Закрытое Акционерное Общество

«И В Э Н Е Р Г О С Е Р В И С»

Юр. адрес: 153002, г. Иваново, ул. Шестернина, д. 3, Тел/факс: (4932) 37-22-02
ИНН 3731028511, КПП 370201001, ОГРН 1033700079951
ОКПО 44753410, ОКОНХ 71100
e-mail: office@ivenser.com

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ муниципального образования «город Оренбург» на период до 2033 года

Актуализированная версия на 2019 г.

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Книга 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ муниципального образования «город Оренбург» на период до 2033 года

Актуализированная версия на 2019 г.

Обосновывающие материалы

Глава 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Книга 12. Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

Генеральный директор

ЗАО «Ивэнергосервис»

_____ Е. В. Барочкин

«___» _____ 2019 г.

Оренбург, 2019 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Раздел 1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей 9
1.1. Введение 9
1.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности 10
1.3. Внутренние источники собственных средств 10
1.4. Внешние (привлеченные) источники денежных средств 20
1.5. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов 23
1.6. Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности 25
1.7. Анализ чувствительности проекта 27
1.8. Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия 28
Раздел 2. Структура необходимых инвестиций. 30
2.1. Структура необходимых инвестиций в реализацию мероприятий ЕТО № 1 филиал «Оренбургский» ПАО «Т Плюс» 30
2.2. Структура необходимых инвестиций в реализацию мероприятий по строительству перспективных источников теплоснабжения 43
2.3. Структура необходимых инвестиций в реализацию мероприятий по установке индивидуальных источников теплоснабжения 47
Раздел 3. Инвестиции в строительство источников теплоснабжения для подключения тепловых нагрузок 50
3.1. Проект 002.01.01.037.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 37 50
3.2. Проект 002.01.01.041.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 41 53
3.3. Проект 002.01.01.043.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 43 55
3.4. Проект 002.01.01.046.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 46 57
3.5. Проект 002.01.01.049.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 49 60
3.6. Проект 002.01.01.054.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 54 62
3.7. Проект 002.01.01.037.055. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 55 65
3.8. Проект 002.01.01.057.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 57 67
3.9. Проект 002.01.01.058.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 58 69
3.10. Проект 002.01.01.067.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 67 71
3.11. Проекты 002.02.01.000.000. Обоснование инвестиций в установку крышных котельных 73
Раздел 4. Группа проектов 002.01.01.000.000 «Сакмарская ТЭЦ». Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, находящихся в собственности Оренбургского филиала ПАО «Т Плюс» 76
4.1. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции ВПУ Сакмарской ТЭЦ с целью увеличения располагаемой производительности до 800 $м^3$/ч 76
4.2. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции ВПУ Сакмарской ТЭЦ с целью увеличения располагаемой производительности до 900 $м^3$/ч 76
4.3. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 2 в связи с неудовлетворительной работой система «СИВОК», установленной на ТА ст. № 2 76
4.4. Проект 002.01.01.001.001. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 6 в связи с неудовлетворительной работой система «СИВОК», установленной на ТА ст. № 6 77
4.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению конденсатопровода от ПБ ТА ст.№ 3 до общестанционного коллектора ТЭЦ путем замены существующего конденсатопровода от ПБ ТА ст. № 3 на конденсатопровод большего диаметра 80

4.6. Проект 002.01.01.001.002. Обоснование инвестиций в мероприятия по организации подачи пара от коллектора 13 ата через РОУ 13/2,5 на ПСГ-2 турбоагрегата Т-50-130, ст. № 3 после вывода турбины из эксплуатации 81
4.7. Проект 002.01.01.001.003. Обоснование инвестиций в мероприятия по организации отбора пара 13 ата от ТА-110/120-130 ст. № 5 85
4.8. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению паровой турбины Т-50-130 ст. № 3 88
4.9. Проект 002.01.01.001.004. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению ПЭН ст. № 4 с установкой гидромуфты 89
4.10. Обоснование инвестиций в мероприятия по замене подогревателей ПСВ-500-14-23 (пиковые бойлеры № 1, 2 на ТА ст. № 3) 92
4.11. Проект 002.01.01.001.005. Обоснование инвестиций в мероприятия по установке нового водогрейного котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч 93
4.12. Проект 001.02.01.002.001. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения 96
4.13. Проект 001.02.01.002.002. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению тепломагистрали ТМ-1 на промплощадке СТЭЦ 101
4.14. Проект 001.02.01.002.004. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению магистральных тепловых сетей М5 и М6 от Сакмарской ТЭЦ с выводом из эксплуатации участка магистральной тепловой сети М5 104
4.15. Проект 001.02.01.001.001. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 108
4.16. Проект 001.01.01.002.001. Обоснование инвестиций в мероприятия по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельных «Уральская» и «Чкалова» 114
4.17. Проект 001.01.01.002.002. Обоснование инвестиций в мероприятия по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «4 квартал» 118
4.18. Проект 001.01.01.002.003. Обоснование инвестиций в мероприятия по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «Лесозащитная» и «ФКУ ИК-1» 121
4.19. Проект 001.01.01.002.004. Обоснование инвестиций в мероприятия по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной ЗАО «Хлебопродукт-1» 125
4.20. Проект 001.01.01.002.006. Обоснование инвестиций в мероприятия по переключению на СТЭЦ тепловых нагрузок котельной АО «ПО «Стрела» с выводом из эксплуатации котельной 129
4.21. Проект 001.02.04.001.003. Обоснование инвестиций в мероприятия по модернизации ЦТП (теплообменного и иного оборудования) 133
4.22. Проект 001.02.04.001.004. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению ЦТП 136
4.23. Проект 001.02.04.001.005. Обоснование инвестиций в мероприятия по автоматизации ЦТП и НС 140
4.24. Проект 001.02.01.001.002. Обоснование инвестиций в мероприятия по замене изоляции на магистральных и квартальных тепловых сетях 143
Раздел 5. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения тепловых сетей от котельных с установленной мощностью более 10 Гкал/ч 146
5.1. Проект 001.02.02.001.001. Оренбургская котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 146
5.2. Проект 001.02.02.001.002. Оренбургская котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции трубопроводов сетевой воды для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения 152
5.3. Проект 001.01.02.001.001. Оренбургская котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству БМК мощностью 35 Гкал/ч для передачи на нее подпитки в отопительный периода и летней нагрузки БМК Оренбургская на СТЭЦ 156
5.4. Проект 001.02.02.001.003. Котельные установленной мощностью более 10 Гкал/ч. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 159
5.5. Котельная Карачи. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 166
5.6. Лесозащитная котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 166
5.7. Лесозащитная котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по регулировке системы теплоснабжения 166

