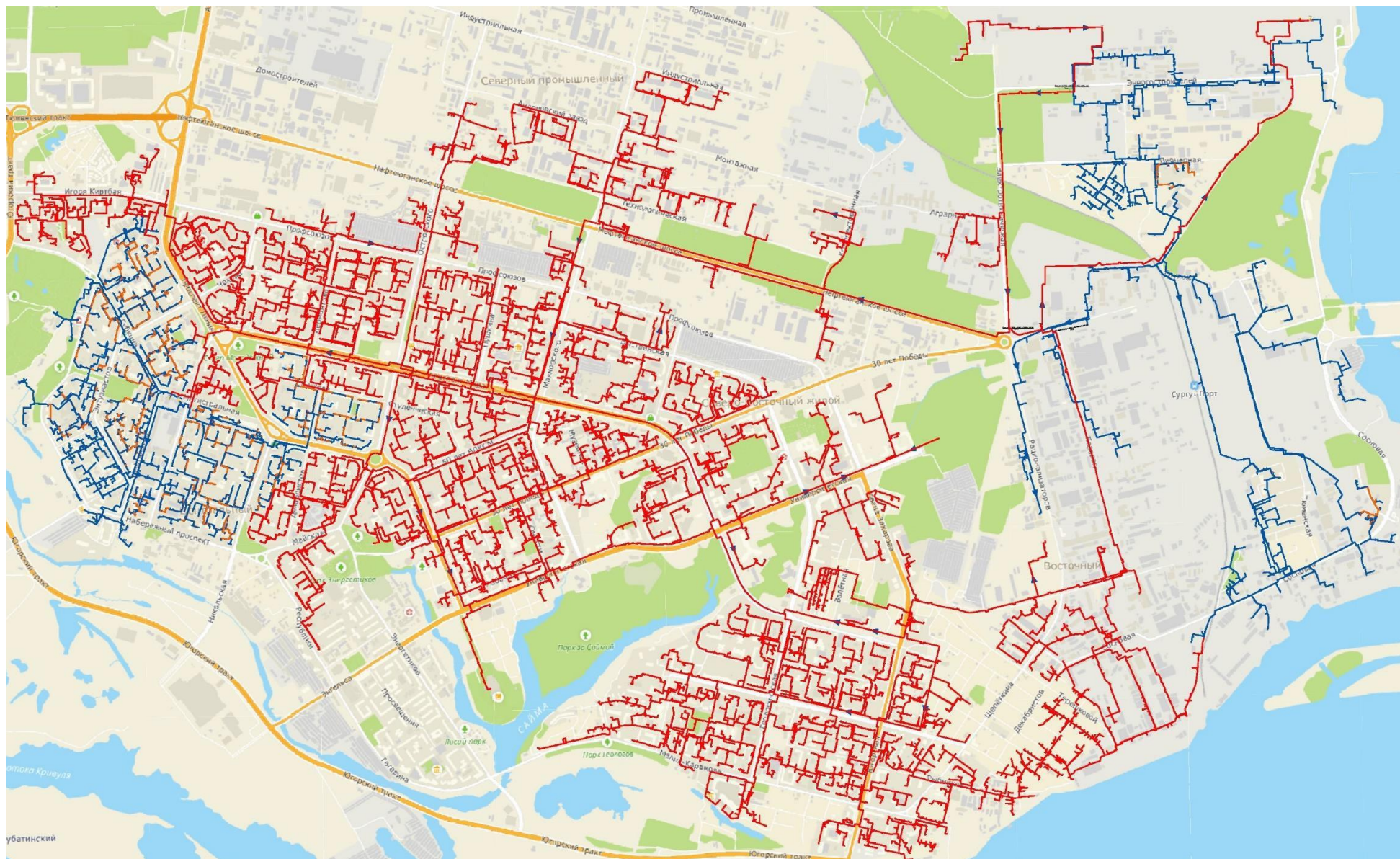


Рисунок 7.18 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС - ВЖР

Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены в Приложении 12Г.

В описанных режимах работы в объединённой зоне теплоснабжения, соблюдаются следующие условия:

1. Обеспечивается тепловая нагрузка отопления и вентиляции в объёме 70%;
2. Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;
3. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;
4. Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;
5. Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности комплекса.

При такой схеме покрытия аварийной нагрузки наиболее проблемной зоной теплоснабжения, оказываются потребители, зоны ВЖР, представленные на рисунке ниже.

Синим отмечены области, где теплоснабжения потребителей не будет достаточно и температура внутреннего воздуха у абонентов будет ниже нуля. Жёлтым отмечены участки, которые при данном аварийном режим будут заморожены по обратному трубопроводу. В целом сети сохраняют работоспособное состояние и замерзание подающий теплопроводов не наблюдается.

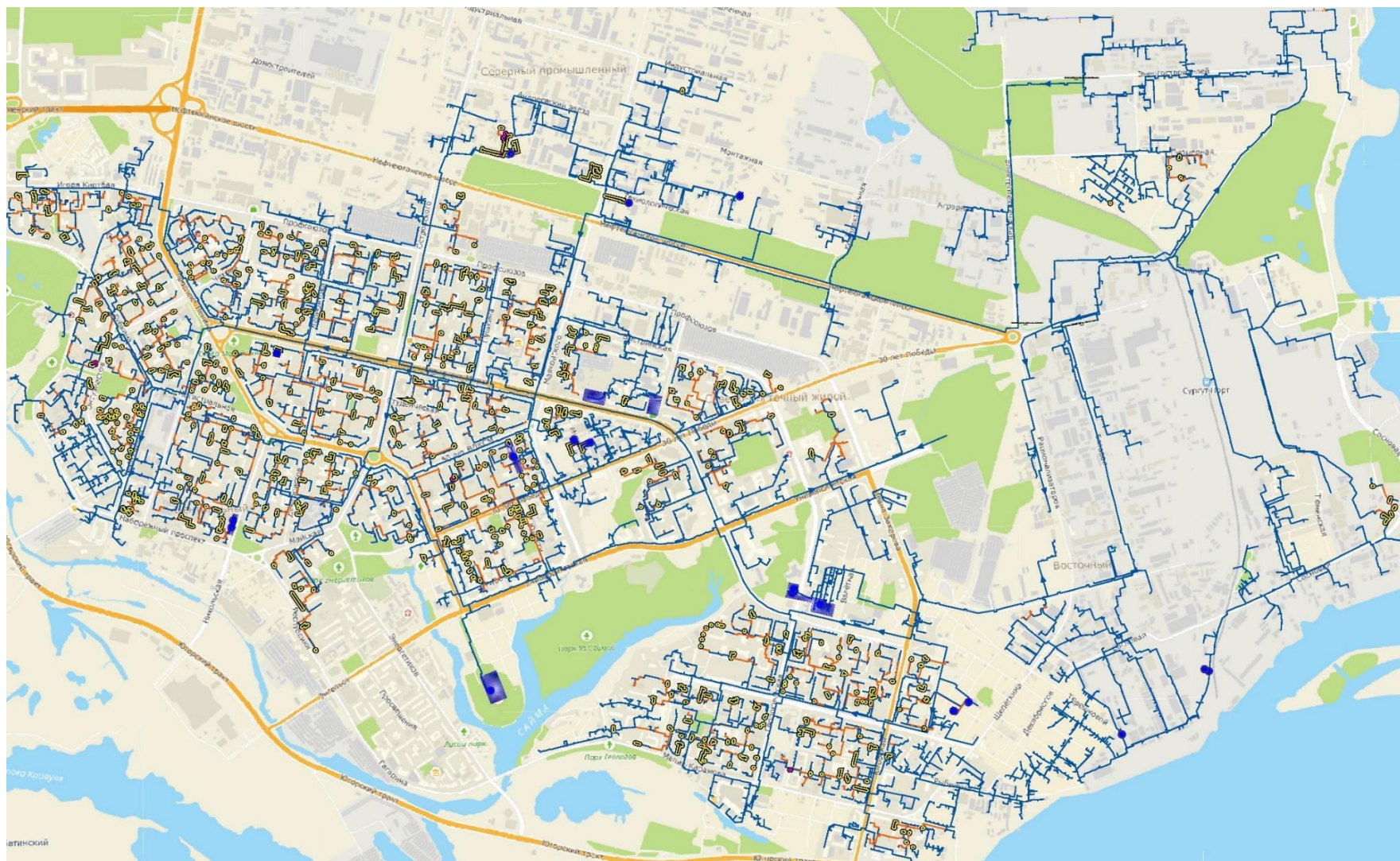


Рисунок 7.19 – Области заморозки потребителей при прекращении ТС СГРЭС-2ВЖР при перспективных резервирующих перемычках

При обеспечении теплоснабжения данной зоны от СГРЭС-1 – ПКТС, через резервирующую переемычку по Нижневартовскому шоссе происходит выравнивание гидравлических графиков, и зона снабжения СГРЭС-2-ВЖР получает достаточно теплоносителя при соответствии гидравлического режима, что сказывается на уменьшении зоны замерзания потребителей – снижения температуры внутреннего воздуха ниже нуля.

В виду нормализации гидравлических графиков, мероприятия для ЦТП 88, 100 и 90 не является необходимыми для выполнения.

Также во избежание замерзания магистрального теплопровода от СГРЭС-2 до ВЖР требуется отключить насос на обратном трубопроводе ПНС-1, и нагрузить участок до 50% от собственных нужд СГРЭС-2, для сохранения гидравлического режима на сетях. Существующего напора на СГРЭС-1 достаточно для обеспечения резервации участка от ПНС-1 до СГРЭС-2.

Выводы

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – отключения теплоснабжения теплопровода от СГРЭС-2-ВЖР. Полученные результаты могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и

3м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе оборудования на источнике зоны СГРЭС-2-ВЖР, предлагается следующий порядок и последовательность переключений и введения ограничений:

- 1.Переключение тепловых нагрузок ряда ЦТП на зоны теплоснабжения котельных №1, №2 (см. выше);
- 2.Введение 1 этапа ограничений в зонах котельных №1, №2 – отключение ГВС до уровня аварийной брони;
- 3.Повышение располагаемого напора на Котельной №1 в виду подключения новых потребителей и ЦТП, у которых возникнет нехватка напора: ЦТП 5, 99;
- 4.Изменение нагрузки потребителей тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции Котельной №2 снижены до 90-85% в виду установленной мощности котельной
- 5.Переключения потребителей зоны ВЖР на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 –

ПКТС, через перспективную перемычку в области ПНС-1 по Нижневартовскому шоссе;

6. Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони, снижение нагрузки на СО с СВ до 70%;

7. Переключение тепловых нагрузок ЦТП-88 зону ЦТП-87;

8. Отключение ПНС-1 и загрузку магистрали от ПНС-1 до СГРЭС-2 в максимальном объёме 50% от собственных нужд.

7.2. Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2- Промзона

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие - авария на источнике тепломагистрали СГРЭС-2-Промзона, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-1 –ПКТС – Город;

- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – Промзона, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через перспективную перемычку 2Ду800 мм по улице Энергостроителей на существующем тепловыводе из СГРЭС-1-ПКТС.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -40°C.

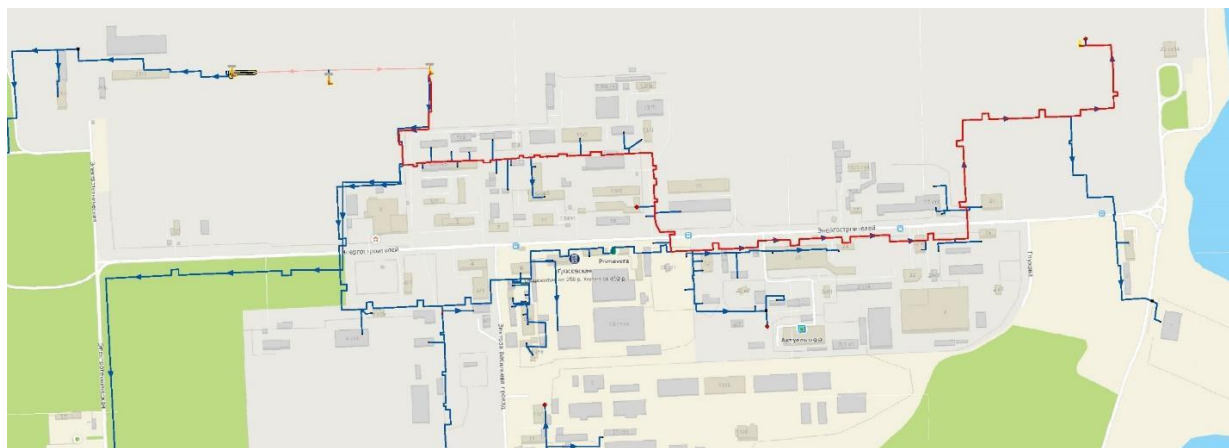


Рисунок 7.20 – Путь теплоносителя при аварии теплопровода СГРЭС-2 – Промзона

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, существующая перемычка обеспечивает зону СГРЭС-1-Промзона достаточным количеством теплоносителя и для конечных потребителей гидравлический режим сохранится, за исключением возросших напоров для потребителей по ул. Энергостроителей, в виду чего существенно возникают риски гидравлического удара ввиду неудачного расположения существующей перемычки. Также возрастает возможность снижения нагрузки на участок сети до ПКТС с последующим его замерзанием, что отмечено фиолетовым цветом на рисунке ниже.

Путем моделирования различных этапов отключения тепловых нагрузок, был рассчитан максимально возможный вариант функционирования объединенной системы теплоснабжения, при аварии на источнике зоны СГРЭС-2-Промзона.

В объединенной зоне теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Город – Промзона, для возможности обеспечения всех потребителей тепловой энергией по аварийной схеме, необходимо:

1.Произведения 1 этапа отключений, во всей объединенной зоне теплоснабжения:

- a.Отопления – в полном объеме;
- b.Вентиляция – в полном объеме;
- c.ГВС – отключение до уровня аварийной брони;

2.Переключение потребителей

a.Промзона на комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую перемычку по улице Энергостроителей.

Объединенная зона теплоснабжения изображена на рисунке ниже. Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены в

Приложении 12Г.

В описанных режимах работы в объединённой зоне теплоснабжения, соблюдаются следующие условия:

- 1.Обеспечивается тепловая нагрузка отопления и вентиляции в полном объеме;
- 2.Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;
- 3.Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;
- 4.Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;

5.Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности комплекса.

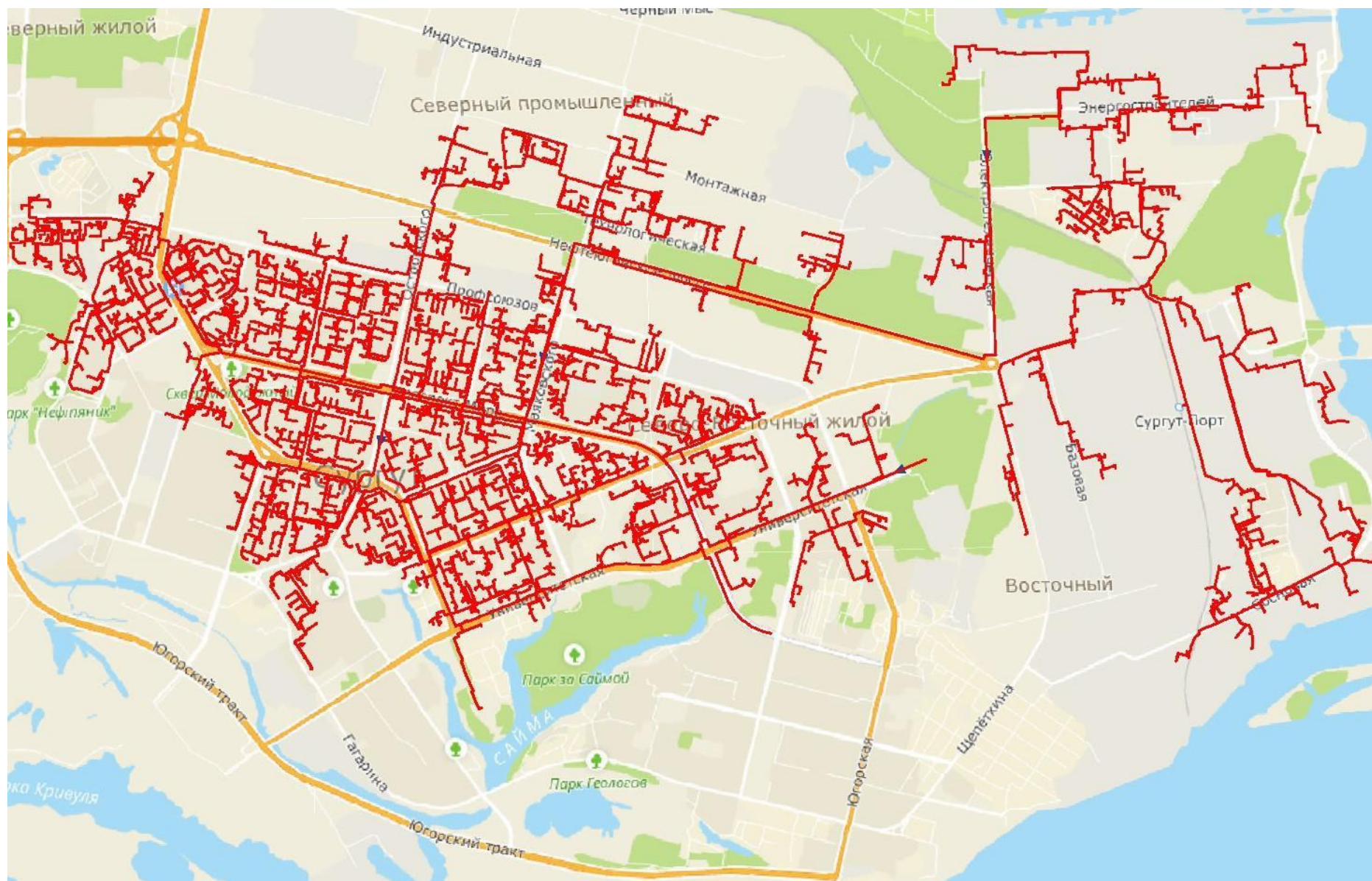


Рисунок 7.21 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона

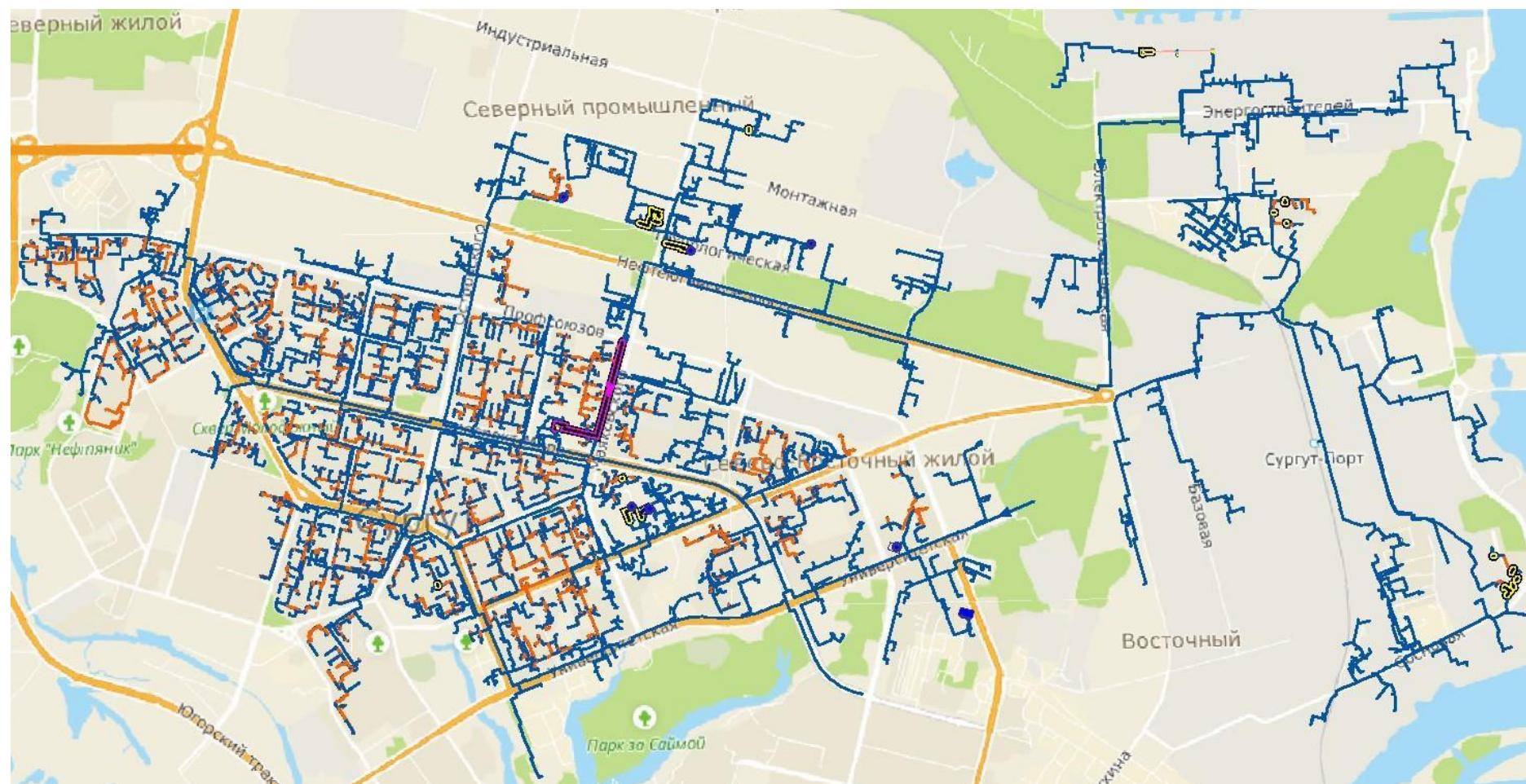


Рисунок 7.22 – Области замерзания СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона

Выводы

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – авария на источнике магистрального теплопровода от СГРЭС-2-Промзона. Полученные результаты могут считаться условно положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и

3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения. Также возникает риск замерзания подающего теплопровода перед ПКТС.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе оборудования на СГРЭС-2-Промзона тепломагистрали, предлагается следующий порядок и последовательность переключений и введения ограничений:

1.Переключения потребителей зоны Промзона на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую резервирующую перемычку по улице Энергостроителей;

2.Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони.

7.2.1.Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2-Промзона и перспективных резервирующих перемычках

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие - авария на источнике тепломагистрали СГРЭС-2-Промзона, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

потребителей от тепломагистрали СГРЭС-1 –ПКТС – Город;

потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – Промзона, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через перспективную перемычку 2Ду400 мм по улице Энергостроителей на существующем тепловыводе из СГРЭС-1-ПКТС.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -40°C.