5.8. Проект 001.02.02.001.004. Туркестанская котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 166
5.9. Уральская котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 172
5.10. Уральская котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по регулировке системы теплоснабжения 172
5.11. Котельная Чичерина. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 172
5.12. Проект 001.02.02.001.005. Котельная Чкалова. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 173
5.13. Котельная Чкалова. Обоснование инвестиций в мероприятия по регулировке системы теплоснабжения 179
5.14. Котельная Янтарь-92. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции котельной с увеличением теплопроизводительности котельного оборудования 179
5.15. Котельная Янтарь-92. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 179
5.16. Котельная № 5 АО «ПО «Стрела». Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса 179
5.17. Котельная ОАО «Желдорреммаш». Обоснование инвестиций в мероприятия по переключению потребителей котельной Оренбургского ЛРЗ ОАО «Желдорреммаш» к новой БМК....179
5.18. Проект 001.01.02.001.002. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству котельной на ул. Уральская и переключение на нее нагрузок 12-ти котельных....180
5.19. Проект 001.01.02.001.003.Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству новых БМК вместо существующих 184
Раздел 6. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения тепловых сетей от котельных с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч 188
6.1. Проект 001.02.03.001.001. Котельные установленной мощностью менее 10 Гкал/ч. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса....188
6.2. Проект 001.01.03.001.001. Котельные установленной мощностью менее 10 Гкал/ч. Обоснование инвестиций в мероприятия по организации теплоснабжения потребителей удалённых сельских котельных от индивидуальных источников 196
6.3. Проект 001.01.03.001.002. Обоснование инвестиций в мероприятия по укрупнению двух источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс» 202
6.4. Проект 001.01.03.001.003. Обоснование инвестиций в мероприятия по укрупнению трех источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс» 206
6.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по организации схемы теплоснабжения потребителей ОАО «Оренбургский комбикормовый завод» 209
6.6. Проект 001.02.04.001.001. Обоснование инвестиций в мероприятия по устранению перетопов на котельных....209
6.7. Обоснование инвестиций в мероприятия по организации схемы теплоснабжения потребителей ПАО «Оренбургское хлебоприёмное предприятие» 212
6.8. Проект 001.01.03.001.004. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству новых БМК вместо существующих 213
Раздел 7. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для подключения новых потребителей в зонах перспективной застройки г. Оренбург 217
7.1. Проект 001.02.01.003.001. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 1 217
7.2. Проект 001.02.01.003.002.Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в зоне теплоснабжения № 2 221
7.3. Проект 001.02.02.002.003. Котельная АО «ПО «Стрела». Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 3 225
7.4. Проект 001.02.03.002.004. Котельная «Кадетский корпус». Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 4 228
7.5. Проект 001.02.01.003.005. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 5 230

7.6. Проект 001.02.01.003.006. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 6 232
7.7. Проект 001.02.01.003.007. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 7 234
7.8. Проект 001.02.01.003.008. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 8 236
7.9. Проект 001.02.01.003.009. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 9 ..238
7.10. Проект 001.02.01.003.014. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 14 240
7.11. Проект 001.02.02.002.015. Котельная 67-й городок. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 15 243
7.12. Проект 001.02.01.003.017. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 17 246
7.13. Проект 001.02.01.003.020. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 20 249
7.14. Проект 001.02.01.003.024. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 24 252
7.15. Проект 001.02.01.003.027. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 27 254
7.16. Проект 001.02.01.003.028. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 28 256
7.17. Проект 001.02.01.003.029. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 29 259
7.18. Проект 001.02.01.003.030. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 30 262
7.19. Проект 001.02.01.003.031. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 31 264
7.20. Проект 001.02.01.003.032. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 32 267
7.21. Проект 001.02.01.003.034. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 34 271
7.22. Проект 001.02.01.003.037. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 37 274
7.23. Проект 001.02.01.003.039.Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 39 275
7.24. Проект 001.02.01.003.040.Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 40 278
7.25. Проект 001.02.02.002.044. Котельная «Карачи». Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 44 281
7.26. Проект 001.02.01.003.054. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54 284
7.27. Проект 001.02.01.003.056. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 56 287

7.28. Проект 001.02.02.002.057. Котельная «Авиагородок». Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 57 289
7.29. Проект 001.02.01.003.061. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 61 289
7.30. Проект 001.02.01.003.068. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 68 290
7.31. Проект 001.02.01.003.069. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 69 292
Раздел 8. Группа проектов № 003 Индивидуальные источники теплоснабжения 293
8.1. Группа проектов 003.01.00.000 «Индивидуальные источники теплоснабжения» 293
Раздел 9. Обобщенный расчет ценовых последствий мероприятий по модернизации источников тепловой энергии систем теплоснабжения МО город Оренбург в целях повышения качества и надежности теплоснабжения 298
9.1. Изменения в обосновании инвестиций с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности 298
9.2. Затрат на модернизацию схемы теплоснабжения МО г. Оренбург 327
9.3. Источники финансирования запланированных мероприятий 329
Список использованных источников 330
Приложения 332
П1. Сакмарская ТЭЦ. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса и для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения 333
Таблица 0-1 333
Таблица 0-2 335
П.2. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса на котельных с установленной мощностью более 10 Гкал/ч 352
Таблица 0-3 352
Таблица 0-4 357
Таблица 0-5 359
Таблица 0-6 362
Таблица 0-7 363
Таблица 0-8 364
Таблица 0-9 366
Таблица 0-10 367
Таблица 0-11 368
Таблица 0-12 369
Таблица 0-13 370
Таблица 0-14 371
Таблица 0-15 372
Таблица 0-16 373
Таблица 0-17 374
П.3. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса на котельных с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч 377
Таблица 0-18 377
Таблица 0-19 377
Таблица 0-20 378
Таблица 0-21 378
Таблица 0-22 379
Таблица 0-23 380
Таблица 0-24 381
Таблица 0-25 382
Таблица 0-26 383

Таблица 0-27....384
Таблица 0-28....385
Таблица 0-29....386
Таблица 0-30....387
Таблица 0-31....388
Таблица 0-32....389
Таблица 0-33....390
Таблица 0-34....391
Таблица 0-35....392
Таблица 0-36....393
Таблица 0-37....394

Раздел 1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей

1.1. Введение

Повреждаемость тепловых сетей в России постоянно растет. Высоки потери сетевой воды из-за несанкционированного водоразбора и нарушения договорных гидравлических режимов, скрытых повреждений трубопроводов, многократных сбросов воды при аварийных ремонтах и т.п. Тепловые потери в трубопроводах только магистральных сетей через тепловую изоляцию и потери сетевой воды достигают 10 - 11% от произведенной тепловой энергии, а суммарные потери в магистральных и распределительных сетях – 15 - 25% от передаваемой тепловой энергии. Затраты электроэнергии на источниках тепла и в тепловых сетях более чем на 20%-50% превышают технологически обоснованные величины из-за нарушений в режимах работы систем централизованного теплоснабжения, в которых циркулирует примерно в 1,2–1,5 раза больше сетевой воды, чем указано в проектах и предусмотрено договорами теплоснабжения. Задачи снижения потерь тепловой энергии в трубопроводах систем теплоснабжения является одной из самых актуальных.

Для реконструкции и строительства новых трубопроводов рекомендуются к использованию трубы в ППУ-изоляции в бесканальной прокладке.

Трубы ППУ-изоляции представляют собой трехслойную монолитную конструкцию, которая состоит из стальной трубы, теплоизолирующего слоя из пенополиуретана и защитной оболочки из полиэтилена.

Преимущества трубопроводов в ППУ-изоляции:

- низкое водопоглощение пенополиуретана;
- пенополиуретан экологически безопасен;
- долговечность пенополиуретана;
- низкая токсичность;
- пенополиуретан имеет низкий коэффициент теплопроводности. Данный показатель у ППУ равен 0,019 - 0,035 Вт/М*К;
- высокая адгезионная прочность пенополиуретана;
- звукопоглощение пенополиуретана;
- пенополиуретан, нанесенные на металлическую поверхность, защищают ее от коррозии;
- ППУ сохраняет тепловую энергию в широком температурном диапазоне от -100°до +140°С.

Важной особенностью трубопроводов с ППУ изоляцией является встроенная электронная система оперативно дистанционного контроля (ОДК) (два сигнальных медных провода, залитых в пенополиуретановую изоляцию трубы, и электронный детектор повреждений), которая позволяет постоянно следить за состоянием (увлажнением) изоляции теплотрассы длинной до 2500 м. При этом место повреждения изоляции трубопровода устанавливается с точностью до одного метра с помощью импульсного рефлектометра.

Средства, вложенные в энергосберегающие технологии, окупаются (по данным экспертных оценок реализованных программ энергосбережения) в срок от нескольких месяцев до 5-6 лет, что в 2-2,5 раза быстрее, чем при строительстве новых генерирующих мощностей.

1.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности

Схема финансирования строительства и перекладки магистральных тепловых сетей по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока. При разработке схемы финансирования определяются финансовые потребности по каждому мероприятию. В зависимости от способа формирования собственные источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

1.3. Внутренние источники собственных средств

Основными внутренними источниками финансирования любого коммерческого предприятия являются чистая прибыль, амортизационные отчисления, реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов и др.

1.3.1. Чистая прибыль

В современных условиях предприятия самостоятельно распределяют прибыль, остающуюся в их распоряжении. Рациональное использование прибыли предполагает учет таких факторов, как планы дальнейшего развития предприятия, а также соблюдение интересов собственников, инвесторов и работников. В общем случае, чем больше прибыли направляется на расширение хозяйственной деятельности, тем меньше потребность в дополнительном финансировании. Величина нераспределенной прибыли зависит от рентабельности хозяйственных операций, а также от принятой на предприятии политики в отношении выплат собственникам (дивидендная политика).