Рисунок 7.23 – Путь теплоносителя при аварии теплопровода СГРЭС-2 – Промзона по перспективной перемычке

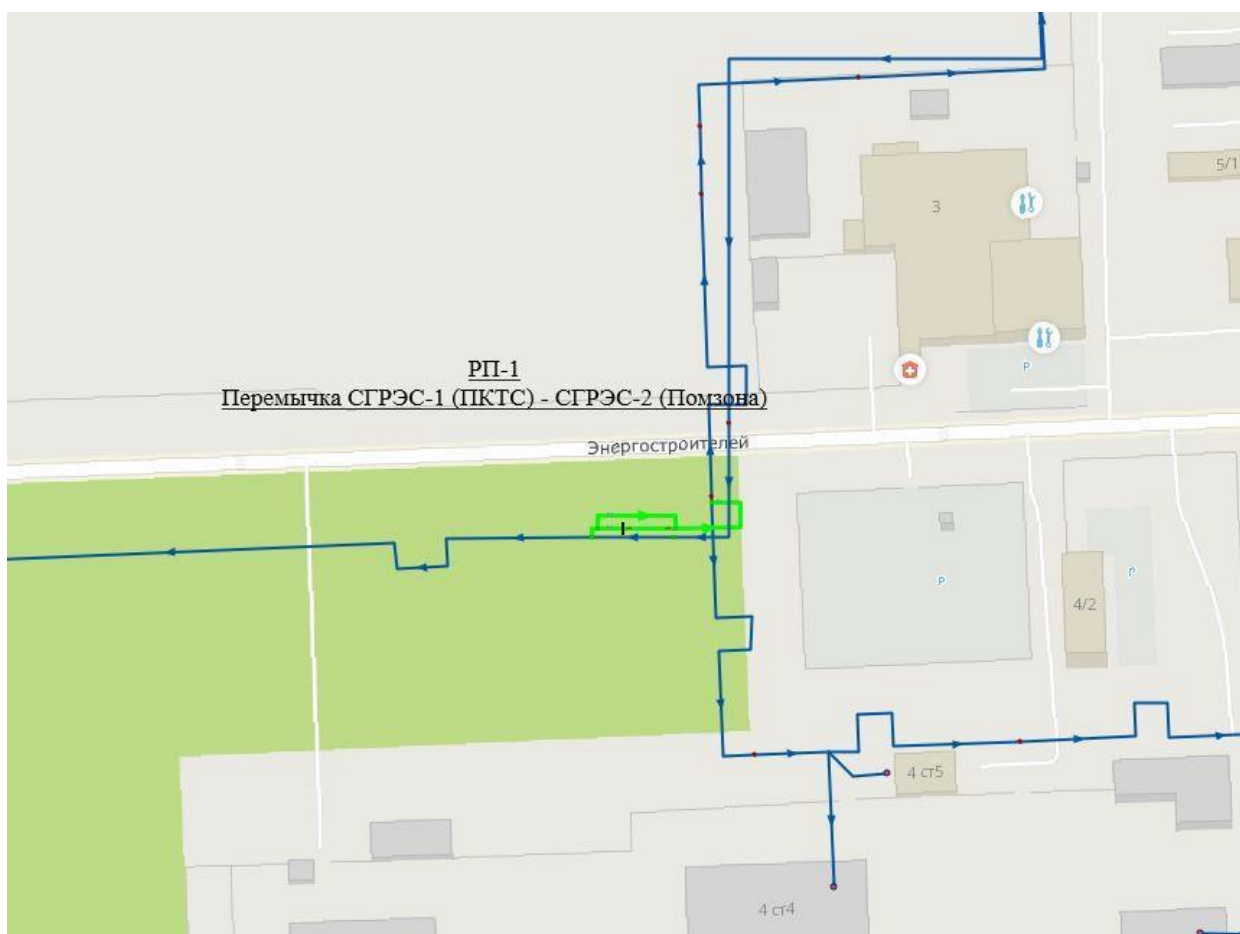


Рисунок 7.24 – Перспективна перемычка резервирующая СГРЭС-1-Промзона (ПП-1)

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, перспективная перемычка обеспечивает зону СГРЭС-1-Промзона достаточным количеством теплоносителя и для конечных потребителей гидравлический режим сохранится. Проблема замерзания подающего теплопровода перед ПКСТ также разрешается.

Путем моделирования различных этапов отключения тепловых нагрузок, был рассчитан оптимальный вариант функционирования объединенной системы теплоснабжения, при аварии

на источнике зоны СГРЭС-2-Промзона.

В объединенной зоне теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Город – Промзона, для возможности обеспечения всех потребителей тепловой энергией по аварийной схеме, необходимо:

1.Произведения 1 этапа отключений, во всей объединенной зоне теплоснабжения:

a.Отопления – в полном объеме;

b.Вентиляция – в полном объеме;

c.ГВС – отключение до уровня аварийной брони;

2.Переключение потребителей

a.Промзона на комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую перемычку по улице Энергостроителей.

Объединенная зона теплоснабжения изображена на рисунке ниже. Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены в

Приложении 12Г.

В описанных режимах работы в объединённой зоне теплоснабжения, соблюдаются следующие условия:

1.Обеспечивается тепловая нагрузка отопления и вентиляции в полном объеме;

2.Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони\$

3.Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;

4.Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;

5.Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности комплекса.

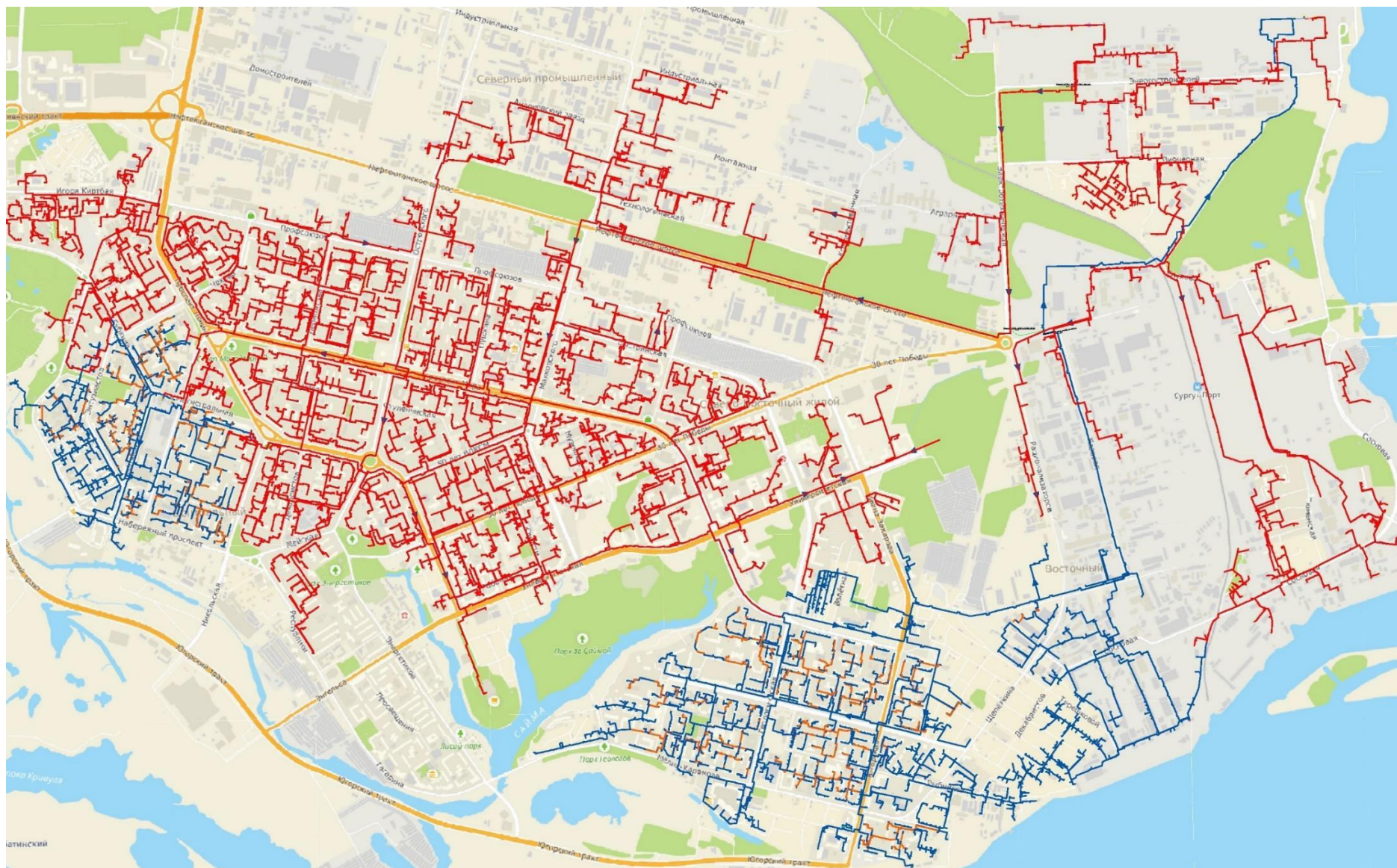


Рисунок 7.25 – Объединенная зона теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона

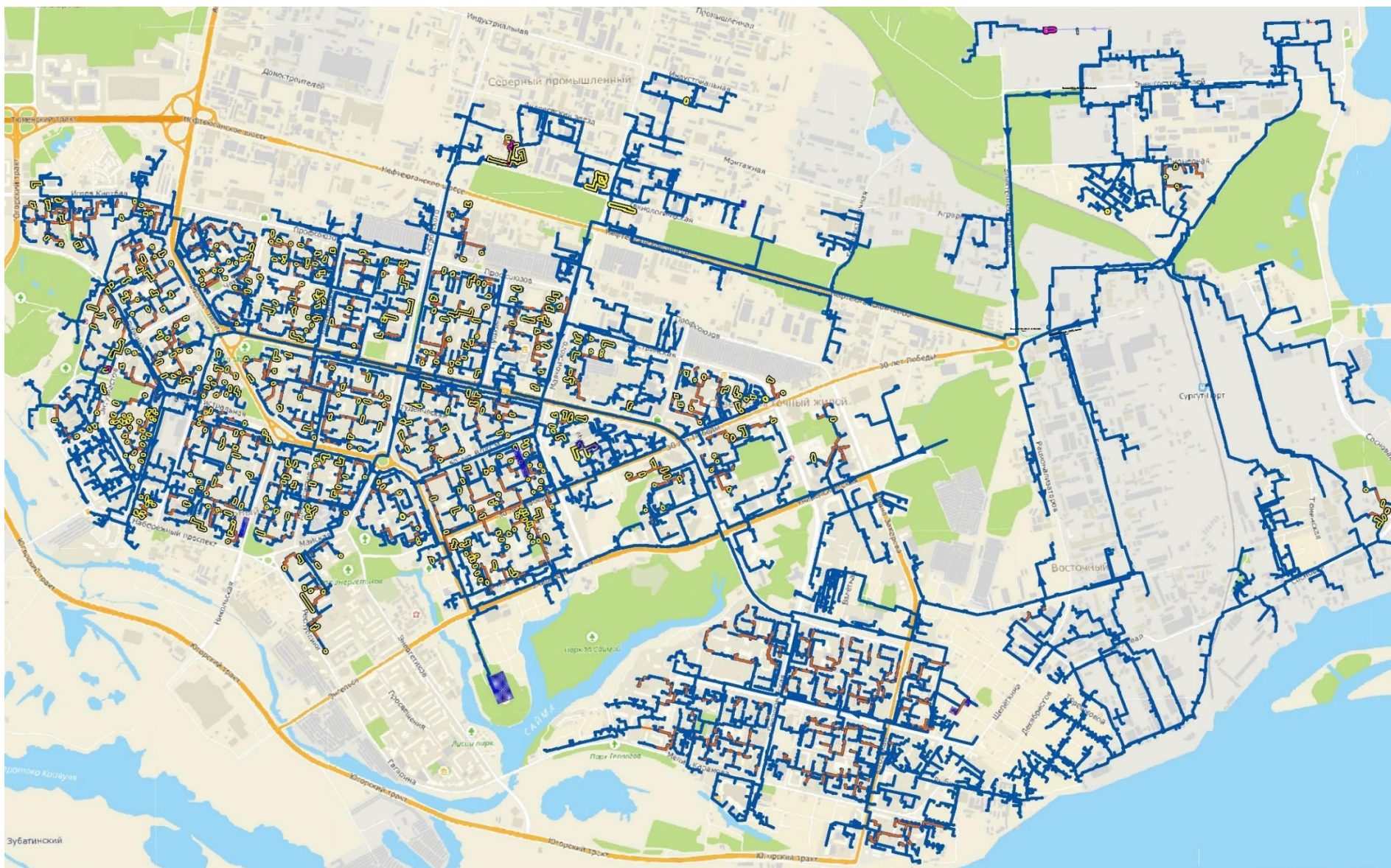


Рисунок 7.26 – Области замерзания СГРЭС-1 – ПКТС – Промзона

Выводы

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – авария на источнике магистрального теплопровода от СГРЭС-2-Промзона. Полученные результаты могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и

3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения. Также решается проблема с замерзанием подающего теплопровода перед ПКТС.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе оборудования на СГРЭС-2-Промзона тепломагистрали, предлагается следующий порядок и последовательность переключений и введения ограничений:

Переключения потребителей зоны Промзона на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую резервирующую перемычку по улице Энергостроителей;

Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони;

7.3.Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – аварийная ситуация и отключения теплоснабжения на СГРЭС-2, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

-потребителей от тепломагистрали СГРЭС-1 –ПКТС – Город;

-потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – ВЖР, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через существующую перемычку 2Ду800 мм по улице Энергостроителей;

-потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – Промзона, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через существующую перемычку 2Ду800 мм пр-ту Пролетарский в районе павильона П-12.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -40°C .

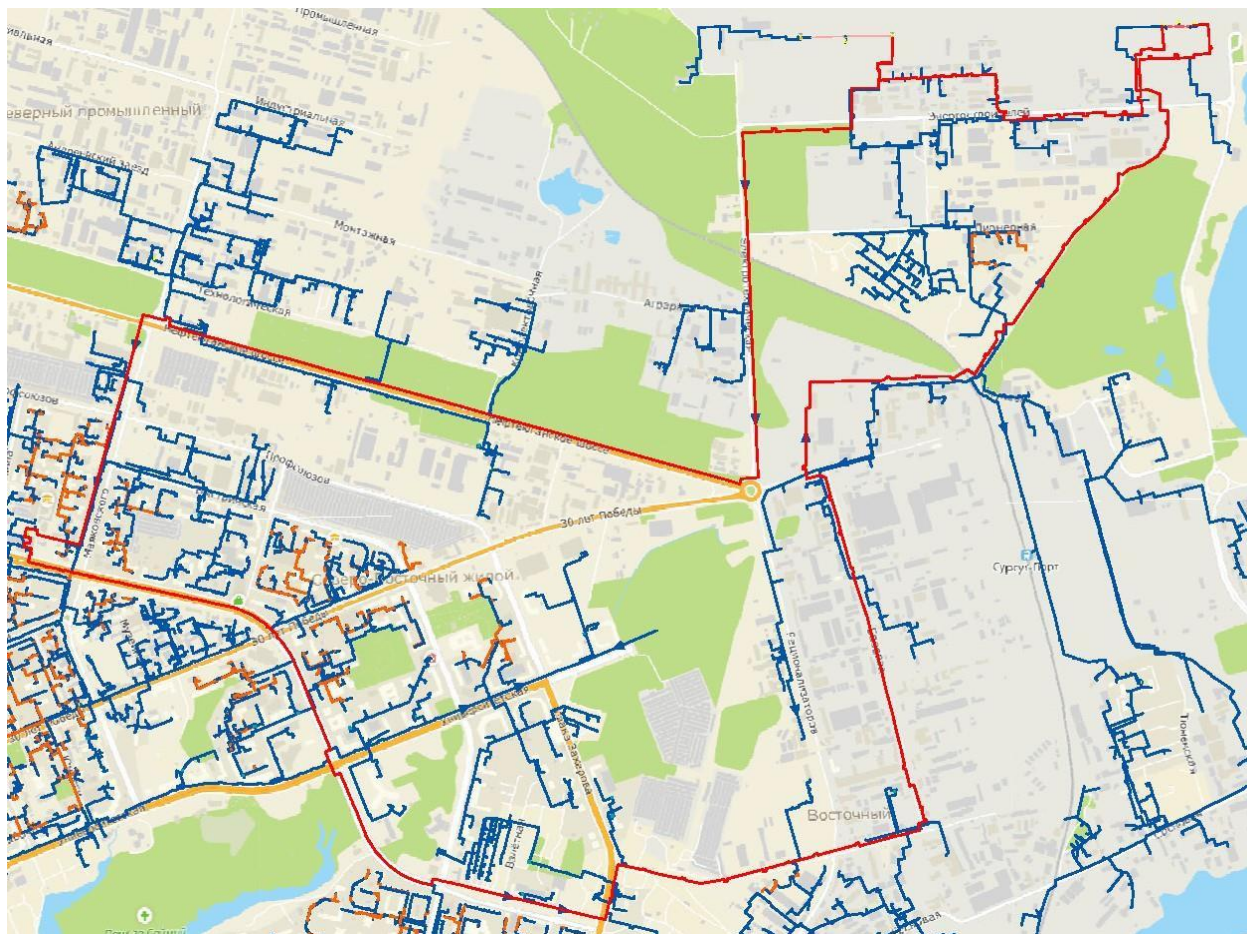


Рисунок 7.27 – Пути от источника СГРЭС-1 до СГРЭС-2 через существующие резервирующие переемы

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, что основной проблемой обеспечения всех потребителей тепловой энергией от комплекса СГРЭС-1-ПКТС, станет невозможность поддержания гидравлического режима в объединённой системе из-за недостаточной пропускной способности существующих магистральных трубопроводов.

Путем моделирования различных этапов отключения тепловых нагрузок, был рассчитан максимально возможный вариант функционирования объединенной системы теплоснабжения, при аварии на СГРЭС-2. В данном, аварийном режиме функционирования СЦТ, для снижения тепловой нагрузки на комплексе СГРЭС-1-ПКТС предлагается переключение части тепловых нагрузок на зоны котельных №1 и №2, приведённых в п.п. 7.1.

Переключение дополнительных подзон (ЦТП) сверх указанных, к данным котельным, не представляется возможным, по следующим причинам:

- 1.Отсутствие дополнительно располагаемой мощности на источниках;
- 2.Невозможность обеспечения гидравлического режима потребителей дополнительных подзон.

В объединенной зоне теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Город – ВЖР – Промзона, для возможности обеспечения всех потребителей тепловой энергией по аварийной схеме, необходимо:

- 1.Произведения 1 этапа отключений, во всей объединенной зоне теплоснабжения:
 - a.Отопления – в объеме 70%;
 - b.Вентиляция – в объеме 70%;
 - c.ГВС – отключение до уровня аварийной брони;
- 2.Переключение потребителей

Подключение ВЖР на комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую перемычку по пр-ту Пролетарский в районе павильона П-12.

Подключение Промзоны на комплекс СГРЭС-1, через существующую перемычку по улице Энергостроителей;

Объединенная зона теплоснабжения изображена на рисунке ниже. Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены в Приложении 12Г.

В описанных режимах работы в объединённой зоне теплоснабжения, соблюдаются следующие условия:

- 1.Обеспечивается тепловая нагрузка отопления и вентиляции в 70% от существующего объёма;
- 2.Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;
- 3.Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;
- 4.Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;
- 5.Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности комплекса;
- 6.Отключение ПНС-1 и загрузку магистрали от ПНС-1 до СГРЭС-2 в максимальном объёме 50% от собственных нужд.

При такой схеме покрытия аварийной нагрузки наиболее проблемной зоной теплоснабжения представлены в п.п. 7.1

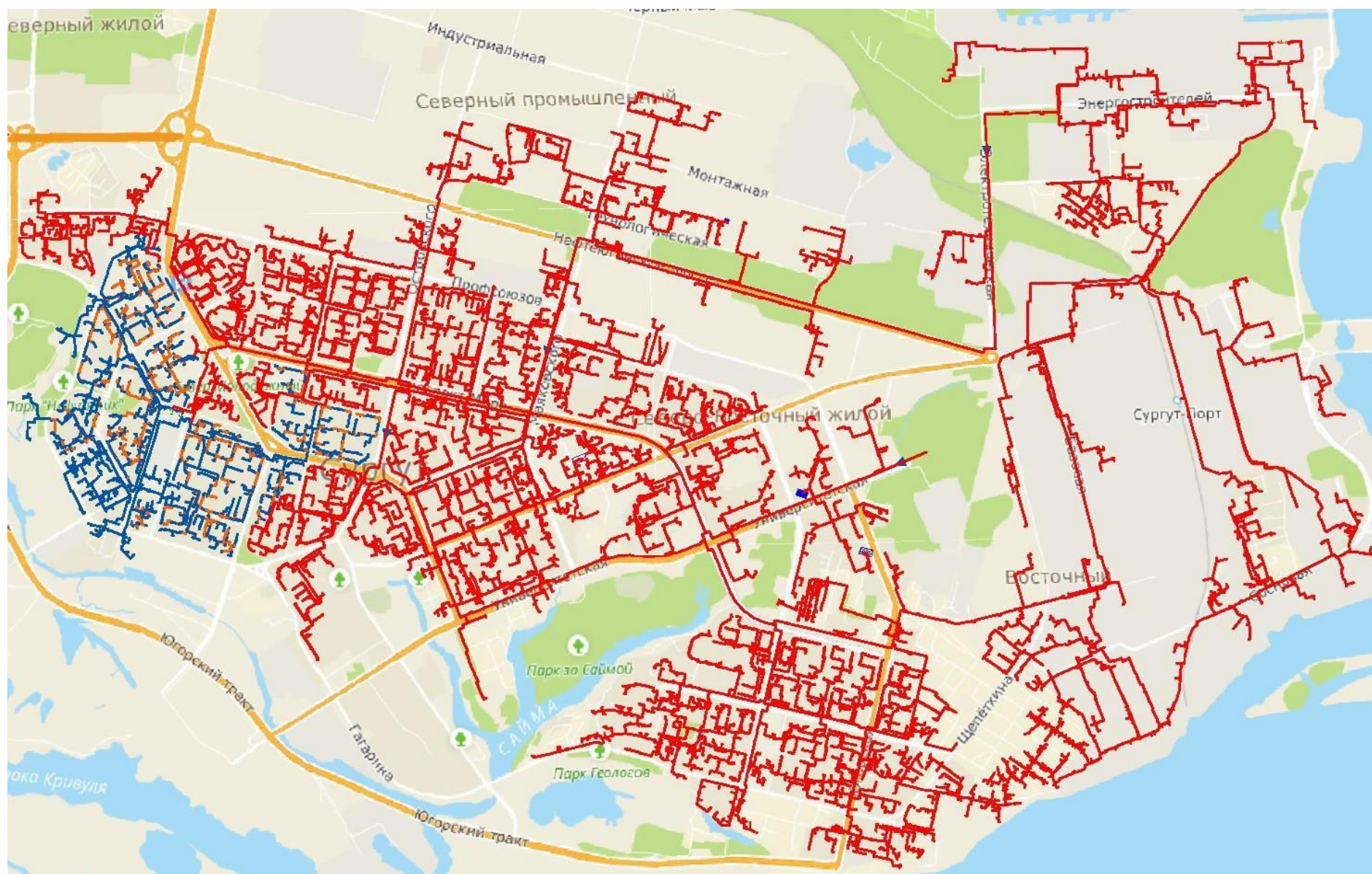


Рисунок 7.28 – Объединённая зона теплоснабжения СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2

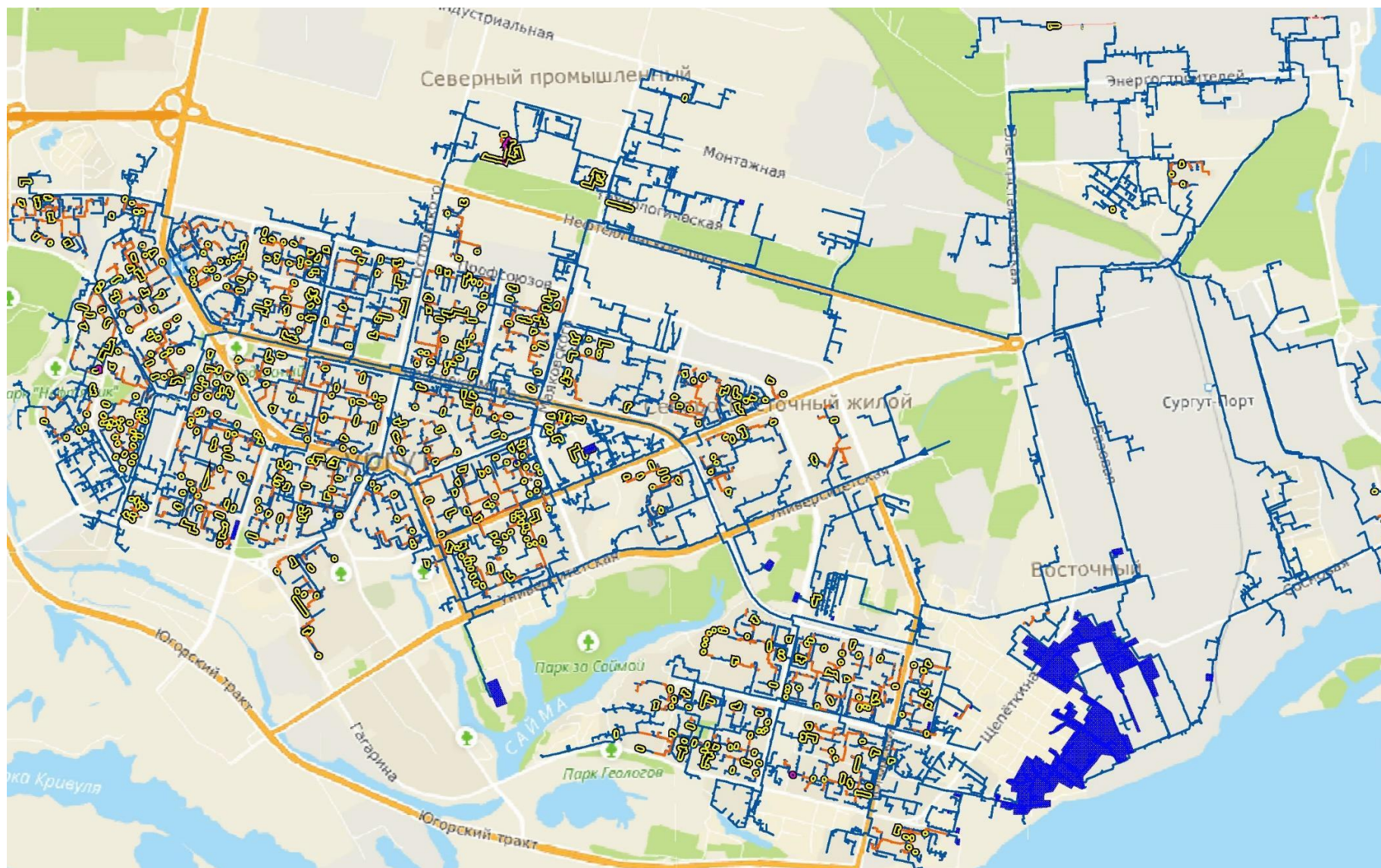


Рисунок 7.29 – Области замерзания СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2

Выводы

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – авария магистрального теплопровода от СГРЭС-2-ВЖР и СГРЭС-2-Промзона. Полученные результаты могут считаться условно положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и

3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения. Однако, в моделируемой ситуации, две зоны теплоснабжения оказываются полностью отрезанными от централизованного теплоснабжения и часть потребителей получают теплоноситель в неудовлетворительно качестве (недостаточной температуры).