К достоинствам реинвестирования прибыли следует отнести:

•отсутствие расходов, связанных с привлечением капитала из внешних источников;

•сохранение контроля за деятельностью предприятия со стороны собственников;

•повышение финансовой устойчивости и более благоприятные возможности для привлечения средств из внешних источников.

В свою очередь, недостатками использования данного источника являются его ограниченная и изменяющаяся величина, сложность прогнозирования, а также зависимость от внешних, не поддающихся контролю со стороны менеджмента факторов (например, конъюнктура рынка, фаза экономического цикла, изменение спроса и цен и т. п.).

1.3.2. Амортизационные отчисления

Еще одним важнейшим источником самофинансирования предприятий служат амортизационные отчисления. Они относятся на затраты предприятия, отражая износ основных и нематериальных активов, и поступают в составе денежных средств за реализованные продукты и услуги. Их основное назначение — обеспечивать не только простое, но и расширенное воспроизводство. Преимущество амортизационных отчислений как источника средств заключается в том, что он существует при любом финансовом положении предприятия и всегда остается в его распоряжении. Величина амортизации как источника финансирования инвестиций во многом зависит от способа ее начисления, как правило, определяемого и ре-

гулируемого государством. Выбранный способ начисления амортизации фиксируется в учетной политике предприятия и применяется в течение всего срока эксплуатации объекта основных средств.

Применение ускоренных способов (уменьшаемого остатка, суммы чисел лет и др.) позволяет увеличить амортизационные отчисления в начальные периоды эксплуатации объектов инвестиций, что при прочих равных условиях приводит к росту объемов самофинансирования. Для более эффективного использования амортизационных отчислений в качестве финансовых ресурсов предприятию необходимо проводить адекватную амортизационную политику. Она включает в себя политику воспроизводства основных активов, политику в области применения тех или иных методов расчета амортизационных отчислений, выбор приоритетных направлений их использования и другие элементы. Несмотря на преимущества внутренних источников финансирования, их объемы, как правило, недостаточны для расширения масштабов хозяйственной деятельности, реализации инвестиционных проектов, внедрения новых технологий и т. д.

1.3.3. Применение долгосрочных тарифов на тепловую энергию

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург, а подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге tm величины накопленного сальдо денежного потока.

Основные принципы регулирования тарифов на тепловую энергию изложены в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении".

«Статья 7. Принципы регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения и полномочия органов исполнительной власти, органов местного самоуправления поселений, городских округов в области регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения.

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

1) обеспечение доступности тепловой энергии и теплоносителя для потребителей;

2) обеспечение экономической обоснованности расходов теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций на производство, передачу и сбыт тепловой энергии (мощности), теплоносителя;

3) обеспечение достаточности средств для финансирования мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения;

4) стимулирование повышения экономической и энергетической эффективности при осуществлении деятельности в сфере теплоснабжения;

…

7) создание условий для привлечения инвестиций;»

В соответствии с пунктом 4 статьи 154 Жилищного кодекса Российской Федерации (Собрание законодательства Российской Федерации, 2005, № 1 (часть 1), ст. 14), плата за коммунальные услуги включает в себя плату за холодное и горячее водоснабжение, водоотведение, электроснабжение, газоснабжение (в том числе поставки бытового газа в баллонах), отопление (теплоснабжение, в том числе поставки твердого топлива при наличии печного отопления).

Основным принципом установления предельного индекса является доступность для граждан совокупной платы за все потребляемые коммунальные услуги, рассчитанной с учетом этого предельного индекса (далее – плата за коммунальные услуги) (п. 4. Основ формирования предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2009 г. № 708 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, № 36, ст. 4353).

Оценка доступности для граждан прогнозируемой совокупной платы за потребляемые коммунальные услуги основана на объективных данных о платежеспособности населения, которые должны лежать в основе формирования тарифной политики и определения необходимой и возможной бюджетной помощи на компенсацию мер социальной поддержки населения и на выплату субсидий малообеспеченным гражданам на оплату жилья и коммунальных услуг, а также на частичное финансирование программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры муниципального образования. В соответствии с п. 21.1 «Методических указаний по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги» (утв. Приказ Министерства регионального развития РФ от 23 августа 2010 г. № 378)»:

«21.1. Если рассчитанная доля прогнозных расходов средней семьи на коммунальные услуги в среднем прогнозном доходе семьи в рассматриваемом муниципальном образовании превышает заданное значение данного критерия, то необходим пересмотр проекта тарифов ресурсоснабжающих организаций или выделение дополнительных бюджетных средств на выплату субсидий и мер социальной поддержки населению».

Использование такого подхода к росту тарифов на тепловую энергию позволит выявить значительный ресурс, позволяющий применить основные принципы государственной политики в сфере теплоснабжения, сформулированные в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. № 190-ФЗ "О теплоснабжении", к которым относятся:

«1) обеспечение надежности теплоснабжения в соответствии с требованиями технических регламентов;

2) обеспечение энергетической эффективности теплоснабжения и потребления тепловой энергии с учетом требований, установленных федеральными законами;

3) обеспечение приоритетного использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии для организации теплоснабжения;

4) развитие систем централизованного теплоснабжения;

5) соблюдение баланса экономических интересов теплоснабжающих организаций и интересов потребителей;

6) обеспечение экономически обоснованной доходности текущей деятельности теплоснабжающих организаций и используемого при осуществлении регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения инвестированного капитала;

7) обеспечение недискриминационных и стабильных условий осуществления предпринимательской деятельности в сфере теплоснабжения;

8) обеспечение экологической безопасности теплоснабжения.

2. Государственная политика в сфере теплоснабжения направлена на обеспечение соблюдения общих принципов организации отношений в сфере теплоснабжения, установленных настоящей статьей».

Важным условием при переходе на долгосрочные методы регулирования является прозрачность тарифа для инвестора, которому необходимы четкие и понятные ориентиры для прогнозирования доходов и потребителя.

Тариф, принимаемый на долгосрочный промежуток времени, должен зависеть от надежности и качества услуг.

Основой экономических отношений в сфере теплоснабжения на сегодняшний момент является система дотирования предприятий. В данной ситуации потребители не имеют возможности влияния на количество и качество представляемых им услуг.

Первые тарифы с применением метода доходности инвестированного капитала для организаций, осуществляющих передачу тепловой энергии, установлены в рамках реализации с 2011 г. пилотных проектов по долгосрочному тарифному регулированию с применением метода доходности инвестированного капитала в сфере теплоснабжения.

Введение метода RAB регулирования принесет следующие положительные изменения:

1) Для региона: ввод новых мощностей и строительство сетей обеспечит возможность присоединения новых потребителей, а значит, будет создана база для развития абсолютно всех отраслей и организации новых рабочих мест. Развитая сетевая и инфраструктура позволит открывать новые предприятия, расширить производственные мощности, строить комфортное жилье.

2) Для бизнеса: все финансовые вложения и акционеров компании, и инвесторов будут возмещены. К тому же вкладчик получит гарантированный доход. Процент этого дохода устанавливается органами государственного регулирования цен и тарифов при установлении уровня тарифа по методу RAB.

3) Для потребителей: при новой методике тарифообразования на протяжении всего времени пользования тепловой энергией потребители будут рассчитываться по установленной государством цене, повышается надежность и качество предоставляемых услуг за счет новых инвестиций.

4) Для компаний, предоставляющих услуги: появляется возможность привлечения дополнительных инвестиций. За счет гарантированного государством процента доходности на вложенный капитал у компании появляется источник дополнительных поступлений, которые будут направлены на дальнейшее развитие сетевой инфраструктуры. С учетом того, что тариф устанавливается на 3-5 лет, компании смогут прогнозировать свои расходы и доходы сразу на несколько лет вперед. Появляется возможность планомерно снижать критичный процент износа оборудования.

Благодаря созданию резерва мощности, снижению тепловых потерь, улучшению качества теплоснабжения будет повышаться экономическая и энергетическая эффективность в сфере теплоснабжения потребителей. В настоящий момент Правительством РФ и ФСТ РФ утверждены два основных нормативных документа, регламентирующих расчет необходимой валовой выручки (НВВ) теплоснабжающего предприятия в целях финансового обеспечения инвестиционных программ:

1. Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения"

2. Методические указания по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения Приказ Федеральной службы по тарифам от 13 июня 2013 г. № 760-э "Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения".

Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения" определило принципы расчета регулируемых тарифов:

«7. Тарифы в сфере теплоснабжения рассчитываются на основании необходимой валовой выручки регулируемой организации, определенной для соответствующего регулируемого вида деятельности, и расчетного объема полезного отпуска соответствующего вида продукции (услуг) на расчетный период регулирования.

Тарифы на тепловую энергию (мощность) и тарифы на услуги по передаче тепловой энергии устанавливаются в соответствии с календарной разбивкой, предусмотренной предельными (минимальными и (или) максимальными) уровнями тарифов на тепловую энергию (мощность), установленными федеральным органом регулирования». Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 "О ценообразовании в сфере теплоснабжения" определило принципы регулирования тарифов органами регулирования:

«10. Регулирование цен (тарифов) основывается на принципе обязательности ведения регулируемыми организациями раздельного учета объема тепловой энергии, теплоносителя, доходов и расходов, связанных с осуществлением следующих видов деятельности:

а) производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии 25 МВт и более;

б) производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии с установленной генерирующей мощностью производства электрической энергии менее 25 МВт;

в) производство тепловой энергии (мощности) не в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии источниками тепловой энергии;

г) производство теплоносителя;

д) передача тепловой энергии и теплоносителя;

е) сбыт тепловой энергии и теплоносителя;

ж) подключение к системе теплоснабжения;

з) поддержание резервной тепловой мощности при отсутствии потребления тепловой энергии.

При установлении цен (тарифов) не допускается повторный учет одних и тех же расходов по различным регулируемым видам деятельности.

11. Необходимая валовая выручка регулируемой организации должна возмещать ей экономически обоснованные расходы и обеспечивать экономически обоснованную прибыль по каждому регулируемому виду деятельности.

12. Определение состава расходов, включаемых в необходимую валовую выручку, и оценка их экономической обоснованности производятся в соответствии с законодательством Российской Федерации и нормативными правовыми актами, регулирующими отношения в сфере бухгалтерского учета, а также в соответствии с настоящими Методическими указаниями».

Постановление Правительства РФ от 22 октября 2012 г. № 1075 определяет основные методы ценообразования сфере теплоснабжения, к которым относятся:

«а) метод экономически обоснованных расходов (затрат);

б) метод обеспечения доходности инвестированного капитала;

в) метод индексации установленных тарифов;

г) метод сравнения аналогов».