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе СГРЭС-2 предлагается следующий порядок и последовательность переключений и введения ограничений:

- 1.Переключение тепловых нагрузок ряда ЦТП на зоны теплоснабжения котельных №1, №2 (см. выше);
- 2.Введение 1 этапа ограничений в зонах котельных №1, №2 – отключение ГВС до уровня аварийной брони;
- 3.Повышение располагаемого напора на Котельной №1 в виду подключения новых потребителей и ЦТП, у которых возникнет нехватка напора: ЦТП 5, 99;
- 4.Изменение нагрузки потребителей тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции Котельной №2 снижены до 90-85% в виду установленной мощности котельной
- 5.Переключения потребителей зоны ВЖР на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую резервирующую перемычку по пр-ту Пролетарский;
- 6.Переключения потребителей зоны Промзона на теплотехнический комплекс СГРЭС-1, через существующую резервирующую перемычку по улице Энергостроителей;
- 7.Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони, СО и ВС до 70%;
- 8.Переключение тепловых нагрузок ЦТП-88 зону ЦТП-87;
- 9.Введение ограничений расхода теплоносителя для потребителей зонЦТП-88;
- 10.Обеспечение теплоснабжение потребителей ЦТП-100 от аварийного источника, при

наличии технической возможности или произведение слива систем отопления, во избежание их размораживания;

11. Слив систем отопления потребителей зоны ЦТП-90.

12. Отключение ПНС-1 и загрузку магистрали от ПНС-1 до СГРЭС-2 в максимальном объеме 50% от собственных нужд.

7.3.1. Возможности теплоснабжения от СГРЭС-1 и ПКТС при аварии на СГРЭС-2-Промзона и перспективных резервирующих перемычках

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – аварийная ситуация и отключения теплоснабжения на СГРЭС-2, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-1 – ПКТС – Город;

- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – ВЖР, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через перспективную перемычку 2Ду400 мм по улице Энергостроителей;

- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – Промзона, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через перспективную перемычку 2Ду800 мм по Нижневартовскому шоссе в районе ПНС-1.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -40°C.

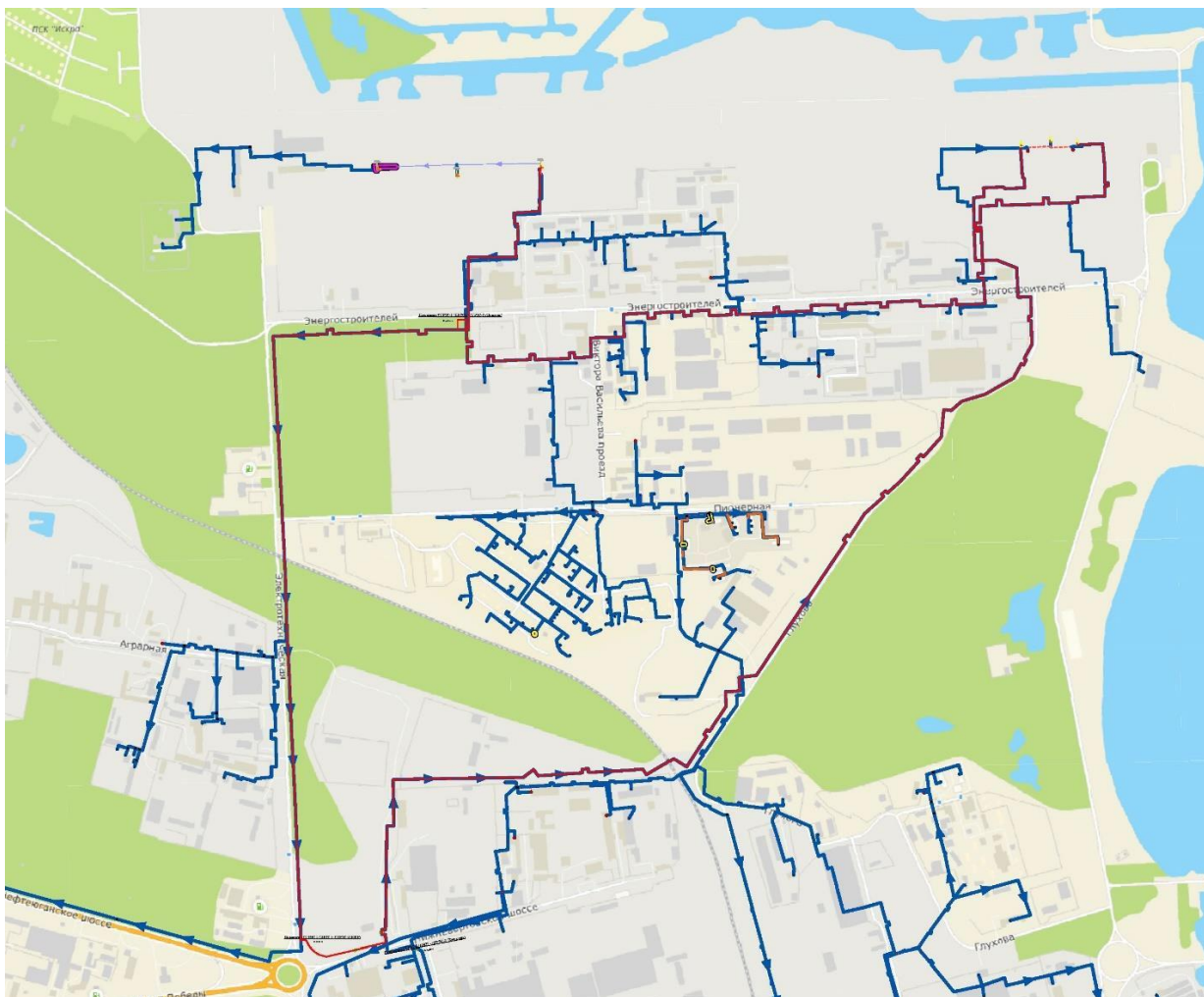


Рисунок 7.30 – Пути от источника СГРЭС-1 до СГРЭС-2 через существующие резервирующие переемы

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, что основной проблемой обеспечения всех потребителей тепловой энергией от комплекса СГРЭС-1-ПКТС, станет невозможность поддержания нормативного теплового режима в объединённой системе из-за большой протяжённости сетей.

Путем моделирования различных этапов отключения тепловых нагрузок, был рассчитан максимально возможный вариант функционирования объединенной системы теплоснабжения, при аварии СГРЭС-2. В данном, аварийном режиме функционирования СЦТ, для снижения тепловой нагрузки на комплексе СГРЭС-1-ПКТС предлагается переключение части тепловых нагрузок на зоны котельных №1 и №2, приведённых в п.п. 7.1.

Переключение дополнительных подзон (ЦТП) сверх указанных, к данным котельным, не представляется возможным, по следующим причинам:

- 1.Отсутствие дополнительно располагаемой мощности на источниках;
- 2.Невозможностьобеспечениягидравлическогорежимапотребителей дополнительных

подзон.

В объединенной зоне теплоснабжения СГРЭС-1 – ПКТС – Город – ВЖР – Промзона, для возможности обеспечения всех потребителей тепловой энергией по аварийной схеме 1. Произведения 1 этапа отключений, во всей объединенной зоне теплоснабжения:

- a.Qотопления – в объеме 70%;
- b.Qвентиляция – в объеме 70%;
- c.QГВС – отключение до уровня аварийной брони;

2.Переключение потребителей

Подключение ВЖР на комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через перспективную перемычку по Нижневартовскому шоссе в районе ПНС-1.

Подключение Промзоны на комплекс СГРЭС-1, через перспективную перемычку по улице Энергостроителей на выводе из СГРЭС-1-ПКТС;

Объединенная зона теплоснабжения изображена на рисунке ниже. Пьезометрические графики до самых удаленных потребителей представлены в Приложении 12Г.

В описанных режимах работы в объединённой зоне теплоснабжения, соблюдаются следующие условия:

- 1.Обеспечиваетсятепловаянагрузкаотопленияивентиляцииив70%от существующего объёма;
- 2.Тепловая нагрузка на ГВС обеспечивается до уровня аварийной брони;
- 3.Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (12 м.вод.ст.) на элеваторных вводах потребителей тепловой энергией;
- 4.Обеспечивается необходимо минимальный располагаемый напор (3 м.вод.ст.) на безэлеваторных (зависимые, АУУ, ИТП) вводах потребителей тепловой энергией;
- 5.Соблюдаются тепловые балансы источников, т.е. подключенная тепловая нагрузка не превышает располагаемой мощности комплекса;
- 6.Отключение ПНС-1 и загрузку магистрали от ПНС-1 до СГРЭС-2 в максимальном объёме 50% от собственных нужд.

При такой схеме покрытия аварийной нагрузки наиболее проблемной зоной теплоснабжения представлены в п.п. 7.1

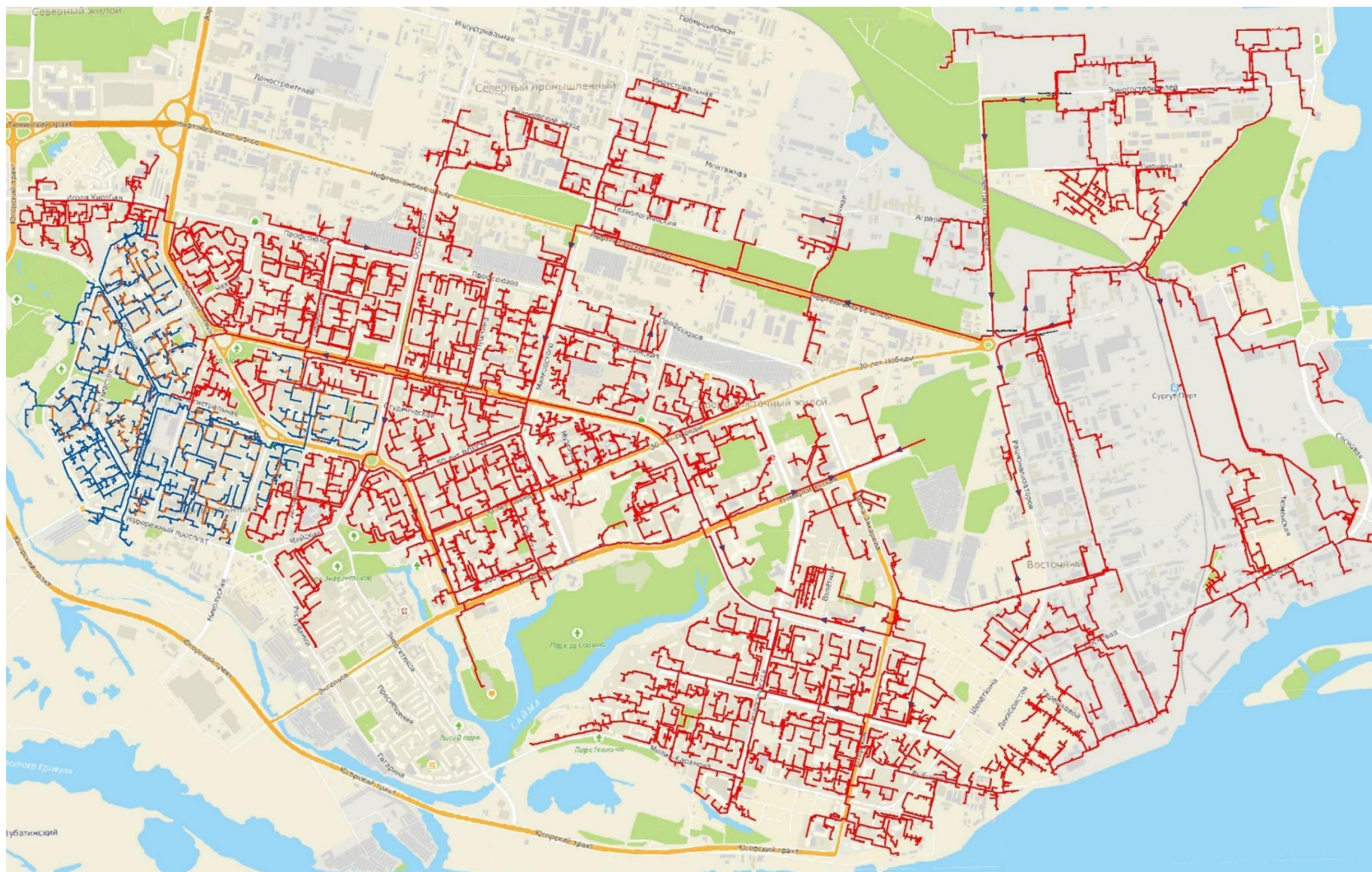


Рисунок 7.31 – Объединённая зона теплоснабжения СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2

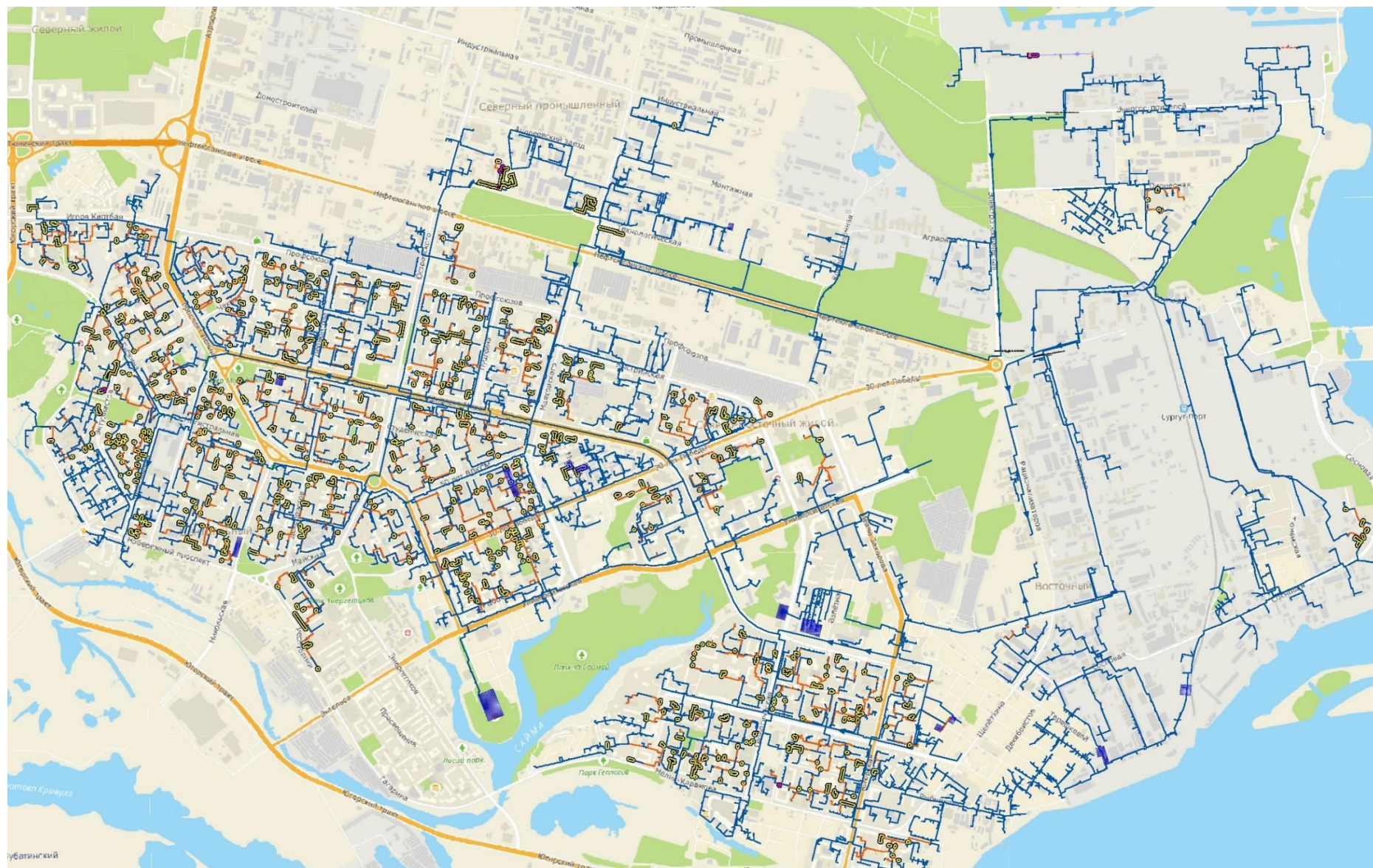


Рисунок 7.32 – Области замерзания СГРЭС-1-ПКТС-СГРЭС-2

Выводы

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – авария на СГРЭС-2 и отключение абонентов в области действия источника от теплоснабжения. Полученные результаты могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и

3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе СГРЭС-2 предлагается следующий порядок и последовательность переключений и введения ограничений:

- 1.Переключение тепловых нагрузок ряда ЦТП на зоны теплоснабжения котельных №1, №2 (см. выше);
- 2.Введение 1 этапа ограничений в зонах котельных №1, №2 – отключение ГВС до уровня аварийной брони;
- 3.Повышение располагаемого напора на Котельной №1 в виду подключения новых потребителей и ЦТП, у которых возникнет нехватка напора: ЦТП 5, 99;
- 4.Изменение нагрузки потребителей тепловой энергии на нужды отопления и вентиляции Котельной №2 снижены до 90-85% в виду установленной мощности котельной
- 5.Переключения потребителей зоны ВЖР на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через существующую резервирующую перемычку по пр-ту Пролетарский;
- 6.Переключения потребителей зоны Промзона на теплотехнический комплекс СГРЭС-1, через существующую резервирующую перемычку по улице Энергостроителей;
- 7.Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони, СО и ВС до 70%;
- 8.Переключение тепловых нагрузок ЦТП-88 зону ЦТП-87;
- 9.Введение ограничений расхода теплоносителя для потребителей зонЦТП-88;
- 10.Обеспечение теплоснабжение потребителей ЦТП-100 от аварийного источника, при наличии технической возможности или произведение слива систем отопления, во избежание их размораживания;
- 11.Слив систем отопления потребителей зоны ЦТП-90.

12.Отключение ПНС-1 и загрузку магистрали от ПНС-1 до СГРЭС-2 в максимальном объёме 50% от собственных нужд.

7.4.Возможности теплоснабжения от СГРЭС-2 и ПКТС при аварии на СГРЭС-1

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие - авария на источнике СГРЭС-1, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 –ПКТС;
- потребителей от тепломагистрали СГРЭС-2 – ВЖР-Город.

Теплоснабжение зоны ПКТС-Город при отказе источника СГРЭС-1 при стоянии расчетных температур наружного воздуха возможно от следующих теплоисточников:

- тепломагистраль СГРЭС-2 – Промзона – через существующую перемычку 2Ду800 мм по улице Энергостроителей;
- открытие задвижек в районе павильона П-12 Пролетарскому проспекту;
- ПКТС – при автономной работе;

Тепловая мощность «нетто» ПКТС составляет 285,13 Гкал/ч, присоединенная нагрузка потребителей с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях составляет 683,35 Гкал/ч. Однако, учитывая технологическую особенность пиковой котельной, фактическая выдача мощности, при автономном режиме работы, не превышает

~120Гкал/час, т. к. одновременно в работе могут находиться только 4 из 5 водогрейных котла.

Таким образом, автономная работа ПКТС на зону действия города в полном объеме невозможна.

Для обеспечения возможности работы системы теплоснабжения при аварийном отключении СГРЭС-1 и совместной работы СГРЭС-2 необходимо вывести располагаемую мощность ПКТС до установленной – 250-350 Гкал/ч. Гидравлический расчёт показывает, что недовыдача тепловой мощности ведёт к снижению тепловой нагрузки на потребителей и как следствие снижение температуры внутреннего воздуха до отрицательных значений практически во всём городе. Области замерзания потребителей представлены на изображении ниже.

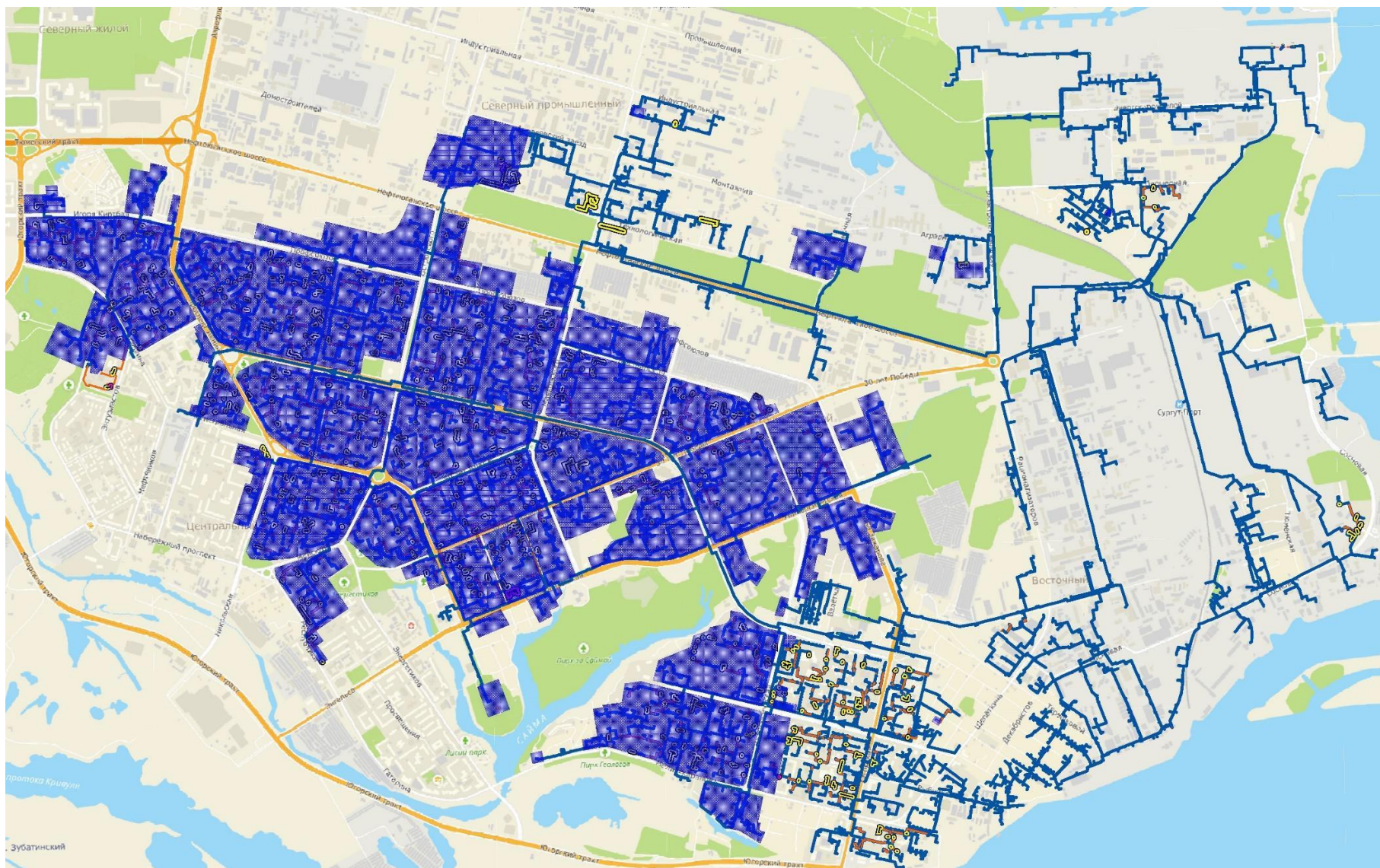


Рисунок 7.33 – Области замерзания абонентов СГРЭС-2-ПКТС-Город

Совместная работа ПКТС и СГРЭС-2-ВЖР показала, что:

1. Мощности и давления на источниках в совокупности хватит для обеспечения незамерзания теплопровода в Городе, за исключением обратных трубопроводов ГВС и части подачи по ул. Энтузиастов и Рабочая;

2. Мощности от совместной работы источников недостаточно для обеспечения потребителей в Городе достаточным количеством тепла, для сохранения температуры внутреннего воздуха в положительных значениях, что соответственно повлечёт за собой замерзание внутренних СО;

3. Из-за изменения гидравлической системы часть абонентов ВЖР останется без качественного теплоснабжения, и температура внутреннего воздуха также опустится ниже нуля.

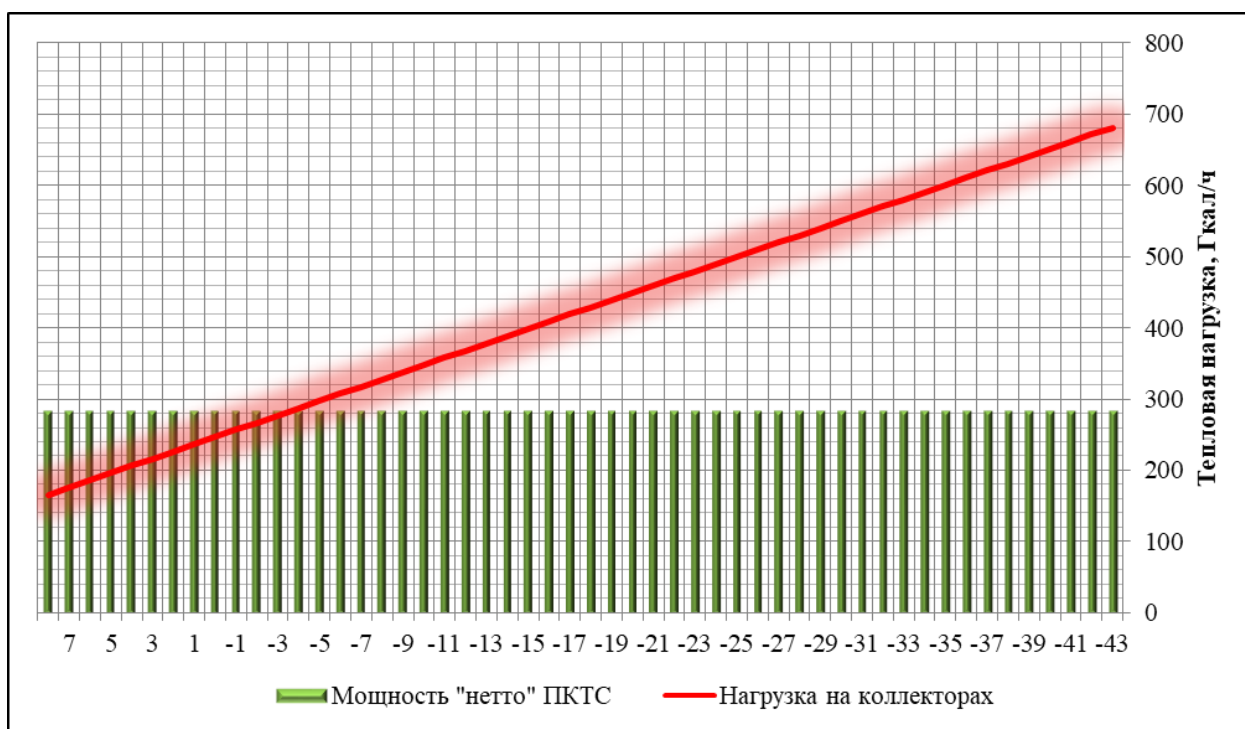


Рисунок 7.34 – Баланс тепловой мощности в зоне ПКТС при отказе СГРЭС-1

Как видно, работа ПКТС на существующую зону без ограничения теплоснабжения потребителей возможна только при температуре наружного воздуха более -5°C.

Для снижения тепловой нагрузки в зоне действия СГРЭС1-ПКТС предлагается переключение части тепловых нагрузок на зоны котельных №1, №2, №3. Режим и условия данного переключения подробно описаны в п.7.1.

Для обеспечения незамерзания теплопроводов ПКТС-Город необходимо открыть задвижки в районе павильона П-12, что обеспечит дополнительный приток теплоносителя.

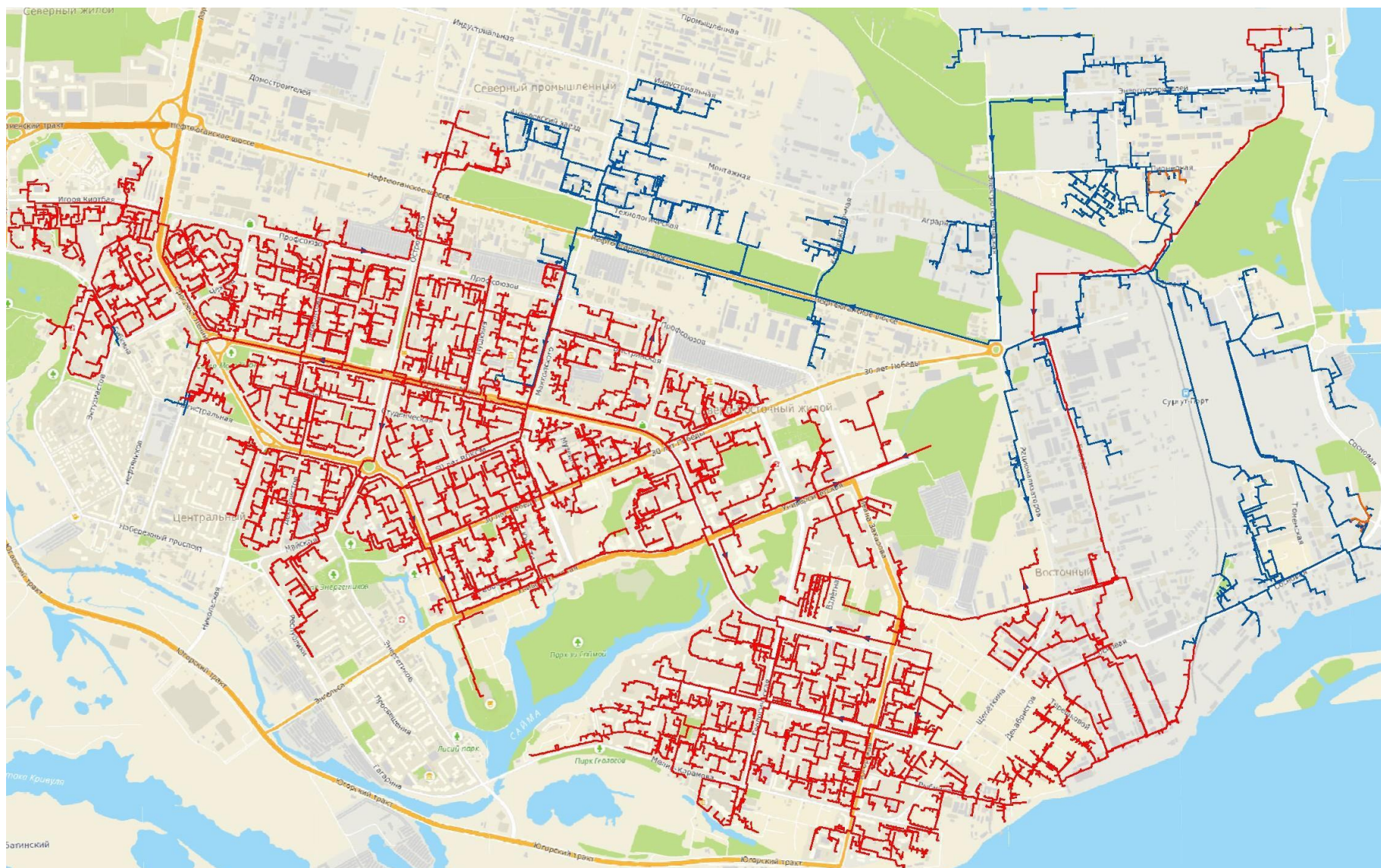


Рисунок 7.35 – Зоны действия СГРЭС-2-Промзона-СГРЭС-1 (синяя) и СГРЭС-2-ВЖР-ПКТС-Город (красная)

Модифицированная зона действия ПКТС

На рисунке ниже.4 представлен баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при следующих условиях:

- автономная работа СГРЭС-2 и ПКТС;
- сохранение теплоснабжения в полном объеме объектов 1 категории от СГРЭС-1-ПКТС-Город;
- по прочим потребителям – отключение нагрузки ГВС, сохранение нагрузки отопления в полном объеме (1 этап утвержденного графика ограничений).

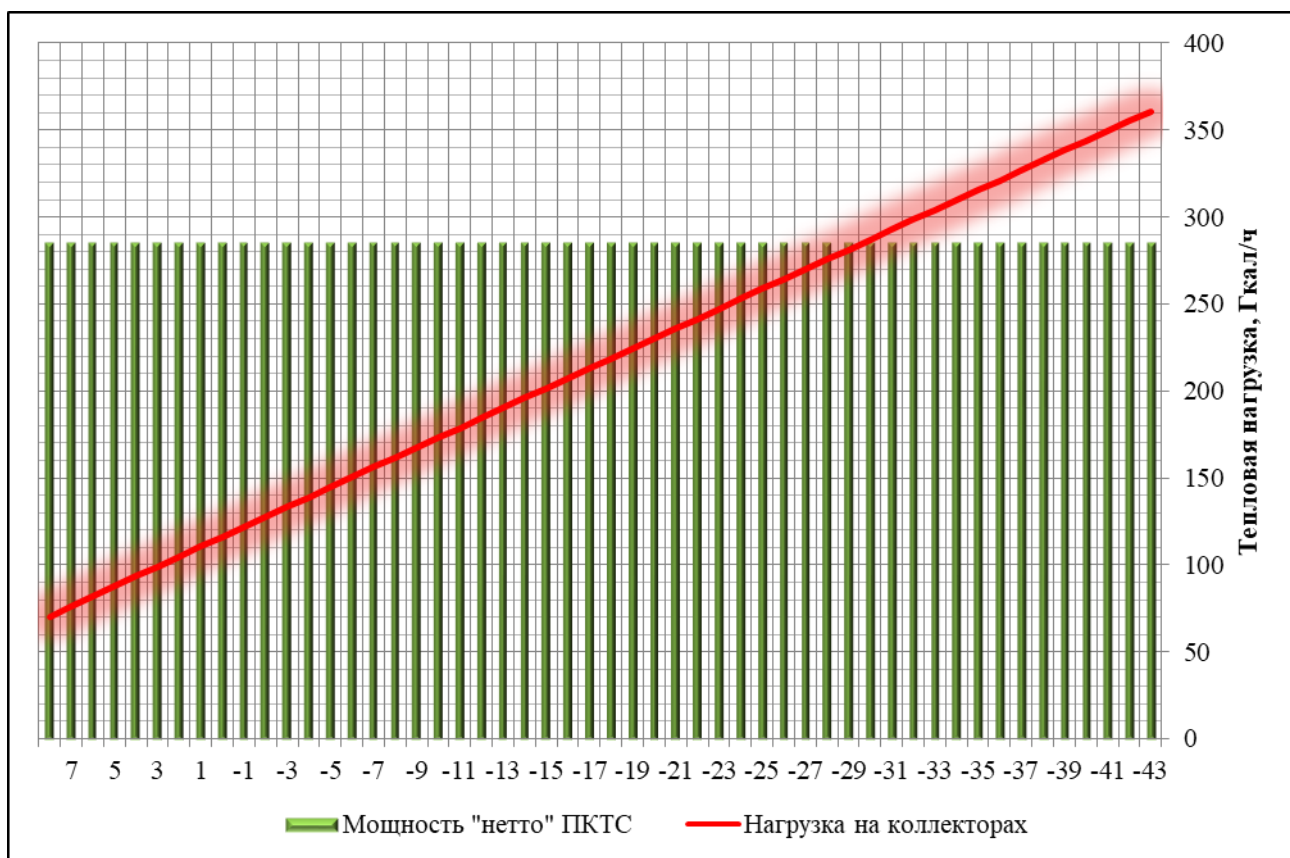


Рисунок 7.36 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при сохранении теплоснабжения потребителей 1 категории и отключении нагрузки ГВС для потребителей остальных категорий

Как видно, существующая мощность «нетто» ПКТС не позволяет покрывать нагрузку в указанной зоне без ГВС при температурах наружного воздуха менее -30°С.

Таким образом, условия 1 этапа аварийной брони невыполнимы при стоянии расчетных температур наружного воздуха.

На рисунке ниже.5 представлен баланс тепловой мощности при следующих условиях:

- автономная работа СГРЭС-2 и ПКТС;

-сохранение теплоснабжения в полном объеме объектов 1 категории от СГРЭС-1-ПКТС-Город;

-по прочим потребителям – отключение нагрузки ГВС, снижение нагрузки отопления и вентиляции согласно 2 этапу утвержденного графика ограничений.

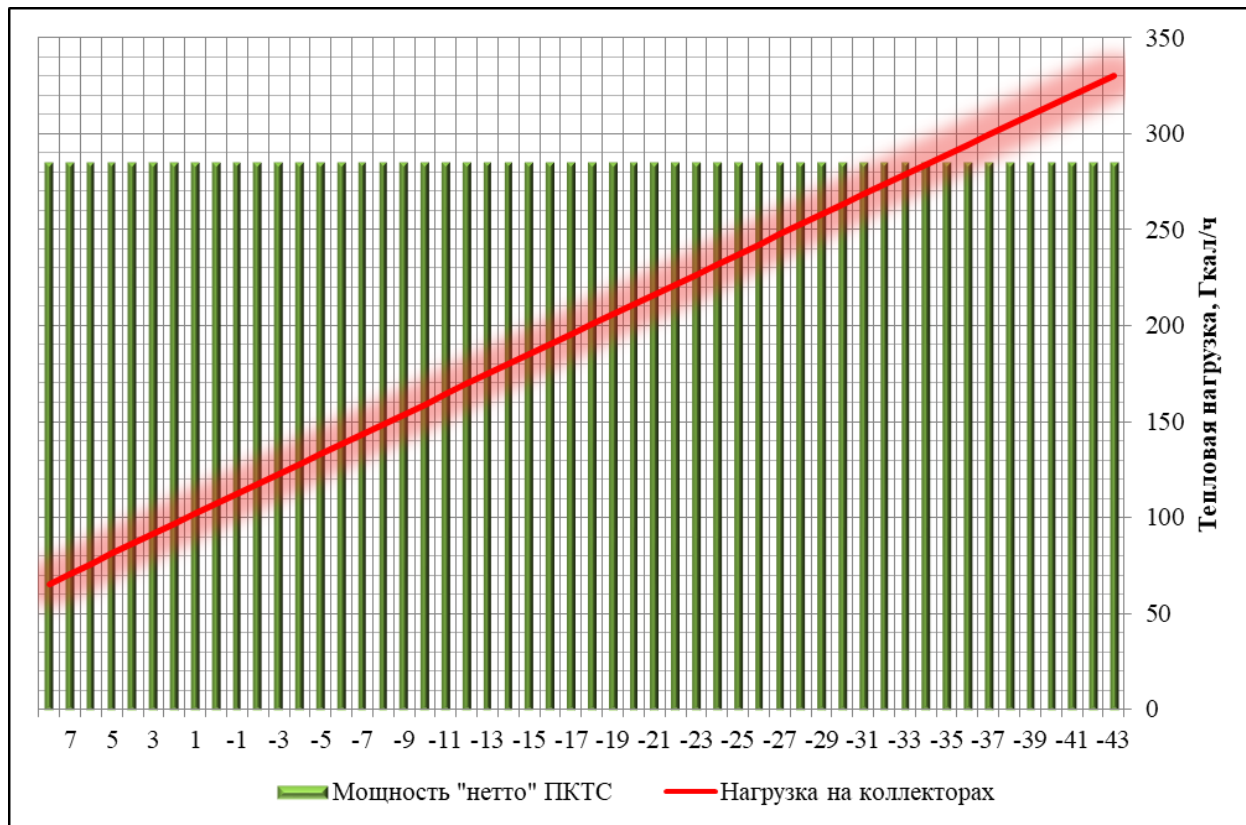


Рисунок 7.37 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при сохранении теплоснабжения потребителей 1 категории и отключении нагрузки ГВС для потребителей остальных категорий

Как видно, существующая мощность «нетто» ПКТС не позволяет покрывать нагрузку в указанной зоне без ГВС и с частичным ограничением нагрузок отопления и вентиляции при температурах наружного воздуха менее -34°C.

Следовательно, условия аварийной брони при расчетных температурах наружного воздуха невыполнимы.

На рисунке ниже.6 представлен баланс тепловой мощности при следующих условиях:

-автономная работа СГРЭС-2 и ПКТС;

-сохранение теплоснабжения в полном объеме объектов 1 категории от СГРЭС-1-ПКТС-Город;

-по прочим потребителям – отключение нагрузки ГВС, вентиляции, сохранение

нагрузки отопления в полном объеме.

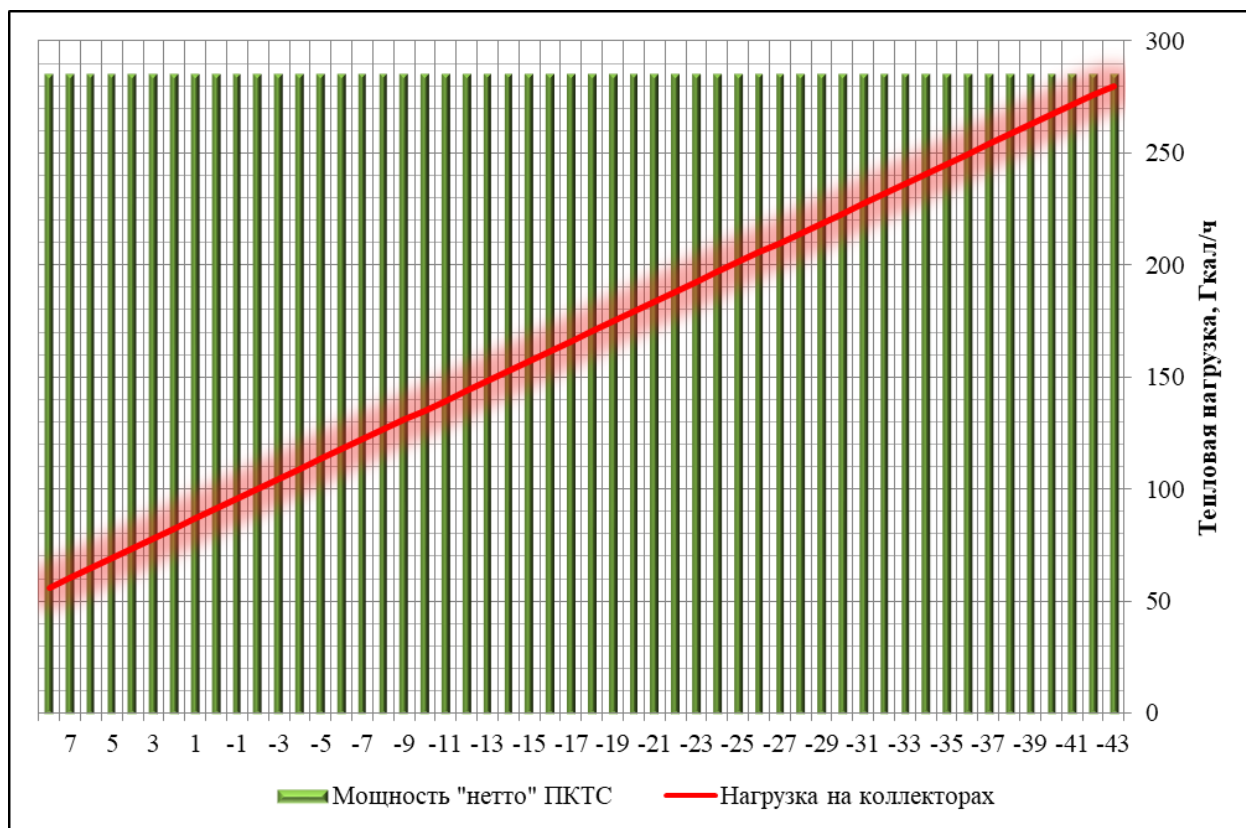


Рисунок 7.38 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне ПКТС при сохранении теплоснабжения потребителей 1 категории и отключении нагрузки ГВС для потребителей остальных категорий

Как видно, без учета вентиляции, ГВС потребителей, ПКТС способна покрывать оставшуюся нагрузку потребителей. При указанных условиях выполнено моделирование аварийного гидравлического режима.

На рисунке ниже.7 представлен путь, а на рисунке ниже.8 - пьезометрический график передачи теплоносителя от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.