Необходимая валовая выручка организации при применении метода экономически обоснованных расходов (затрат) определяется как сумма планируемых на расчетный период регулирования расходов, уменьшающих налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), расходов, не учитываемых при определении налоговой базы налога на прибыль (расходы, относимые на прибыль после налогообложения), величины налога на прибыль, а также экономически обоснованных расходов регулируемой организации». При использовании метода экономически обоснованных расходов НВВ (раздел IV п. 23 «Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения») необходимая валовая выручка (далее также - НВВ) на i-й расчетный период регулирования, определяемая в соответствии с методом экономически обоснованных расходов, рассчитывается по формуле:

$$НВВ_i = (P_{1,i} + P_{2,i} + Нi) / - \Delta НВВ_i \quad \text{(тыс. руб)}$$

где: $P_{1,i}$ – планируемые на i-й расчетный период регулирования расходы, уменьшающие налоговую базу налога на прибыль организаций (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), тыс. руб.; $P_{2,i}$ – планируемые на i-й расчетный период регулирования расходы, не учитываемые при определении налоговой базы налога на прибыль (расходы, относимые на прибыль после налогообложения), тыс. руб.;

*Н*i – планируемая на i-й расчетный период регулирования величина налога на прибыль, определяемая в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации, тыс. руб.;

$\Delta НВВ_i$ – величина, учитывающая экономически обоснованные расходы регулируемой организации (выпадающие доходы), подлежащие возмещению (со знаком "+") в i-м расчетном периоде регулирования, необоснованные расходы, подлежащие исключению из НВВ (со знаком "-") в i-м расчетном периоде регулирования, определяемые в соответствии с пунктом 12 настоящих Методических указаний, а также экономию от сокращения потребления энергетических ресурсов, холодной воды, теплоносителя, подлежащую учету в НВВ в i-м расчетном периоде регулирования и определяемую в соответствии с пунктом 31 Методических указаний.

Необходимая валовая выручка организации при применении метода индексации установленных тарифов (раздел V п. 32 «Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения») НВВ на i-й расчетный период регулирования определяется на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые определяются перед началом долгосрочного периода регулирования и в течение него не изменяются:

1) базовый уровень операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с пунктом 37 настоящих Методических указаний;

2) индекс эффективности операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования для каждой регулируемой организации с учетом утвержденной для нее инвестиционной программы. Индекс эффективности операционных расходов устанавливается в размере от 1 до 5 процентов в соответствии с приложением 1 к настоящим Методическим указаниям;

3) нормативный уровень прибыли, устанавливаемый органом регулирования на каждый расчетный период регулирования долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 41 настоящих Методических указаний;

4) уровень надежности теплоснабжения, соответствующий утвержденным в установленном порядке долгосрочным инвестиционным программам организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения (фактические значения показателей надежности и качества, определенные за год, предшествующий году установления тарифов на первый год долгосрочного периода регулирования, а также плановые значения показателей надежности и качества на каждый год долгосрочного периода регулирования);

5) показатели энергосбережения и энергетической эффективности - если в отношении регулируемой организации утверждена программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

6) реализация программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, разработанных в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, - если в отношении регулируемой организации утверждена программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

7) динамика изменения расходов на топливо, устанавливаемая в целях перехода от одного метода распределения расхода топлива к другому методу, - если орган регулирования применяет понижающий коэффициент на переходный период в соответствии с Правилами распределения расхода топлива».

Необходимая валовая выручка регулируемой организации в случае применения метода индексации установленных тарифов отдельно на каждый i-й расчетный период регулирования долгосрочного периода регулирования (далее в настоящей главе - i-й год), определяется по формуле:

$$НВВ_i^Д = ОР_i + НР_i + РЭ_i + П_i + \Delta Рез_i, \text{ (тыс. руб.)},$$

где: $ОР_i$ – операционные (подконтрольные) расходы в i-м году, определяемые в соответствии с пунктом 36 Методических указаний, тыс. руб.; $НР_i$ – неподконтрольные расходы в i-м году, определяемые в соответствии с пунктом 39 Методических указаний, тыс. руб.; $РЭ_i$ – расходы на покупку энергетических ресурсов (в том числе топлива для организаций, осуществляющих деятельность по производству тепловой энергии (мощности), и потерь тепловой энергии для организаций, осуществляющих деятельность по передаче тепловой энергии, теплоносителя, холодной воды и теплоносителя в i-м году, определяемые в соответствии с пунктом 40 Методических указаний, тыс. руб.; $П_i$ – прибыль, устанавливаемая органом регулирования на i-й год в соответствии с пунктом 41 настоящих Методических указаний, тыс. руб.; $\Delta Рез_i$ – величина, определяемая на i-й год первого долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 42 настоящих Методических указаний и учитывающая результаты деятельности регулируемой организации до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования, тыс. руб.

При применении метода обеспечения доходности инвестированного капитала необходимая валовая выручка регулируемой организации устанавливается на каждый год долгосрочного периода регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования, определяемых в соответствии с перечнем, определенным статьей 8 Федерального закона «О теплоснабжении», и включает в себя текущие расходы, средства, обеспечивающие возврат инвестированного капитала, и средства, обеспечивающие получение дохода на инве-

стированный капитал. НВВ на i-й расчетный период регулирования определяется на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые определяются перед началом долгосрочного периода регулирования и в течение него не меняются (раздел VI п. 53 «Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения»):

1) базовый уровень операционных расходов, устанавливаемый в соответствии с Методическими указаниями;

2) индекс эффективности операционных расходов, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с Методическими указаниями;

3) норматив чистого оборотного капитала, устанавливаемый органом регулирования в соответствии с Методическими указаниями;