Рисунок 7.39 – Путь построения пьезометрического графика от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (отопление и ГВС – уровень аварийной брони, вентиляция – полное отключение)

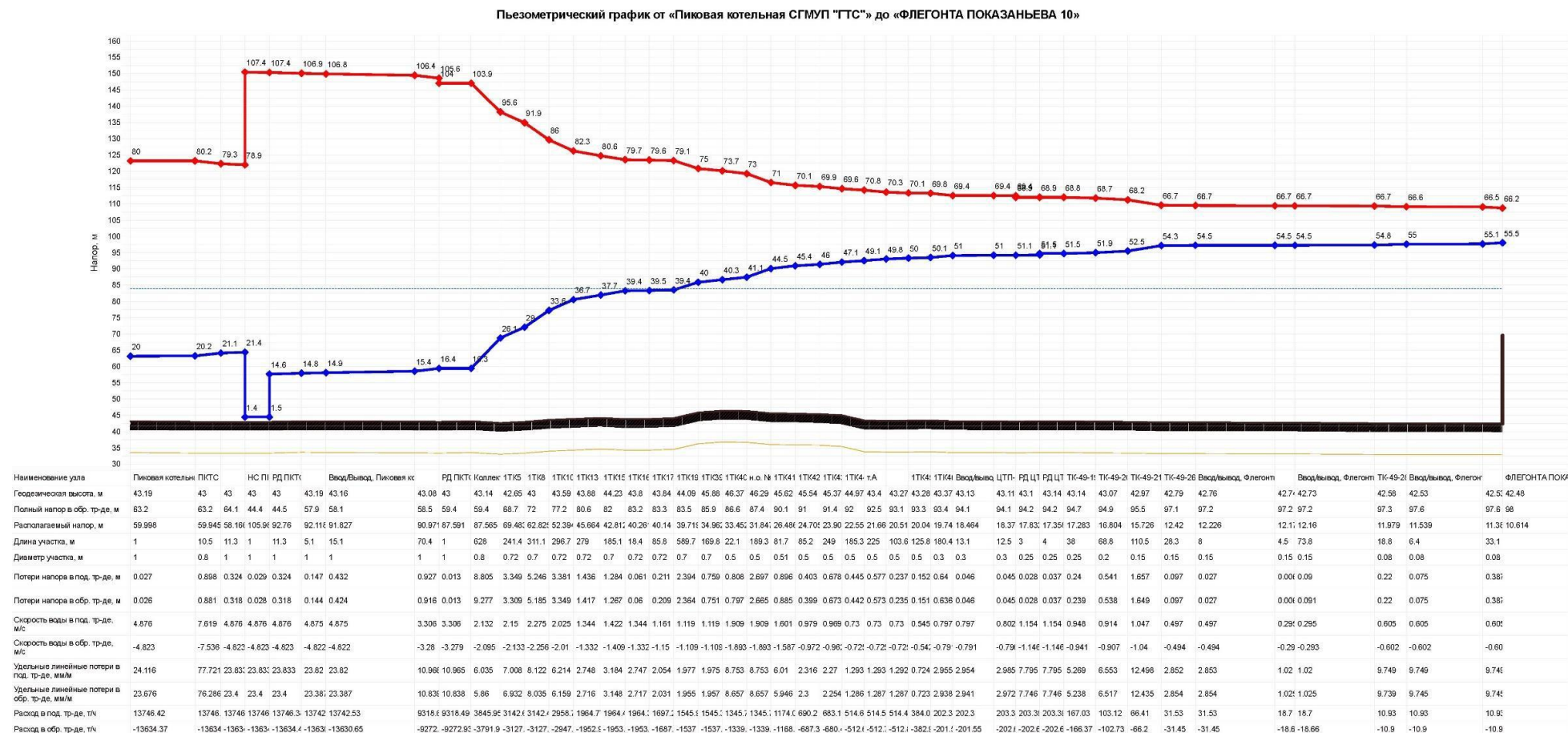


Рисунок 7.40 – Пьезометрический график от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (отопление и ГВС – уровень аварийной брони, вентиляция – полное отключение)

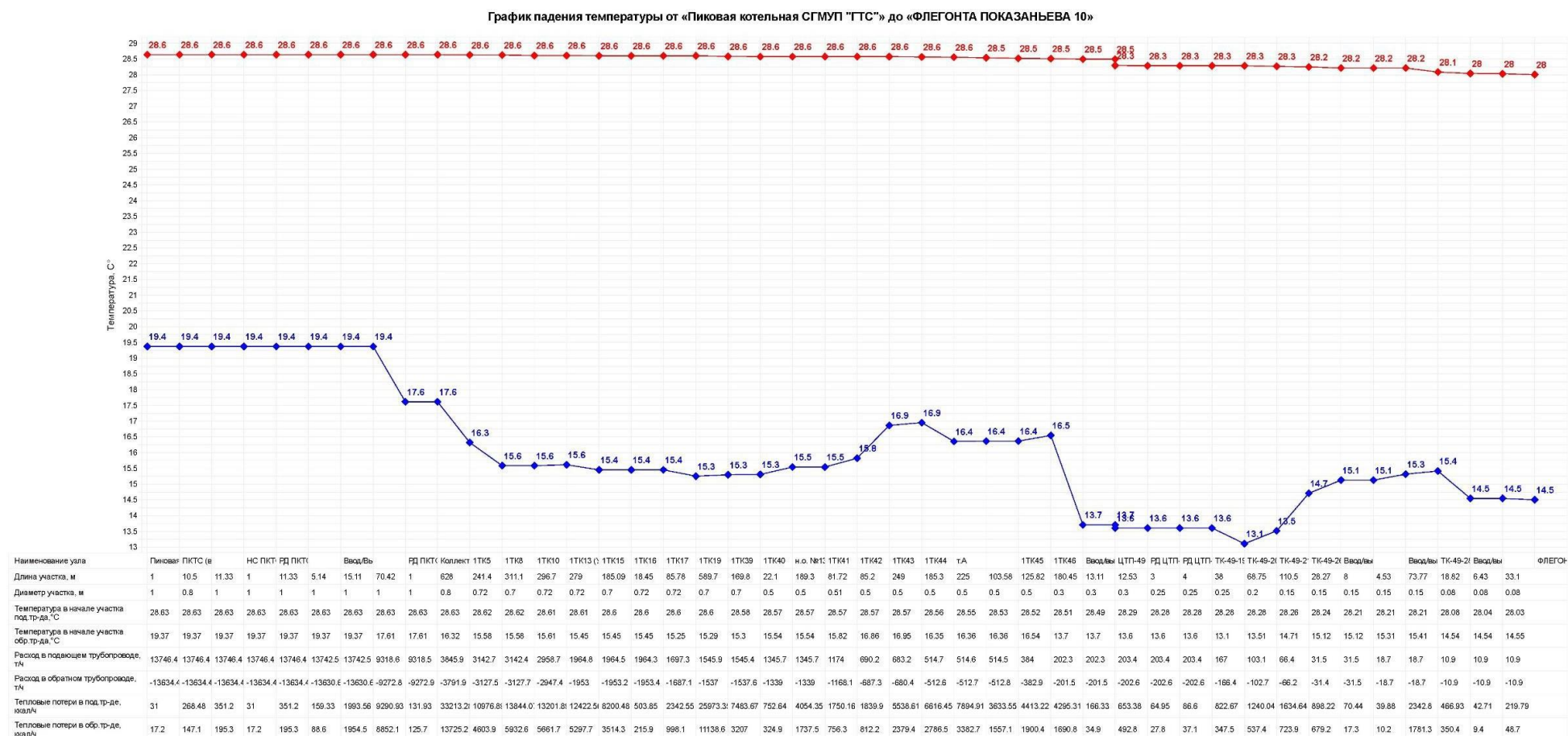


Рисунок 7.41 – График падения температур от ПКТС до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (отопление и ГВС – уровень аварийной брони, вентиляция – полное отключение)

Выводы:

Полученные результаты не могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и 3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), но температура теплоносителя в области действия ПКТС остаётся на уровне 30С, не смотря на подпитку с зоны действия СГРЭС-2-ВЖР.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе СГРЭС-1 или «головного» участка тепломагистрали СГРЭС-1-ПКТС, при стоянии расчетных температур наружного воздуха, предлагается следующий порядок и последовательность введения ограничений для обеспечения незамерзания теплопроводов:

1этап – отключение горячего водоснабжения (подогревателей на ЦТП, в подвалах жилых и производственных зданий), за исключением потребителей соцкультбыта 1 категории – этап предусматривается в действующем «порядке ограничения теплоснабжения» - утвержденном документе;

2этап –снижение нагрузки отопления и вентиляции согласно 2 этапу утвержденного графика ограничений;

3этап – отключения, предусмотренные 1, 2 этапами.

В данный момент, при отказе СГРЭС-1 или «головного» участка тепломагистрали СГРЭС-1-ПКТС отсутствует возможность покрытия тепловой нагрузки основной части потребителей зоны действия ПКТС-Город в виду недостаточной свободной мощности на источнике ПКТС.

Для обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей зоны действия ПКТС необходимо возможности вывода в работу установленной мощности ПКТС, 285 Гкал/ч, а также увеличение мощности источника до 350 Гкал/ч, так как существующая система теплоснабжения не способна обеспечить достаточные гидравлические параметры для подачи теплоносителя с зоны действия СГРЭС-2.

Модифицированная зона действия СГРЭС-2

Далее необходимо выполнить проверку возможности теплоснабжения модифицированной зоны от СГРЭС-2, при отказе СГРЭС-1.

На рисунке ниже.9 представлен баланс тепловой мощности «нетто» СГРЭС-2 при отказе СГРЭС-1, с учетом изменения зоны действия источника тепловой энергии.

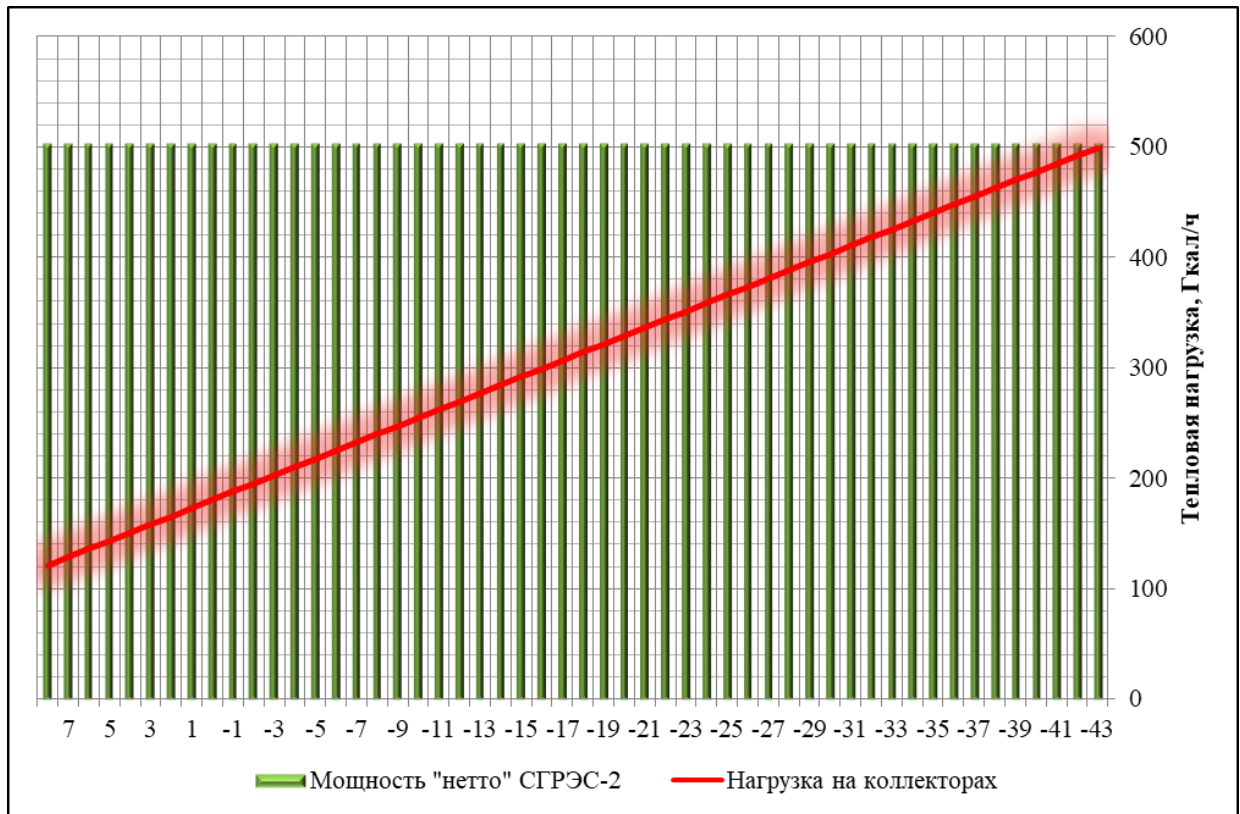


Рисунок 7.42 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне СГРЭС-2 при отказе СГРЭС-1

Теоретически СГРЭС-2 способна покрыть всю нагрузку модифицированной зоны, в том числе и нагрузку ГВС. Необходимо произвести моделирование аварийного режима с учетом перераспределения нагрузок между СГРЭС-2 и ПКТС.

На рисунке ниже.10 представлен путь, а на рисунке ниже.11 - пьезометрический график передачи теплоносителя от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

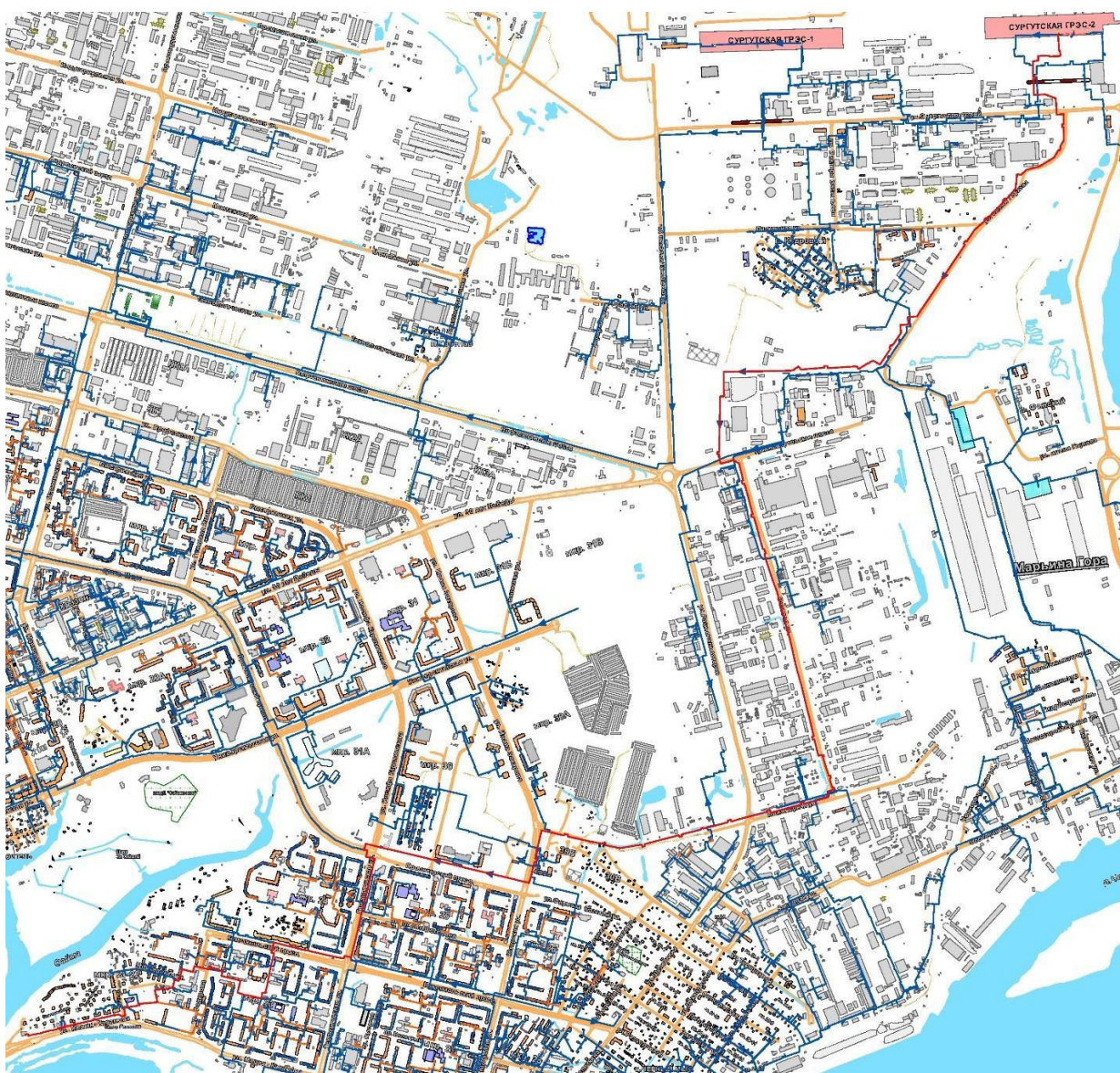


Рисунок 7.43 – Путь построения пьезометрического графика от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)

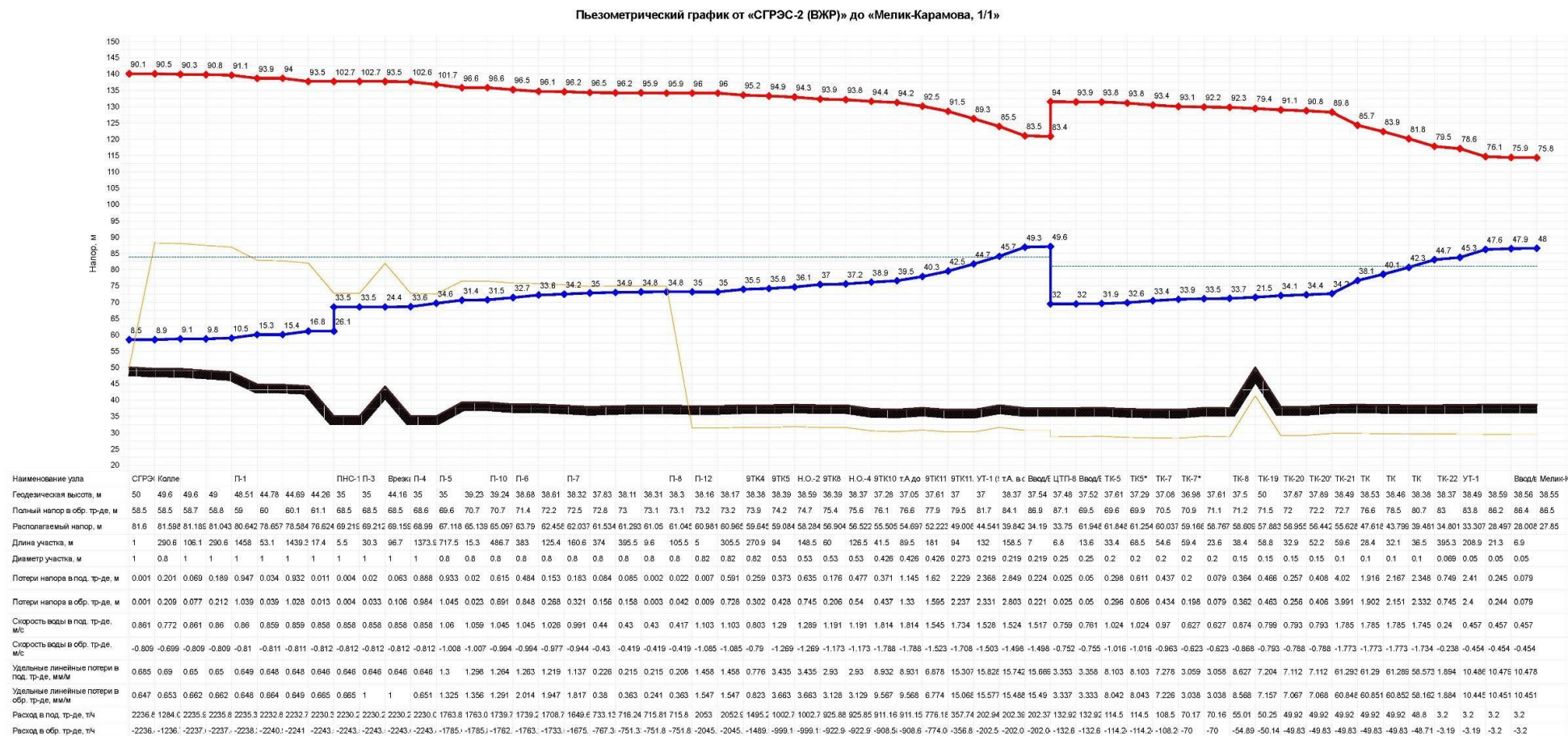


Рисунок 7.44 – Пьезометрический график от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)

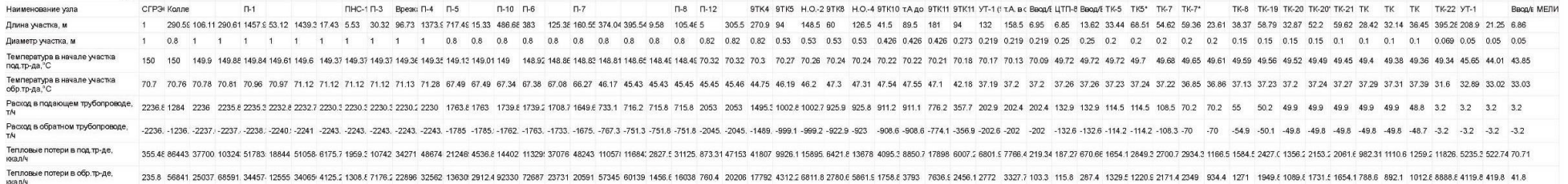


Рисунок 7.45 – График падения температур от СГРЭС-2 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)

Как видно, без учета ограничений тепловой нагрузки устойчивый гидравлический режим невозможен, что подтверждается снижением температуры теплоносителя на стыке зон действия ПКТС-Город и СГРЭС-2-ВЖР. Снижение температуры теплоносителя приведёт к снижению температуры внутреннего воздуха на потребителях в результате недостаточной тепловой нагрузки.

Выводы:

Полученные результаты не могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и 3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), но температура теплоносителя в области действия СГРЭС-2-ВЖР в точке пересечения с ПКТС-Город опускается до 70-50С, так как части уходит на подпитку зоны действия ПКТС.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе СГРЭС-1 или «головного» участка тепломагистрали СГРЭС-1-ПКТС, предлагается следующий порядок и последовательность введения ограничений (с учетом частичного перевода нагрузки СГРЭС-1-ПКТС на СГРЭС-2):

1 этап – отключение горячего водоснабжения (подогревателей на ЦТП, в подвалах жилых и производственных зданий), за исключением потребителей соцкультбыта 1 категории – этап предусматривается в действующем «порядке ограничения теплоснабжения» - утвержденном документе.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе СГРЭС-1 или «головного» участка тепломагистрали, предлагается следующий порядок и последовательность переключений и введения ограничений:

- 1.Переключение тепловых нагрузок ряда ЦТП на зоны теплоснабжения котельных №1, №2 (см. выше);
- 2.Переключения потребителей зоны ВЖР на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через перспективную резервирующую перемычку по Нижневартовскому шоссе;
- 3.Переключения потребителей зоны Промзона на теплотехнический комплекс СГРЭС-1 – ПКТС, через перспективную резервирующую перемычку по улице Энергостроителей;
- 4.Введение 1 этапа ограничений для объединённой зоны теплоснабжения – отключение ГВС до уровня аварийной брони;
- 5.Переключение тепловых нагрузок ЦТП-88 зону ЦТП-87;

6. Введение ограничений расхода теплоносителя для потребителей зон ЦТП-88;

7. Обеспечение теплоснабжения потребителей ЦТП-100 от аварийного источника, при наличии технической возможности или произведение слива систем отопления, во избежание их размораживания;

8. Слив систем отопления потребителей зоны ЦТП-90;

9. Открытие задвижки в районе павильона П-12.

Для обеспечения возможности работы систем теплоснабжения в аварийном режиме целесообразно выполнить следующие мероприятия по установке 2 узлов аварийной автоматической подпитки зоны ПКТС, для организации бесперебойного питания существующих систем защиты и монтаж клапана БКС для предупреждения гидравлического удара на напорном коллекторе группы перекачивающих насосов ПН- 7...ПН-12, в т.ч.:

а) Установка автоматизированного узла аварийной подпитки тепловых сетей зоны теплоснабжения ПКТС из подающего и обратного трубопровода тепломагистрали СГРЭС- 1- ПКТС для аварийного режима с включением котельной по автономной схеме на базе регулирующего линейного шарового клапана DN150, PN25 (или аналогичного), с электроприводом для регулирования.

б) Установка автоматизированного узла подпитки тепловых сетей зоны теплоснабжения ПКТС из подающего и обратного трубопровода тепломагистрали «ПКТС - ВЖР» в коллекторной №2 для аварийного режима с включением котельной по автономной схеме на базе регулирующего линейного шарового крана DN150, PN25 (или аналогичного), с электроприводом для регулирования.

в) Установка трехфазного бесперебойного электропитания существующей системы защиты от внезапного повышения давления при отключении перекачивающих насосов в группе ПН-7...ПН-12 в ПКТС.

г) Монтаж 2 клапанов БКС Ду200 мм в ПКТС в составе автоматизированной системы защиты.

Также, как было сказано в предыдущем выводе, для обеспечения надёжного теплоснабжения потребителей зоны действия ПКТС необходимо возможности вывода в работу установленной мощности ПКТС, 285 Гкал/ч, а также увеличение мощности источника до 350 Гкал/ч, так как существующая система теплоснабжения не способна обеспечить достаточные гидравлические параметры для подачи теплоносителя с зоны действия СГРЭС-2.

7.5. Возможности теплоснабжения от котельных №13, №14 СГМУП «Городские тепловые сети» и К-45 ООО «Сургутские городские электрические сети» при отказе одного из теплоисточников, его магистральных тепловых сетей или насосных станций

7.5.1. Отказ К-45 ООО «СГЭС»

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – отказ теплоисточника К-45, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

-потребителей от тепломагистрали котельной №14;

-потребителей от тепломагистрали К-45, теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через переемычку 2Ду250 по ул. Ивана Шидловского (переключение в ТК-5–ТК-5А), путь теплоносителя представлен на рисунке ниже.



Рисунок 7.46 – Резервная схема теплоснабжения зоны К-45 через переемычку 2Ду250

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

На рисунке ниже.2 представлена максимальная нагрузка в объединенной системе при отказе теплоисточника К-45 (в расчете участвует среднечасовая нагрузка ГВС). Покрывается за счет котельной №14.

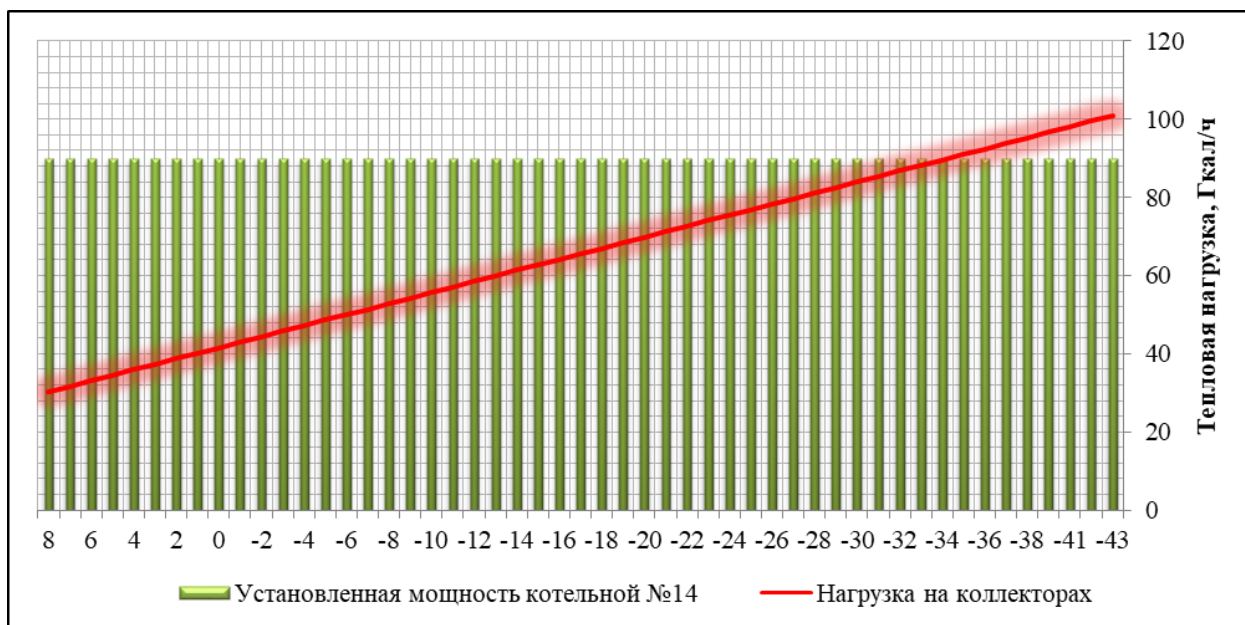


Рисунок 7.47 – Максимальная нагрузка объединенной системы теплоснабжения

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях не может обеспечиваться в полном объеме. Ограничения тепловой мощности наступят при температуре менее -35°C .

Расчеты в электронной модели теплоснабжения показали, что, несмотря на незначительные расхождения теплового баланса, основной проблемой обеспечения всех потребителей тепловой энергией от котельной №14, станет невозможность поддержания гидравлического режима в объединённой системе из-за резкого снижения располагаемого напора в точке 8ТК-5.

На рисунке ниже.3 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

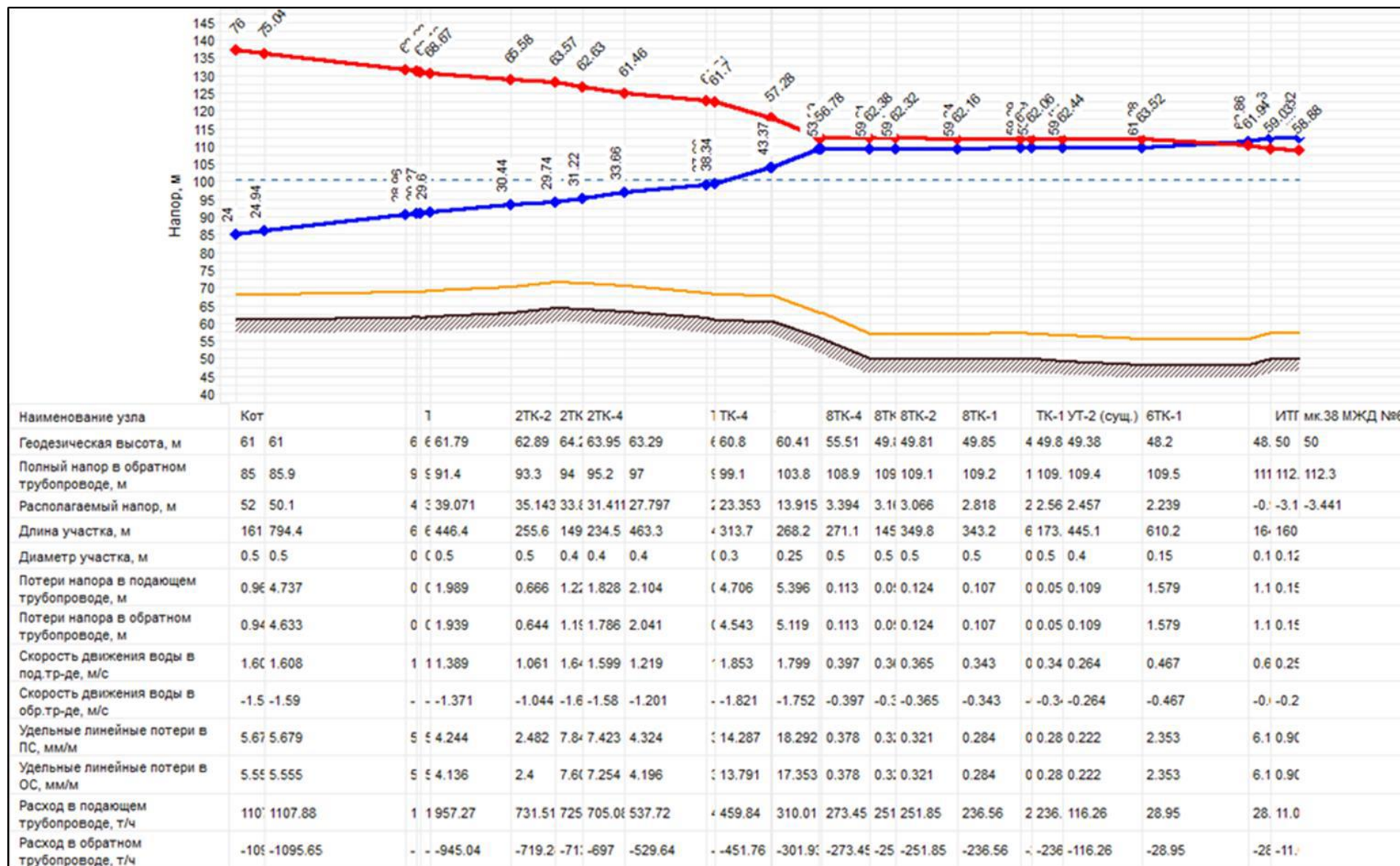


Рисунок 7.48 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)

Как видно, без учета ограничений тепловой нагрузки устойчивый гидравлический режим невозможен, что подтверждается недостаточностью располагаемых напоров у конечных потребителей. Недостаточность напоров приведет к срыву циркуляции теплоносителя.

Далее произведена проверка возможности соблюдения гидравлического режима с учетом введения ограничения теплоснабжения при дефиците тепловой мощности теплоисточников и пропускной способности тепловых сетей.

С учетом отключения горячего водоснабжения у всех потребителей объединенной системы теплоснабжения (введение 1-го этапа ограничения), гидравлический режим не изменился.

На рисунке ниже.4 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

Далее произведена проверка возможности соблюдения гидравлического режима с учетом введения 2-го этапа ограничения теплоснабжения (частичное отключение предприятий, согласно графика ограничений).

На рисунке ниже.5 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

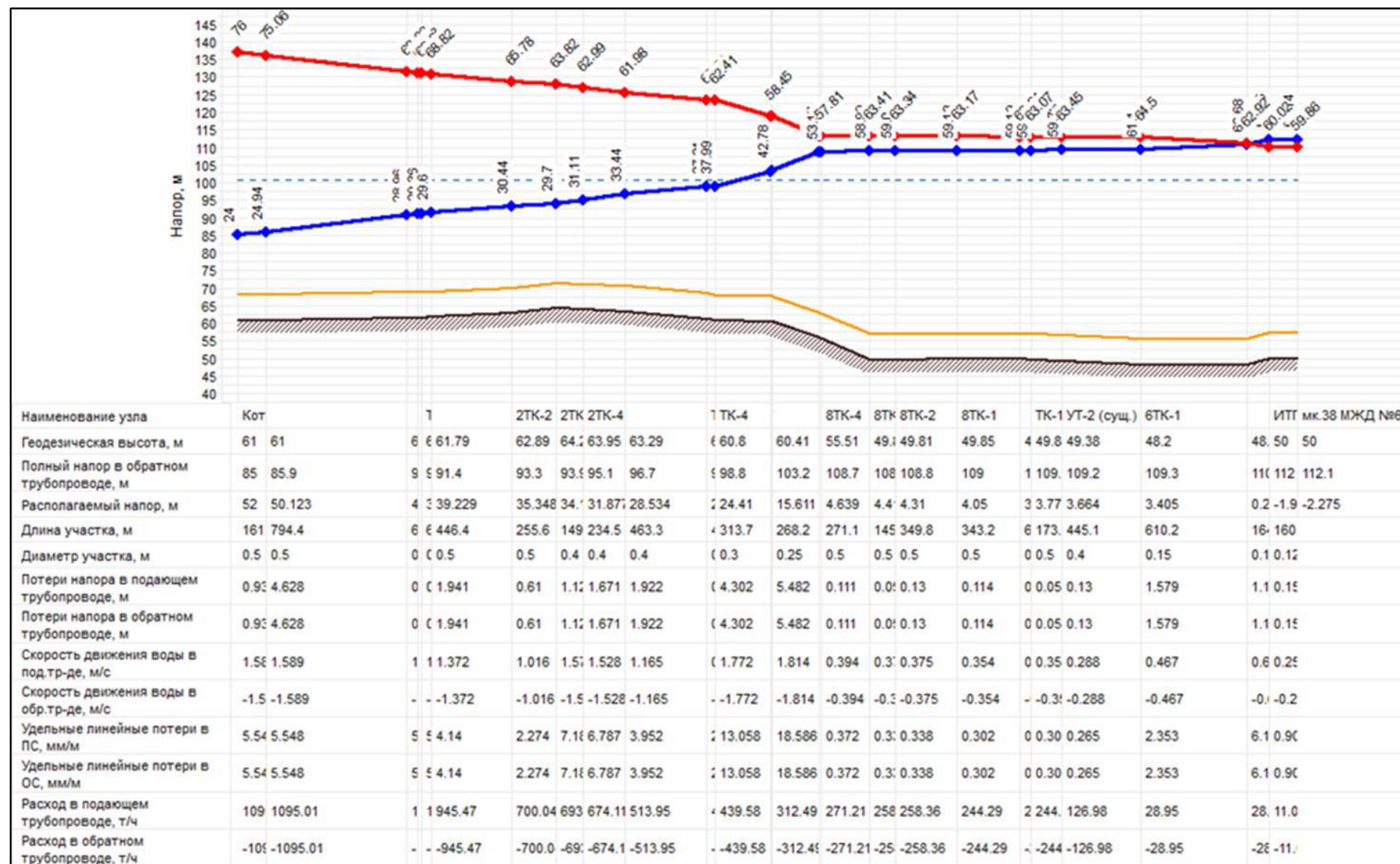


Рисунок 7.49 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС)

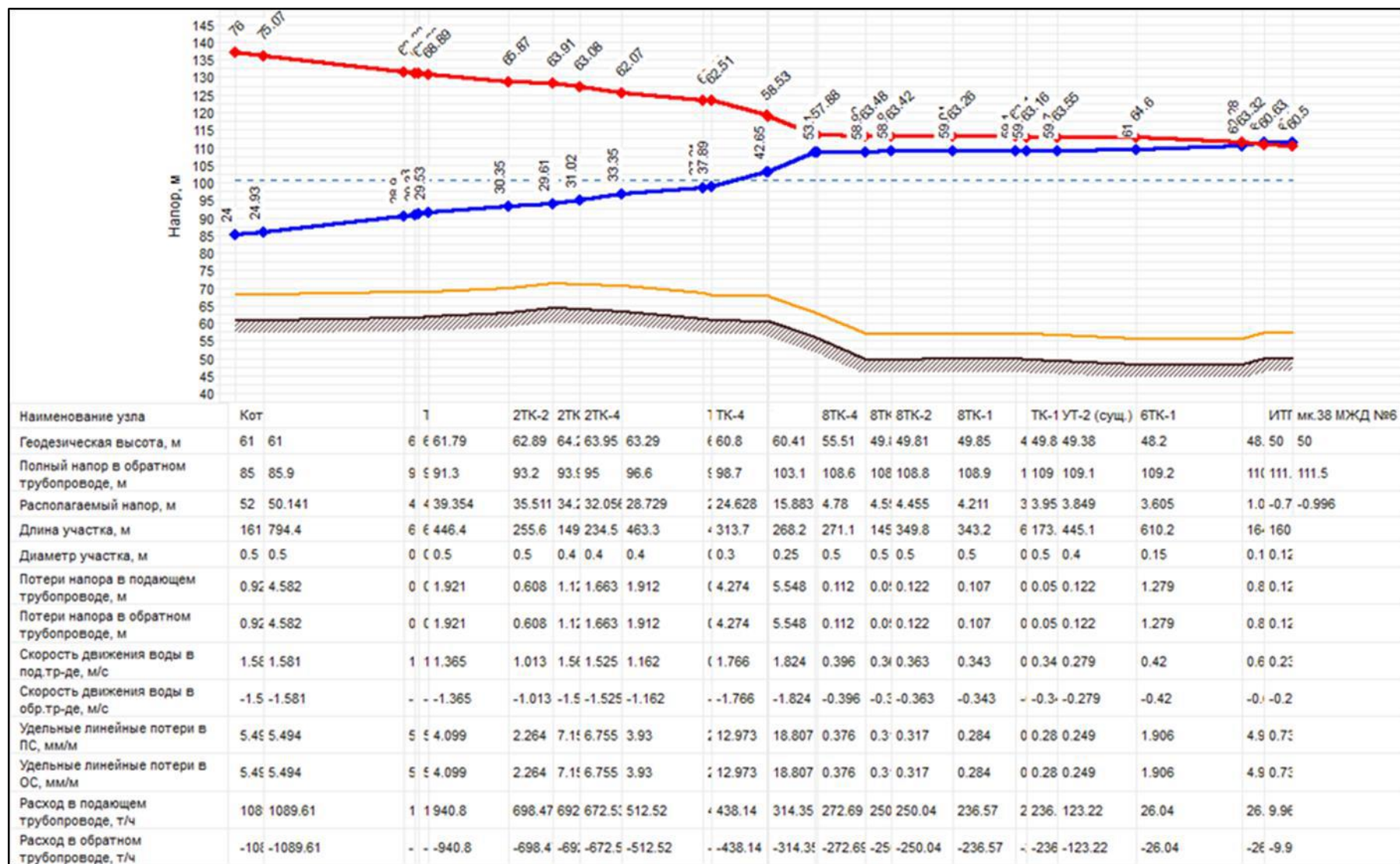


Рисунок 7.50 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, отопления и вентиляции до уровня аварийной брони

Как видно, с учетом введения 2-х этапов ограничений теплоснабжения, устойчивый гидравлический режим невозможен, что подтверждается недостаточностью располагаемых напоров у конечных потребителей.

Выводы:

Полученные результаты не могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются недостаточные располагаемые напоры (значения не превышают 3 м. вод. ст., что является недостаточным для качественного и надежного теплоснабжения).

Положительный результат возможен только для объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

- потребителей от тепломагистральной котельной №14 (без ограничений);
- потребителей мкр.40 -зоны теплоснабжения от тепломагистральной котельной К-45 (без ограничений).

Для обеспечения возможности работы систем теплоснабжения в аварийном режиме целесообразно выполнить следующие мероприятия:

- реконструкцию участка тепловой сети 2Ду300 от ТК-4 до ТК-5 с увеличением условного прохода до 2Ду400, протяженностью 313 м;
- реконструкцию участка тепловой сети 2Ду250 от ТК-5 до 8ТК-5 с увеличением условного прохода до 2Ду400, протяженностью 268 м.

На рисунке ниже.6 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима, после выполнения мероприятий.

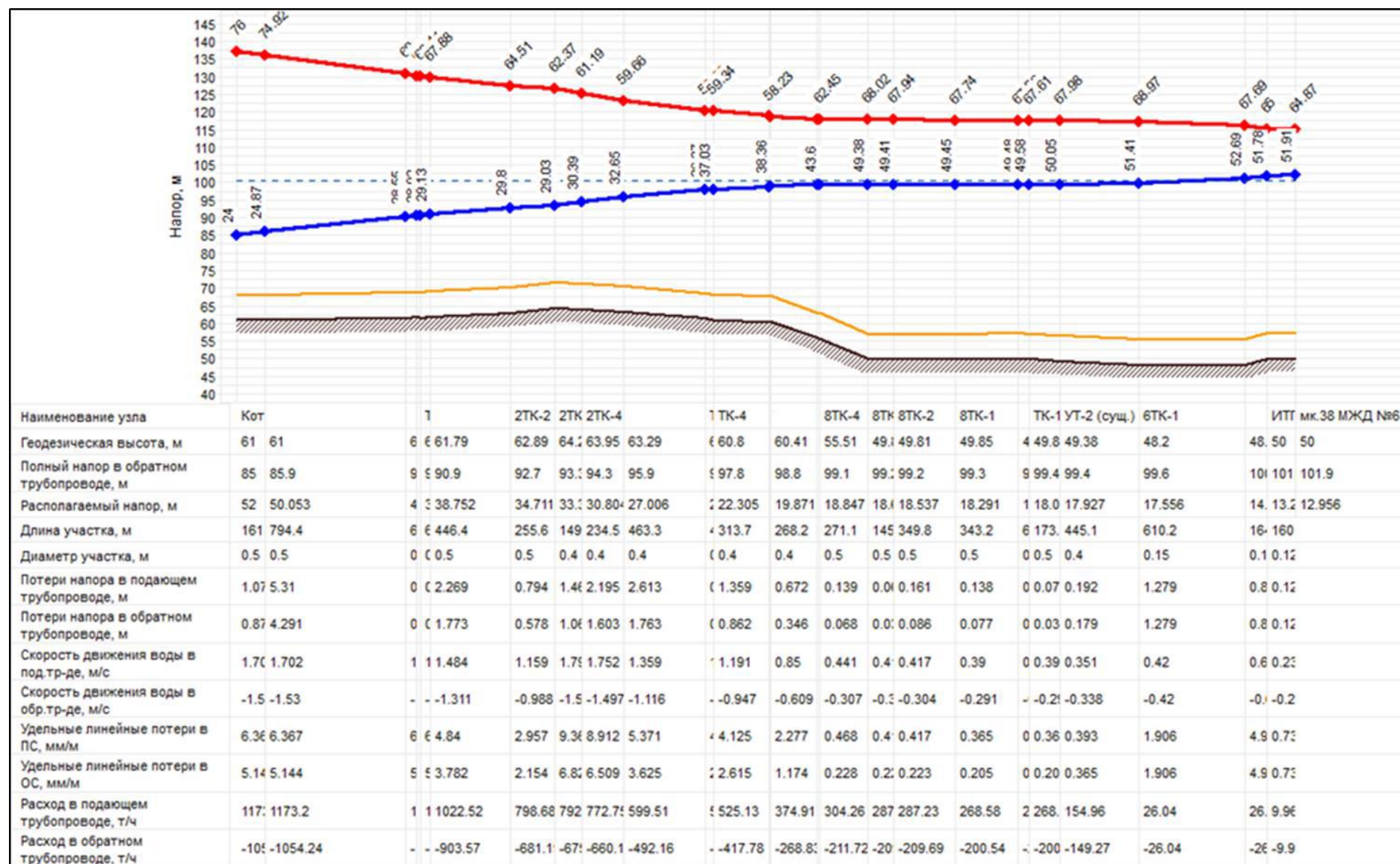


Рисунок 7.51 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (после выполнения мероприятий)

7.5.2.Отказ Котельной №14 СГМУП «ГТС»

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – отказ теплоисточника котельной №14, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

-потребителей от тепломагистрали котельной К-45;

-потребителей от тепломагистрали котельной №14(ГТС), теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через перемычку 2Ду250 по ул. Ивана Шидловского (в ТК-5–ТК-5А), путь теплоносителя представлен на рисунке ниже.1.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Установленная тепловая мощность котельной К-45 составляет 60,0 Гкал/ч, присоединенная нагрузка потребителей с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях составляет 100,98 Гкал/ч.

Таким образом, работа К-45 на объединенную зону действия в полном объеме невозможна. На рисунке ниже.7 представлен баланс тепловой мощности при отказе котельной №14.