4) размер инвестированного капитала, установленный органом регулирования при переходе к регулированию тарифов с использованием метода обеспечения доходности инвестированного капитала или на первый год очередного долгосрочного периода регулирования в соответствии с Методическими указаниями;

5) норма доходности инвестированного капитала, устанавливаемая органом регулирования в соответствии с Методическими указаниями, включая норму доходности на капитал, инвестированный до перехода к регулированию тарифов с использованием метода обеспечения доходности инвестированного капитала;

6) сроки возврата инвестированного капитала, устанавливаемые в соответствии с Правилами установления долгосрочных параметров регулирования деятельности организаций в отнесенной законодательством Российской Федерации к сферам деятельности субъектов естественных монополий сфере теплоснабжения и (или) цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, которые подлежат регулированию в соответствии с перечнем, определенным статьей 8 Федерального закона "О теплоснабжении" (далее - Правила установления долгосрочных параметров регулирования, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 22 октября 2012 г. № 1075;

7) уровень надежности теплоснабжения, соответствующий долгосрочным утвержденным в установленном порядке инвестиционным программам организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения (фактические значения показателей надежности и качества, определенные за год, предшествующий году установления тарифов на первый год долгосрочного периода регулирования, а также плановые значения показателей надежности и качества на каждый год долгосрочного периода регулирования);

8) показатели энергосбережения и энергетической эффективности – если в отношении регулируемой организации утверждена программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

9) реализация программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, разработанных в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, - если в отношении регулируемой организации утверждена программа в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с законодательством Российской Федерации об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности;

10) динамика изменения расходов на топливо, устанавливаемая в целях перехода от одного метода распределения расхода топлива к другому методу, - если орган регулирования применяет понижающий коэффициент на переходный период в соответствии с Правилами распределения расхода топлива.

…..

60. До начала долгосрочного периода регулирования на основе долгосрочных параметров регулирования и планируемых значений параметров расчета тарифов орган регулирования рассчитывает необходимую валовую выручку регулируемой организации отдельно на каждый i-й расчетный период регулирования долгосрочного периода регулирования (далее в настоящей главе - i-й год), $НВВ_i^Д$ по формуле:

$НВВ_i^Д = ОР_i + НР_i + РЭ_i + ВК_i + ДК_i + ΔРез_i$, (тыс. руб.),

где: $ОР_i$ – операционные (подконтрольные) расходы в i-м году, определяемые в соответствии с пунктами 36 - 37 настоящих Методических указаний, и учитывающие расходы, указанные в подпунктах 1 - 9 пункта 37 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$НР_i$ – неподконтрольные расходы в i-м году, определяемые в соответствии с пунктом 61 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$РЭ_i$ – расходы на приобретение энергетических ресурсов (в том числе топлива для организаций, осуществляющих деятельность по производству тепловой энергии (мощности), и потерь тепловой энергии для организаций, осуществляющих деятельность по передаче тепловой энергии, теплоносителя), холодной воды и теплоносителя в i-м году, определяемые в соответствии с пунктом 40 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$ВК_i$ – возврат инвестированного капитала, определяемый на i-й год в соответствии с пунктом 62 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$ДК_i$ – доход на инвестированный капитал, определяемый на i-й год в соответствии с пунктом 70 настоящих Методических указаний, тыс. руб.;

$ΔРез_i$ – величина, определяемая на i-й год первого долгосрочного периода регулирования в соответствии с пунктом 42 настоящих Методических указаний и учитывающая результаты деятельности регулируемой организации до перехода к регулированию цен (тарифов) на основе долгосрочных параметров регулирования, тыс. руб.

Метод сравнения аналогов применяется в целях установления долгосрочных тарифов для регулируемой организации на основе анализа зависимости величины расходов прочих регулируемых организаций, осуществляющих аналогичный регулируемый вид деятельности в сфере теплоснабжения, от предусмотренных методическими указаниями показателей, характеризующих в том числе физические параметры производственных объектов.

При использовании метода сравнения аналогов (раздел VII. п. 90 «Методических указаний по расчету регулируемых цен (тарифов) в сфере теплоснабжения») применяются следующие основные методологические положения по формированию необходимой валовой выручки:

«90. При расчете тарифов методом сравнения аналогов необходимая валовая выручка определяется на основе следующих долгосрочных параметров регулирования, которые определяются перед началом долгосрочного периода регулирования и в течение него не меняются:

1) базовый уровень расходов;

2) индекс снижения расходов.

Разделом VIII (п. 102) определены особенности расчета необходимой валовой выручки, относимой на производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии:

«102. При применении метода экономически обоснованных расходов расчет необходимой валовой выручки, относимой на производство тепловой энергии (мощности) в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, производится в следующей последовательности:

1) определение совокупной необходимой валовой выручки, относимой на производство электрической и тепловой энергии, на основании принципов и с использованием данных раздельного учета, осуществляемого в соответствии с законодательством Российской Федерации в сфере теплоснабжения и учетной политикой регулируемой организации;

2) выделение из указанной совокупной необходимой валовой выручки прямых и косвенных расходов, относимых на производство тепловой энергии (мощности) в соответствии с пунктом 103 настоящих Методических указаний».

В случае несоответствия качества услуг сетевых компаний нормативам, потребители будут получать компенсацию или платить меньшую цену за услуги этих компаний.