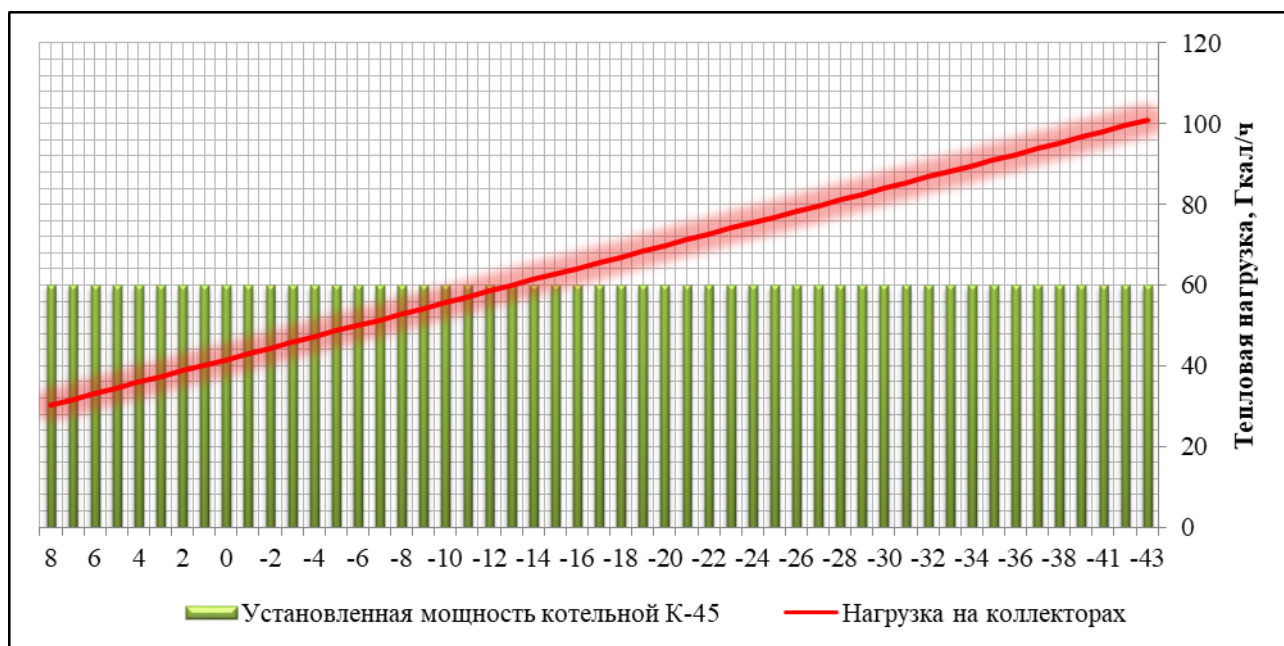


Рисунок 7.52 – Максимальная нагрузка объединенной системы теплоснабжения

Как видно, работа К-45 на существующую зону без ограничения теплоснабжения потребителей возможна только при температуре наружного воздуха более -13°С.

На рисунке ниже.8 представлен баланс тепловой мощности в модифицированной зоне К-45 при следующих условиях:

отключение нагрузки ГВС (1 этап утвержденного графика ограничений);

снижение нагрузки отопления и вентиляции согласно 2 этапу утвержденного графика ограничений.

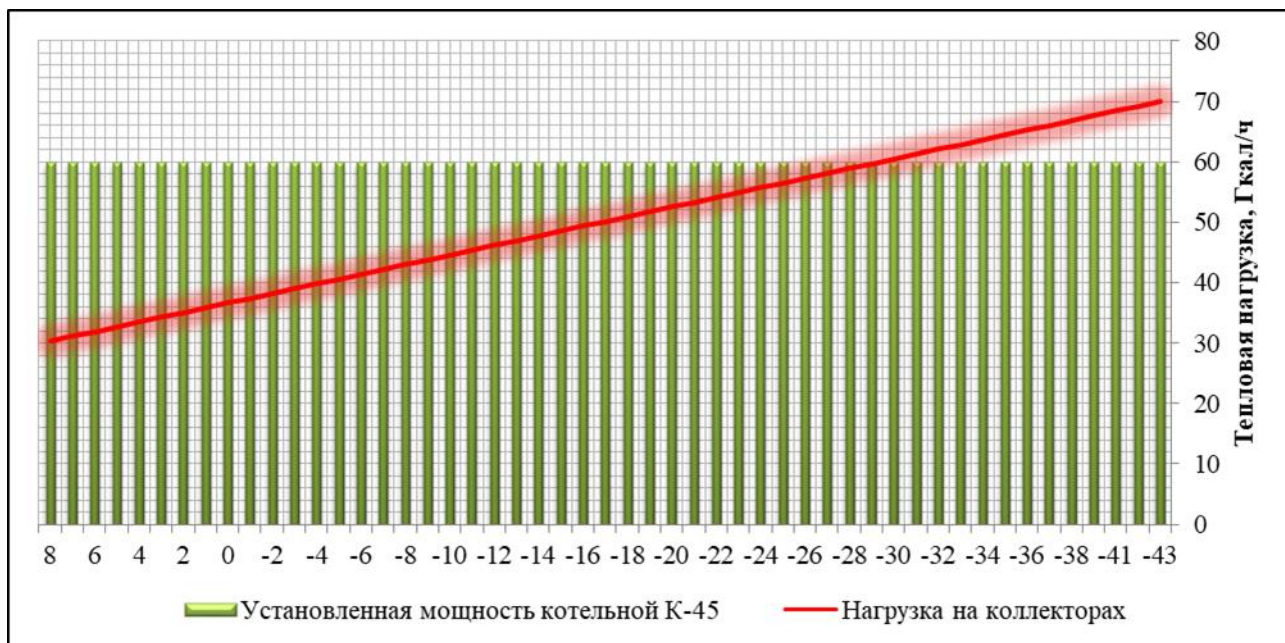


Рисунок 7.53 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне К-45 при введении 1, 2 этапов ограничений

Как видно, существующая мощность К-45 не позволяет покрывать нагрузку в указанной зоне без ГВС и с частичным ограничением нагрузок отопления и вентиляции при температурах наружного воздуха менее -30°C .

Следовательно, условия аварийной брони при расчетных температурах наружного воздуха невыполнимы.

Для снижения тепловой нагрузки в зоне действия котельной №14 предлагается переключение потребителей ЦТП-82 ($Q_{\text{подкл.}} = 9,24$ Гкал/ч.) на зону котельной №13.

Переключение потребителей ЦТП-82 на теплоснабжение котельной №13 (модифицированная зона теплоснабжения котельной №13 представлена на рисунке ниже.9) организуется за счет:

- открытия действующей перемычки 2Ду400 по ул. Западная;
- закрытия участка 2ТК1 – 2ТК2 по ул. Привокзальная.

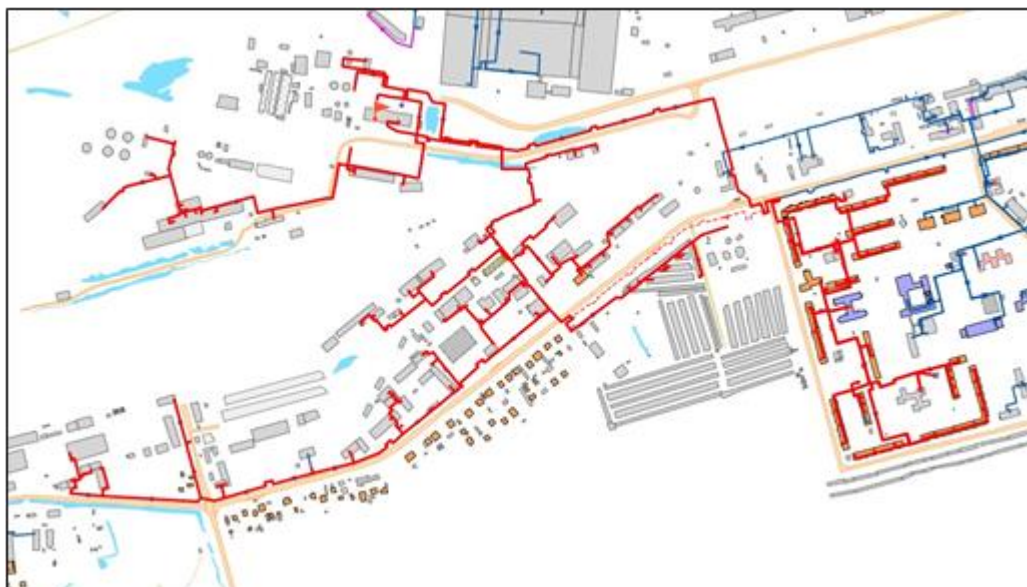


Рисунок 7.54 – Модифицированная зона действия котельной №13, при аварии на котельной №14

При указанных условиях выполнено моделирование аварийного гидравлического режима.

На рисунке ниже.10 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной К-45 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, отопления и вентиляции до уровня аварийной брони).

На рисунке ниже.10 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной №13 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

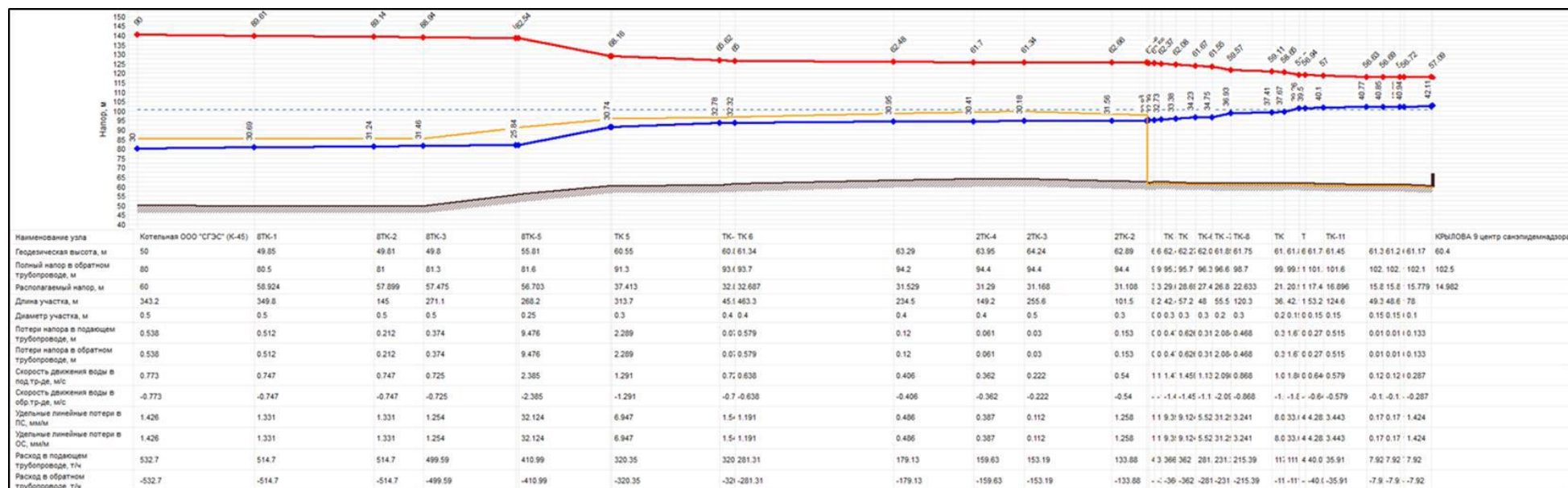


Рисунок 7.55 – Пьезометрический график от котельной К-45 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, отопления и вентиляции до уровня аварийной брони)

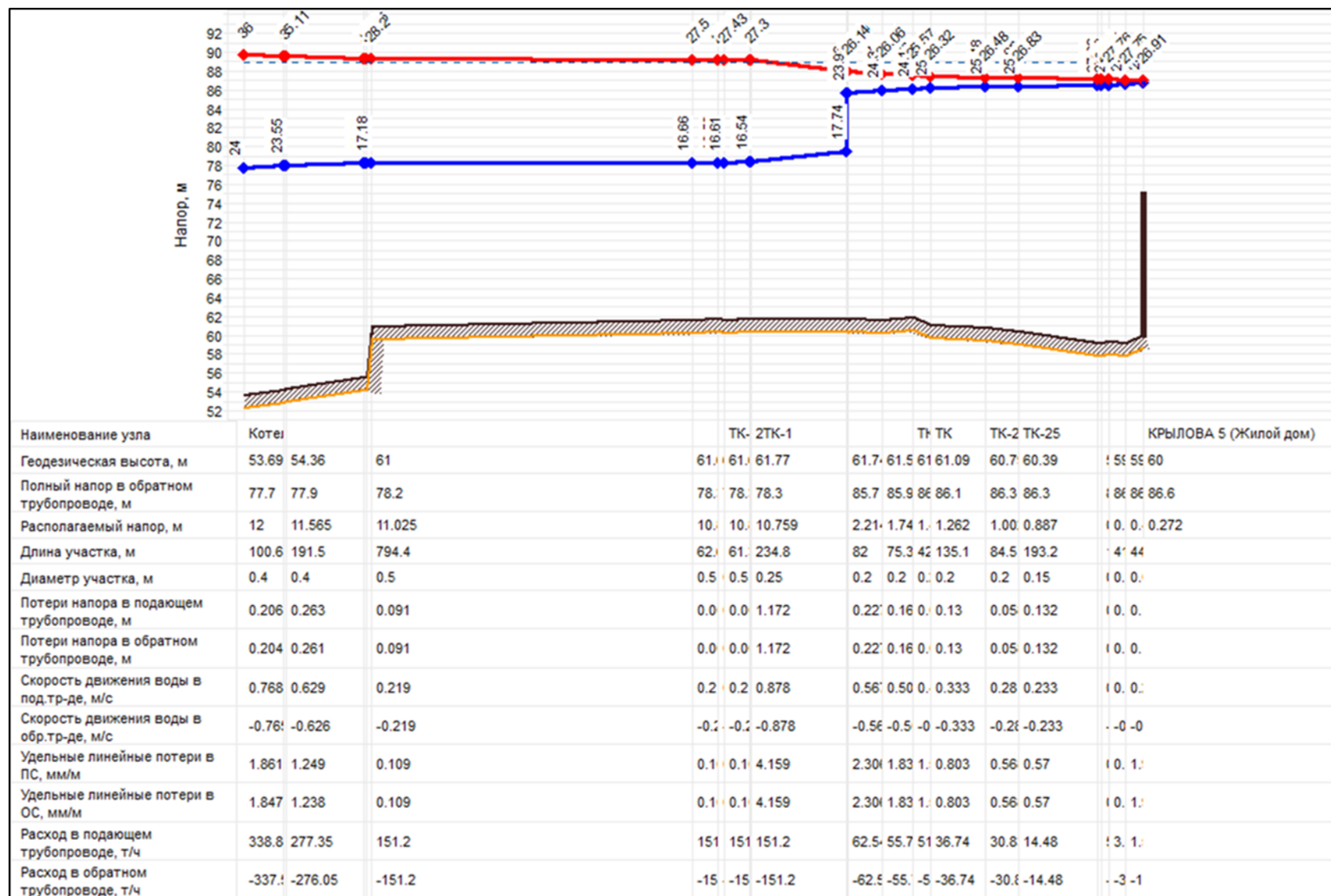


Рисунок 7.56 – Пьезометрический график от котельной №13 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)

Как видно на рисунке ниже.11, устойчивый гидравлический режим невозможен, что подтверждается недостаточностью располагаемых напоров у конечных потребителей, вследствие недостатка располагаемого напора на выходе из источника.

На рисунке ниже.12 представлен баланс тепловой мощности при следующих условиях:

- отключение нагрузки ГВС (1 этап утвержденного графика ограничений);
- отключение нагрузки вентиляции и снижение нагрузки отопления на 20%.

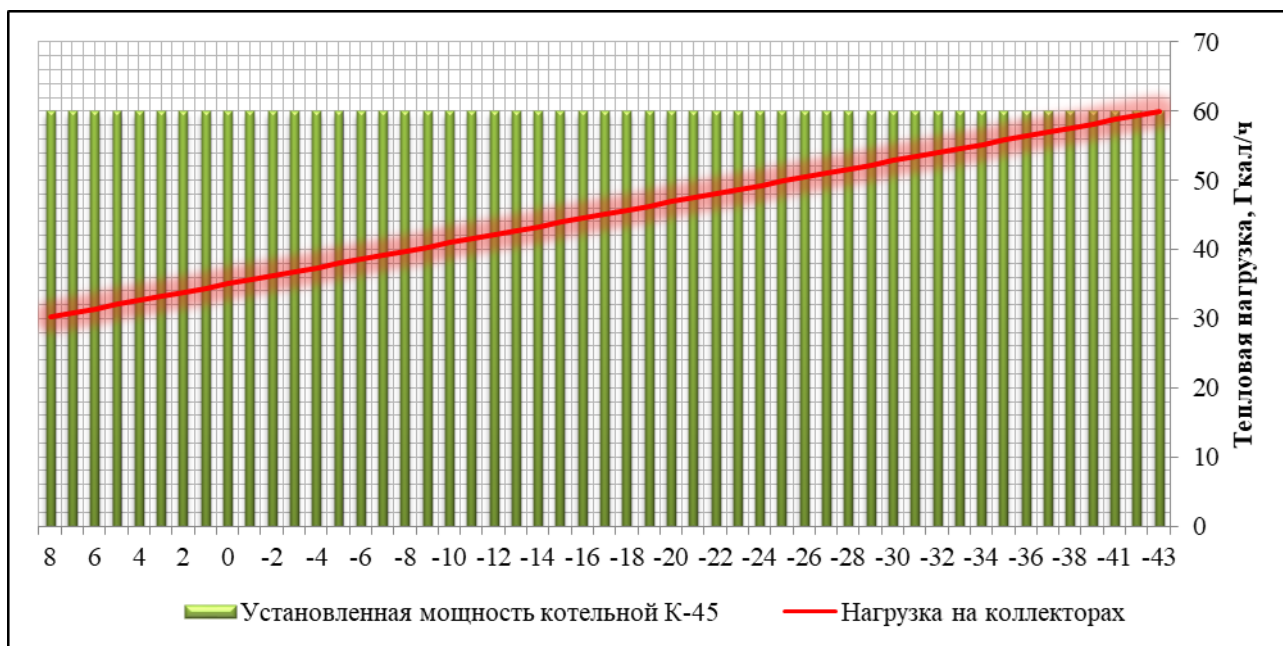


Рисунок 7.57 – Баланс тепловой мощности в модифицированной зоне К-45 (с отключением ГВС, вентиляции и снижением отопительной нагрузки на 20%)

Как видно, без учета вентиляции, ГВС потребителей, и снижении отопительной нагрузки на 20% (с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях), котельная К-45 способна покрывать оставшуюся нагрузку потребителей.

При указанных условиях выполнено моделирование аварийного гидравлического режима.

На рисунке ниже.13 представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной К-45 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

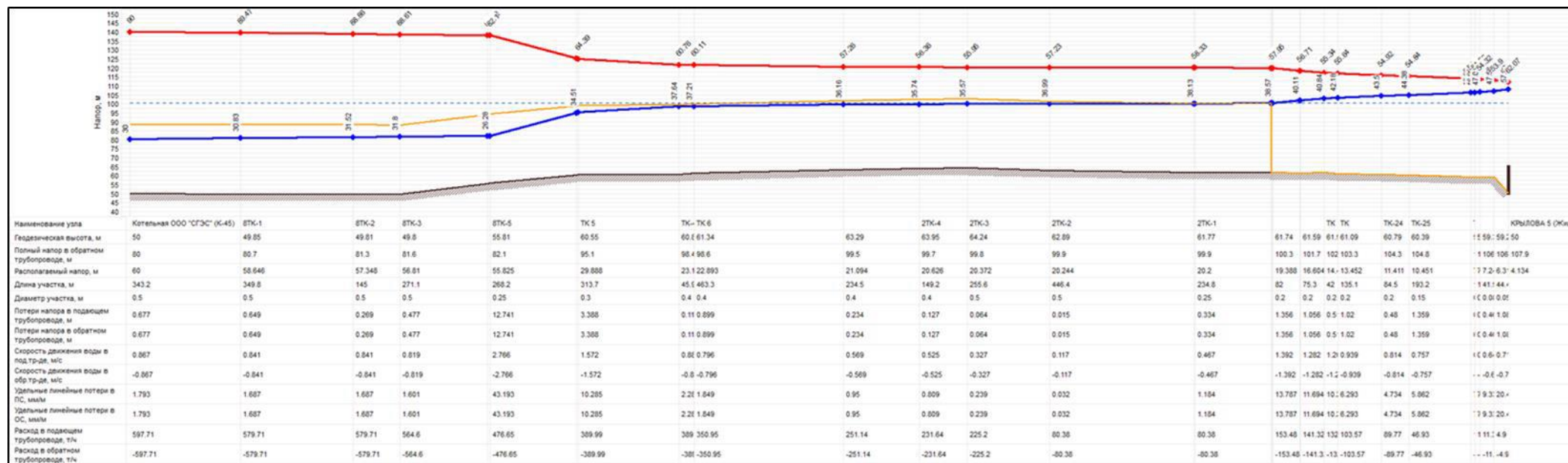


Рисунок 7.58 – Пьезометрический график от котельной К-45 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (с отключением ГВС, вентиляции и снижением отопительной нагрузки на 20%)

Выводы:

Полученные результаты могут считаться условно положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные напоры (3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения.

На основании изложенного, для обеспечения возможности теплоснабжения при отказе котельной №14 или «головного» участка тепломагистрали, при стоянии расчетных температур наружного воздуха, предлагается следующий порядок и последовательность введения ограничений:

1этап – отключение горячего водоснабжения (подогревателей на ЦТП, в подвалах жилых и производственных зданий);

2этап – снижение нагрузки отопления и вентиляции согласно 2 этапу утвержденного графика ограничений;

3этап – отключения, предусмотренные 1, 2 этапами + отключение систем вентиляции.

7.5.3.Отказ Котельной №13 СГМУП «ГТС»

Для моделирования аварийных режимов рассматривается следующее условие – отказ теплоисточника котельной №13, при стоянии расчетной температуры наружного воздуха. Необходимо определить возможность покрытия тепловой нагрузки объединенной зоны теплоснабжения, включающей:

-потребителей от тепломагистрали котельной №14 (ГТС);

-потребителей от тепломагистрали котельной №13 (ГТС), теплоснабжение которых происходит по резервной схеме – через действующую перемычку 2Ду400.

Решения об аварийном распределении тепловой нагрузки между источниками тепловой энергии, входящими в состав СЦТ определяются с учетом оценки тепловых балансов по объединенной системе теплоснабжения.

Модифицированная зона теплоснабжения котельной №14 представлена на рисунке ниже.14.

На рисунке ниже.15 представлена максимальная нагрузка в объединенной системе при отказе теплоисточника Котельной №13 (ГТС) (в расчете участвует среднечасовая нагрузка ГВС). Покрывается за счет котельной №14.

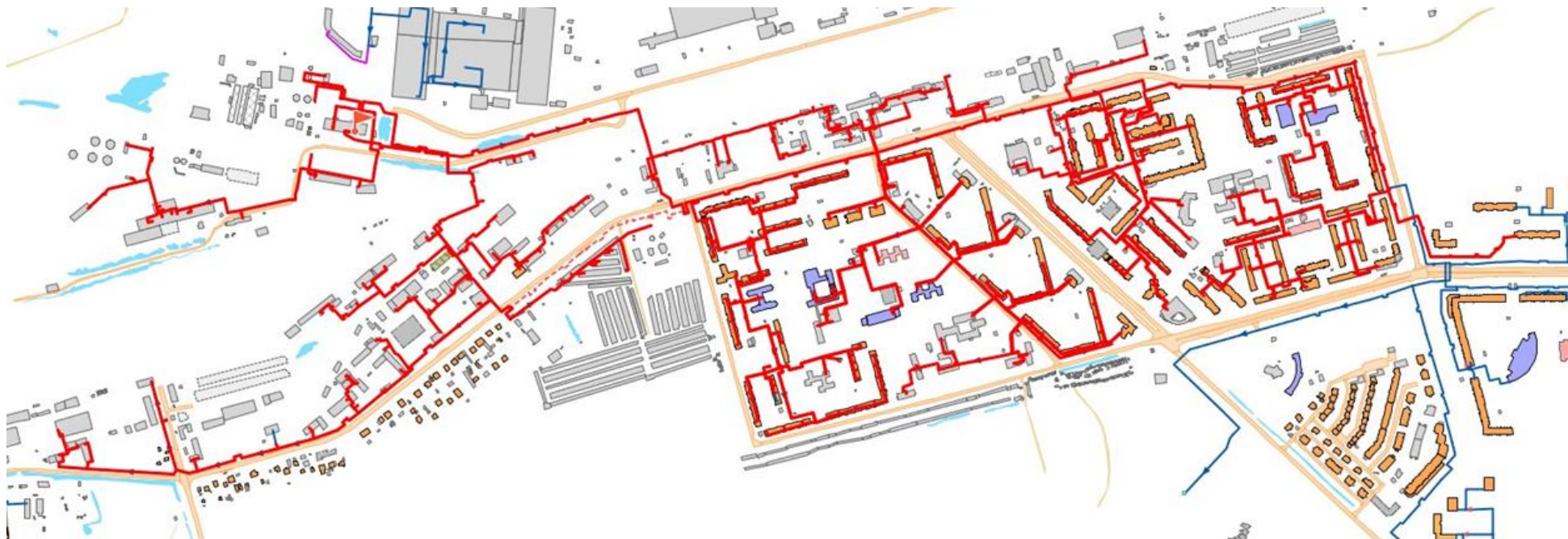


Рисунок 7.59 – Модифицированная зона действия котельной №14, при аварии на котельной №13

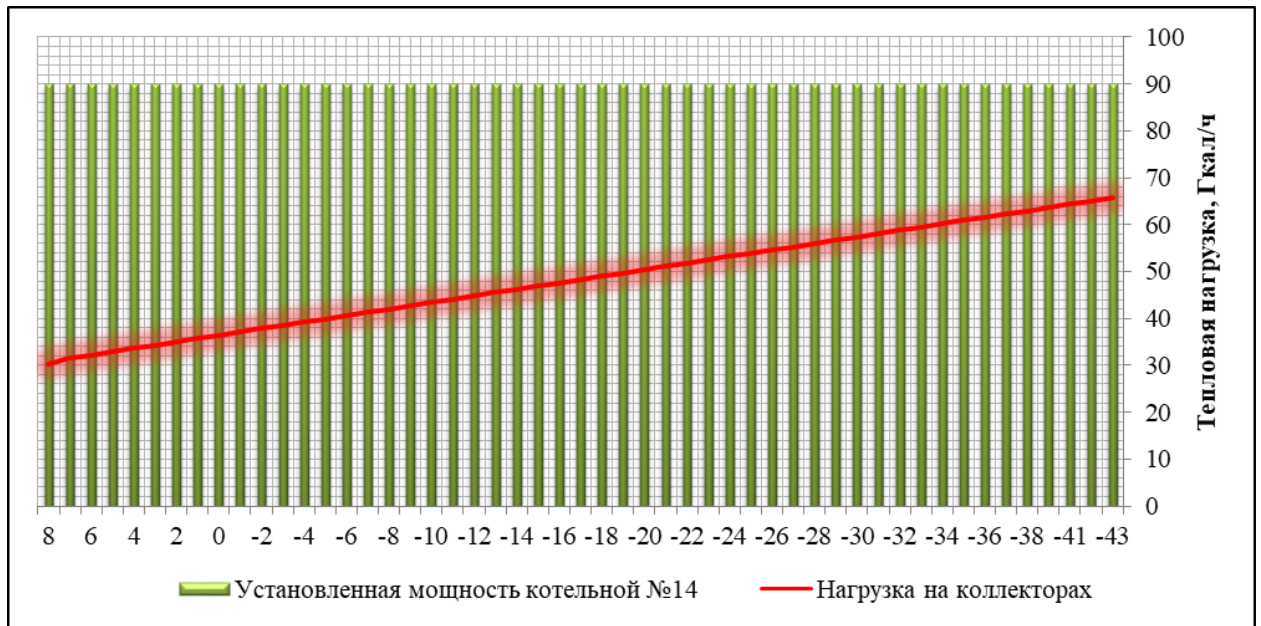


Рисунок 7.60 – Максимальная нагрузка объединенной системы теплоснабжения

Как видно, с точки зрения балансов тепловой мощности, присоединенная нагрузка с учетом потерь тепловой энергии в тепловых сетях может обеспечиваться от котельной №14 в полном объеме.

При указанных условиях выполнено моделирование аварийного гидравлического режима.

На рисунке ниже представлен пьезометрический график передачи теплоносителя от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима.

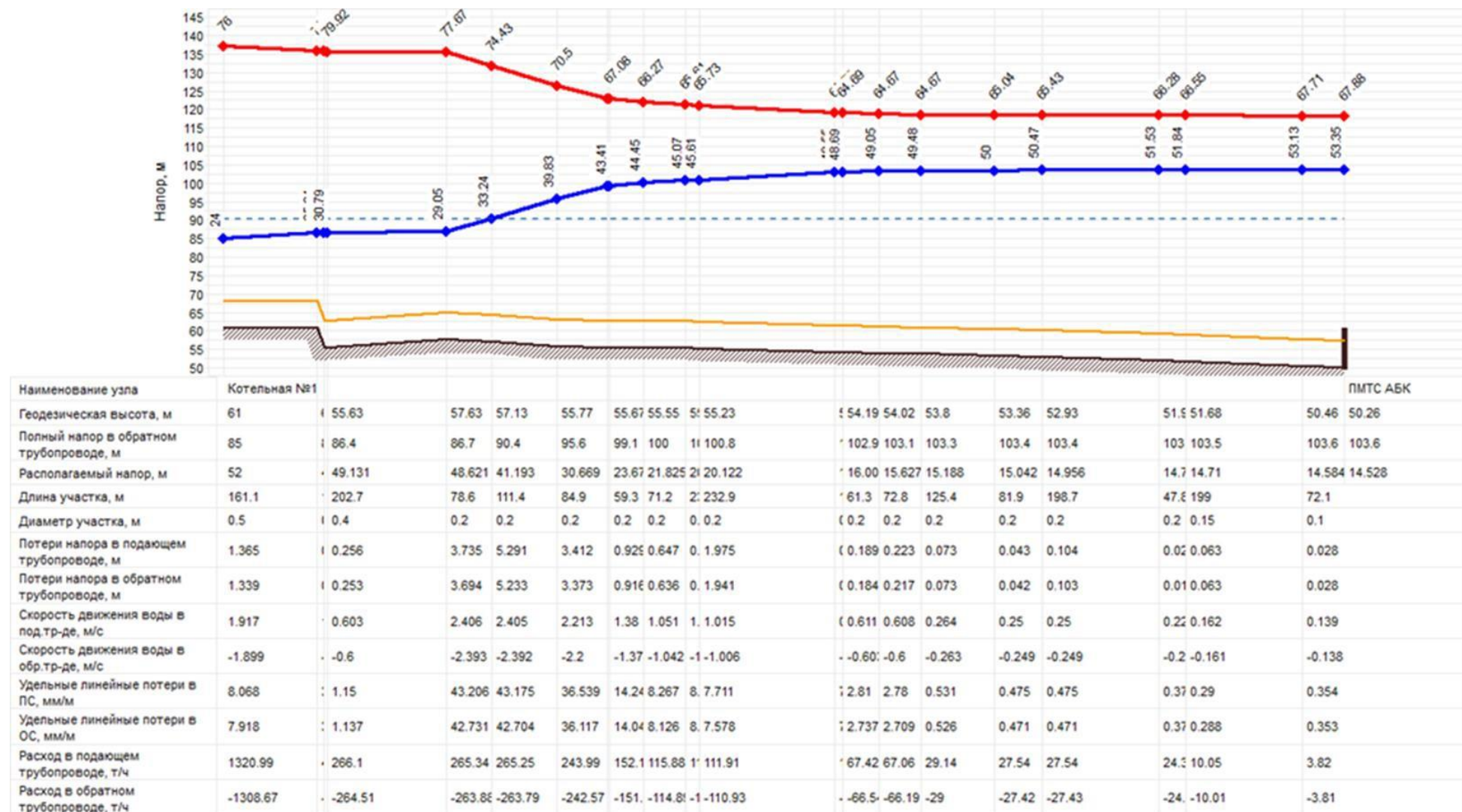


Рисунок 7.61 – Пьезометрический график от котельной №14 до потребителя с наихудшими параметрами гидравлического режима (без ограничений)

Выводы:

Рассмотрен режим работы СЦТ при условии – отказ котельной №13. Полученные результаты могут считаться положительными, т.к. в промежуточных точках и у потребителей с наихудшими гидравлическими параметрами наблюдаются положительные располагаемые напоры (значения превышают 12 м вод. ст. у потребителей с элеваторными узлами подключения и 3 м.вод.ст. для безэлеваторных схем подключения), достаточные для качественного и надежного теплоснабжения.

8. СВОДНАЯ ОЦЕНКА МЕРОПРИЯТИЙ, ТРЕБУЕМЫХ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ/УЛУЧШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ Г. СУРГУТА

На основании расчетных показателей, анализа характеристик действующих систем централизованного теплоснабжения сформированы мероприятия по повышению надежности централизованного теплоснабжения, которые включают в себя:

- замену ненадежных теплопроводов;
- организационно-технические мероприятия по резервированию тепловой нагрузки потребителей, в т. ч.
 - а) резервирование от смежных источников тепловой энергии; б) резервирование от смежных тепломагистралей.

Замена ветхих тепловых сетей в микрорайонах перспективной застройки необходима для повышения надежности работы существующей системы теплоснабжения и обеспечения возможности подключения перспективных потребителей. Мероприятия по замене ветхих сетей способствуют снижению риска возникновения аварий на участках тепловых сетей.

В соответствии с Техническим отчетом «Разработка аварийных режимов и мероприятий для взаимного резервирования источников теплоснабжения СГРЭС-1 и СГРЭС-2 и их зон покрытия при возникновении аварийных ситуаций» №098.2018.001 2018 года были приняты следующие технические решения:

Технические решения по взаимному резервированию теплоисточников СГРЭС- 1 и СГРЭС-2 (применительно к СГРЭС-1).

В связи с необходимостью организации взаимного резервирования теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 на текущий момент, принимается техническое решение:

1).Взаимное резервирование теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 предусмотреть с использованием основного расчетного направления существующей тепломагистрали 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по ул.Энергостроителей.

2).Связь тепломагистрали 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» с СГРЭС-1 организовать через новый автоматизированный узел регулирования №1 между тепломагистралями 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в районе точки пересечения тепломагистралей перед входом на территорию промплощадки СГРЭС-1 со стороны мазутного хозяйства.

3).Новый узел регулирования №1 смонтировать на трубопроводах тепломагистралей 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» находящихся на

балансе ООО «СГЭС», в пределах существующих землеотводов, надземной прокладкой, с использованием существующих скользящих и неподвижных опор.

4). Выбранное основное технологическое оборудование нового узла регулирования

№1 (шаровые краны, дисковые регулирующие затворы, расходомеры, датчики давления и электроприводы) должно быть низкотемпературного исполнения (до минус 600С) с классом защиты не хуже IP68(67), т.е. предназначенное для установки на открытом воздухе (под навесами) и не требующее строительства отдельного павильона. Управление оборудованием предусмотреть дистанционно (с рабочего места начальника смены ПКТС) и по месту (для оперативного персонала цеха №7, например при проведении переключений).

5). Установку шкафов автоматики для нового узла регулирования №1 предусмотреть во временном здании (устанавливаемым в непосредственной близости), совместно с оборудованием расходомеров, тепловычислителей и диспетчеризации для нового узла коммерческого учета на тепломагистрали 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС»

Вывод:

Для принятого технического решения по организации автоматизированного узла регулирования №1 со стороны СГРЭС-1:

-не требуется дополнительных технических мероприятий по реконструкции

внутреннего тракта сетевой воды станции имеющего требуемый резерв по пропускной способности равный $G_{рез} = (11\ 000 - 7\ 900) = 3\ 100$ т/ч (+39%) достаточный для организации взаимного резервирования;

-не требуется изменения существующего подключения трубопроводов тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона» в главном корпусе станции (сохраняется существующая перемычка прогрева d89x3,5 мм);

-не требуется установка дополнительных расходомеров на существующем обратном трубопроводе 1d820x9,0 мм и подающем трубопроводе 1d530x8,0 мм перед главным корпусом станции, т.к. они будут использоваться только в режиме прогрева.

Технические решения по взаимному резервированию теплоисточников СГРЭС- 1 и СГРЭС-2 (применительно к СГРЭС-2).

Для организации взаимного резервирования теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 принимается техническое решение для реализации следующего варианта:

1). Взаимное резервирование теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 предусмотреть с использованием основного расчетного направления существующей тепломагистральной 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по ул. Энергостроителей.

2). Организация нового узла регулирования №1 на трубопроводах тепломагистралей 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в районе СГРЭС-1.

3). В связи с подключением подающего трубопровода d820x9,0 мм тепломагистральной «СГРЭС-2 – Промзона» к общестанционному подающему коллектору с рабочим давлением равным не более 7,0...8,0 кгс/см² (т.е. до повысительных насосов в группе ПНС-6...ПНС-13) организация взаимного резервирования с использованием существующей схемы конфигурации трубопроводов – не возможна.

4). На основании этого организация схемы взаимного резервирования теплоисточников СГРЭС-1 и СГРЭС-2 с использованием основного расчетного направления существующей тепломагистральной 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по ул. Энергостроителей предусматривается за счет строительства нового автоматизированного узла регулирования №2 между тепломагистралями 2d1020x10,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в районе точки пересечения тепломагистралей (за зданием АНО ДПО «Учебный центр «Профессионал», ул. Энергостроителей, 21).

5). Новый узел регулирования №2 смонтировать на существующих эстакадах трубопроводов тепломагистралей 2d1020x12,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и 2d820x9,0 мм

«СГРЭС-2 – Промзона» находящихся на балансе ООО «СГЭС», в пределах существующих землеотводов, воздушной прокладкой, с использованием существующих скользящих и неподвижных опор.

б). Выбранное основное технологическое оборудование нового узла регулирования

№1 (шаровые краны, дисковые регулирующие затворы, расходомеры, датчики давления и электроприводы) должно быть низкотемпературного исполнения (до минус 600С) с классом защиты не хуже IP68(67), т.е. предназначенное для установки на открытом воздухе (под навесами) и не требующее строительства отдельного павильона. Управление оборудованием предусмотреть дистанционно (с рабочего места начальника смены ПКТС) и по месту (для оперативного персонала цеха №7, например при проведении переключений).

7). Установку шкафов автоматики для нового узла регулирования №2 предусмотреть во временном здании (устанавливаемым в непосредственной близости) или в существующем

павильоне П-1, совместно с оборудованием расходомеров, тепловычислителей и диспетчеризации для нового узла коммерческого учета на тепломагистрале 2d1020x10,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР»

Выводы:

Для принятого технического решения по организации автоматизированного узла регулирования №2 со стороны СГРЭС-2:

-не требуется дополнительных технических мероприятий по реконструкции внутреннего тракта сетевой воды станции имеющего требуемый резерв по пропускной способности равный $G_{рез} = (5\,130 - 3\,250) = 1\,890$ т/ч (+37%) достаточный для организации взаимного резервирования;

-не требуется реконструкции и изменения существующего подключения трубопроводов тепломагистрале 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в главном корпусе станции;

-для обеспечения возможности регулирования давления в подающем трубопроводе тепломагистрале 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» (дисковым поворотным затвором Hogfors DN350, PN25, Kv = 5 600 м³/ч, смонтированным в главном корпусе СГРЭС-2) на выходе из главного корпуса станции для потребителей (АТЦ и ГРС-5) в составе нового узла регулирования предусматривается организация двух циркуляционных перемычек DN50(80) из подающего трубопровода тепломагистрале 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в обратный трубопровод 2d1020x10,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» и в обратный трубопровод тепломагистрале 2d820x9,0 мм «СГРЭС-2 – Промзона» (через регулятор температуры прямого действия).

Техническое решение по взаимному резервированию тепломагистралей

«СГРЭС-1 – ПКТС» и «СГРЭС-2 – ВЖР».

Для организации взаимного резервирования тепломагистралей 2Ду1200/1000 мм

«СГРЭС-1 – ПКТС» и 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» принимается техническое решение для реализации следующего варианта:

1). Взаимное резервирование тепломагистралей 2Ду1200/1000 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и 2Ду1000/800 мм «СГРЭС-2 – ВЖР» предусмотреть за счет строительства новой резервирующей перемычки 2d820x9,0 мм с автоматизированным узлом регулирования №3 между тепломагистралями в районе кольца ГРЭС:

-точка подключения к трубопроводам тепломагистрале 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС»: в районе неподвижной опоры НО-16 (вариант 1) или НО-15 (вариант 2) по ул.

Электротехническая);

-точка подключения к трубопроводам тепломагистрали 2d1020x10,0 мм «СГРЭС-2 – ВЖР»: в районе неподвижной опоры НО-25 перед павильоном П-3.

Выбор вариантов 1 или 2 для точек подключения к трубопроводам тепломагистрали 2d1220x12,0 мм «СГРЭС-1 – ПКТС» и непосредственно схемы прокладки трубопроводов резервирующей перемычки во многом зависят от ведущегося в настоящее время проектирования двухуровневой развязки автомобильных дорог в районе кольца ГРЭС.

Длина трубопроводов 2d820x9,0 мм резервирующей перемычки тепломагистралей

«СГРЭС-1 – ПКТС» и «СГРЭС-2 – ВЖР» в зависимости от выбранного варианта для точки подключения и трассировки может составить от 280 до 430 м.

2). Организация нового узла регулирования №3 на трубопроводах резервирующей перемычки 2d820x9,0 мм тепломагистралей «СГРЭС-1 – ПКТС» и «СГРЭС-2 – ВЖР» предусматривается на территории существующей перекачивающей насосной станции ПНС. 3). Выбранное основное технологическое оборудование нового узла регулирования

№3 (шаровые краны, дисковые регулирующие затворы, расходомеры, датчики давления и электроприводы) должно быть низкотемпературного исполнения (до минус 600С) с классом защиты не хуже IP68(67), т.е. предназначенное для установки на открытом воздухе (под навесами) и не требующее строительства отдельного павильона. Управление оборудованием предусмотреть дистанционно (с рабочего места начальника смены ПКТС) и по месту (для оперативного персонала цеха №7, например при проведении переключений).

4). Установку шкафов автоматики для нового узла регулирования №3 предусмотреть в помещении существующей насосной станции ПНС.

Вывод:

Для принятого технического решения по организации автоматизированного узла регулирования №2 со стороны СГРЭС-1 и СГРЭС-2:

-не требуется дополнительных технических мероприятий по реконструкции внутренних трактов сетевой воды станций имеющих требуемые резервы по пропускной способности достаточные для организации взаимного резервирования;

-не требуется изменения существующего подключения трубопроводов тепломагистрали «СГРЭС-2 – Промзона» в главном корпусе станции (сохраняется существующая перемычка прогрева d89x3,5 мм);

2). Теплоисточнику СГРЭС-2 выполнить увеличение верхних пределов измерения для

двулучевых ультразвуковых расходомеров типа UFM 500 фирмы ООО «Кроне- Автоматика» (г. Самара) смонтированных на выводах тепломагистралей 2Ду1000/800 мм

«СГРЭС-2 – ВЖР» и 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» в связи с увеличением расходов при вводе в эксплуатацию схемы резервирования теплоисточников.

Требуемые новые верхние пределы измерения объемного расхода расходомеров UFM 500 (назначаются программно):

- вывод тепломагистрالی «СГРЭС-2 – ВЖР», расходомеры DN500 - 7600 м³/ч;

- вывод тепломагистрالی «СГРЭС-2 – Промзона», расходомеры DN400 - 4800 м³/ч.

Повышение надежности трубопроводов тепломагистрالی 2Ду800 мм «СГРЭС-2

– Промзона» на территории промплощадки Сургутской ГРЭС-1.

1.В связи с выработкой нормативного срока службы трубопроводами тепломагистрالی «Промзона» (более 25 лет) проложенными по территории промплощадки СГРЭС-1 и в главном корпусе станции рекомендуется проведение технической экспертизы состояния трубопроводов.

2.При отрицательных результатах технической экспертизы состояния трубопроводов следует запланировать замену

- обратного трубопровода 1d820x9,0 мм от до наружной ограды промплощадки до общего всасывающего коллектора d1020x10,0 мм группы насосов ТНЗ;

- подающего трубопровода 1d530x8,0 мм от до наружной ограды промплощадки до общего напорного коллектора d1020x10,0 мм группы насосов ТНП.

Данные мероприятия целесообразно выполнить в рамках реализации реконструкции теплофикационного комплекса СГРЭС-1

Повышение надежности трубопроводов основного расчетного направления тепломагистрالی 2Ду800 мм «СГРЭС-2 – Промзона» по ул.Энергостроителей

1).Для обеспечения требуемой надежности работы трубопроводов основного расчетного направления тепломагистрالی 2Ду800 мм между СГРЭС-1 и СГРЭС-2 по ул. Энергостроителей требуется:

- проведение технической экспертизы состояния трубопроводов основного расчетного направления тепломагистрالی 2Ду800 мм между СГРЭС-1 и СГРЭС-2 по ул. Энергостроителей;

- проведение гидравлических испытаний трубопроводов тепломагистрالی 2Ду800 мм

«СГРЭС-2 – Промзона» для основного расчетного направления тепломагистрالی

2Ду800 мм между СГРЭС-1 и СГРЭС-2 по ул. Энергостроителей (с перекрытием арматуры на 10 ответвлениях с установкой заглушек или открытием дренажей на трубопроводах ответвлений) на давление $R_{исп} = 1,25 \cdot P_p = (1,25 \cdot 16,0) = 20,0$ кгс/см².

2). При отрицательных результатах технической экспертизы состояния трубопроводов или результатов гидравлических испытаний:

-выполнить перекладку трубопроводов основного расчетного направления тепломагистрали 2Ду800 мм между СГРЭС-1 и СГРЭС-2 по ул. Энергостроителей.

По состоянию на 2018 год службы трубопроводов тепломагистрали 2Ду800 мм

«СГРЭС-2 – Промзона» составил 33 года, при нормативном сроке службы 25 лет (ввод тепломагистрали в эксплуатацию был выполнен в 1985 году).

8.1 Оценка требуемых объемов мероприятий по повышению надежности теплоснабжения

Сводный перечень мероприятий по повышению надежности централизованного теплоснабжения представлен в таблице ниже.

При этом следует выделить 3 характерные группы мероприятий:

1) Обязательные мероприятия по перекладке ненадежных и ветхих участков тепловых сетей;

2) Обязательные мероприятия по резервированию тепловой нагрузки существующих и перспективных потребителей;

3) Необязательные мероприятия по резервированию тепловой нагрузки существующих и перспективных потребителей.

Реализация 1 и 2 группы мероприятий является необходимой для условия сохранения (улучшения надежности теплоснабжения потребителей)

Реализация 3 группы мероприятий не является обязательной, т.к. без учета данных мероприятий нормативная надежность теплоснабжения будет выдерживаться. Однако реализация рассматриваемых мероприятий позволит улучшить надежность теплоснабжения потребителей. В данную группу входят мероприятия, реализация которых в перспективе будет затруднена по следующим причинам:

1) Ведомственная разобщенность объединяемых систем для повышения надежности. Неопределенность организации, уполномоченной на эксплуатацию резервирующей перемычки.

2) Неопределенность в источниках финансирования работ по объединению систем

теплоснабжения.

Мероприятия по резервированию источников СГРЭС-1, СГРЭС-2 представлены в таблице ниже.