1.4. Внешние (привлеченные) источники денежных средств

1.4.1. Эмиссия обыкновенных акций

Акционерные общества, испытывающие потребность в инвестициях, могут осуществлять дополнительное размещение акций по открытой или закрытой подписке (среди ограниченного круга инвесторов). Финансирование за счет эмиссии обыкновенных акций имеет следующие преимущества:

•этот источник не предполагает обязательных выплат, решение о дивидендах принимается советом директоров и утверждается общим собранием акционеров;

•акции не имеют фиксированной даты погашения — это постоянный капитал, который не подлежит «возврату» или погашению;

•проведение IPO существенно повышает статус предприятия как заемщика (повышается кредитный рейтинг, по оценкам экспертов, стоимость привлечения кредитов и обслуживания долга снижается на 2-3 % годовых), акции могут также служить в качестве залога по обеспечению долга;

•обращение акций предприятия на биржах предоставляет собственникам более гибкие возможности для выхода из бизнеса;

•повышается капитализация предприятия, формируется рыночная оценка его стоимости, обеспечиваются более благоприятные условия для привлечения стратегических инвесторов;

•эмиссия акций создает положительный имидж предприятия в деловом сообществе.

К общим недостаткам финансирования путем эмиссии обыкновенных акций относится:

•предоставление права участия в прибылях и управлении фирмой большему числу владельцев;

•возможность потери контроля над предприятием;

•более высокая стоимость привлеченного капитала по сравнению с другими источниками;

•сложность организации и проведения эмиссии, значительные расходы на ее подготовку;

•дополнительная эмиссия может рассматриваться инвесторами как негативный сигнал и приводить к падению цен в краткосрочной перспективе.

1.4.2. Кредитное финансирование

Кредитное финансирование используется, как правило, в процессе реализации краткосрочных инвестиционных проектов с высокой нормой рентабельности инвестиций. Особенность заемного капитала заключается в том, что его необходимо вернуть на определенных заранее условиях, при этом кредитор не претендует на участие в доходах от реализации инвестиций. Основным показателем, характеризующим рентабельность использования заемного капитала, является эффект финансового рычага.

Эффект финансового рычага – это показатель, отражающий изменение рентабельности собственных средств, полученное благодаря использованию заемных средств и рассчитывается по следующей формуле:

$$DFL = (1 - t) \times (ROA - r) \times \left(\frac{D}{E}\right)$$

где: DFL –эффект финансового рычага, в процентах; t – ставка налога на прибыль, в относительной величине; ROA – рентабельность активов (экономическая рентабельность по EBIT) в %; r – ставка процента по заемному капиталу, в %; D – заемный капитал; E – собственный капитал.

Эффект финансового рычага проявляется в разности между стоимостью заемного и размещенного капиталов, что позволяет увеличить рентабельность собственного капитала и уменьшить финансовые риски. Положительный эффект финансового рычага базируется на том, что банковская ставка в нормальной экономической среде оказывается ниже доходности инвестиций. **Отрицательный эффект** (или обратная сторона финансового рычага) проявляется, когда рентабельность активов падает ниже ставки по кредиту, что приводит к ускоренному формированию убытков.

Составляющие **эффекта финансового рычага** представлены на рис. 1.1.

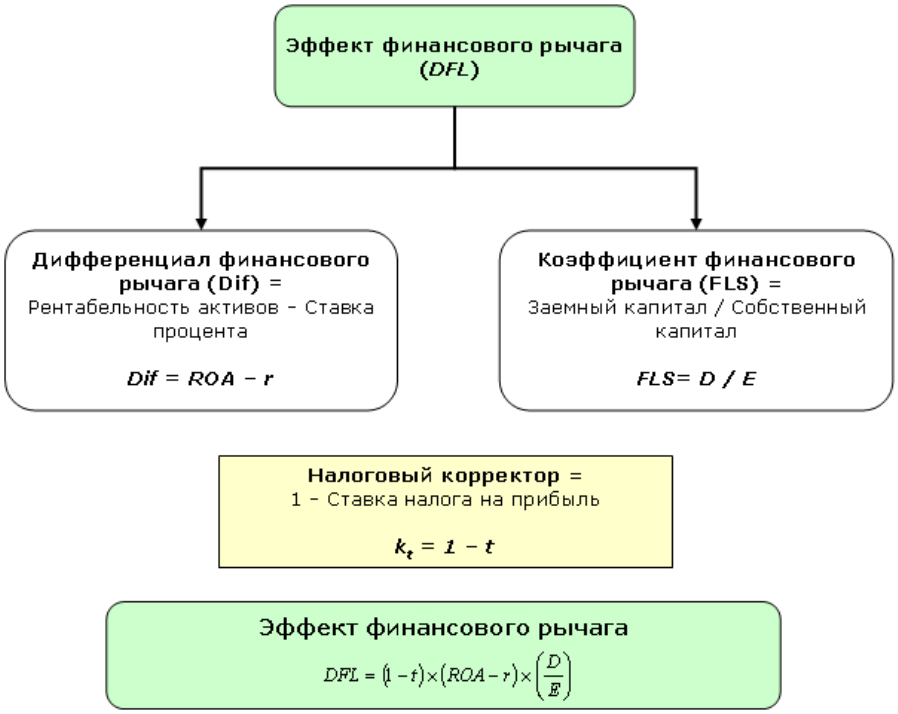

Рис. 1.1. Составляющие эффекта финансового рычага

Как видно из рисунка эффект финансового рычага (DFL) представляет собой произведение двух составляющих, скорректированное на налоговый коэффициент (1 - t), который показывает в какой степени проявляется эффект финансового рычага в связи с различным уровнем налога на прибыль. Одной из основных составляющих формулы выступает так называемый дифференциал финансового рычага (Dif) или разница между рентабельностью активов компании (экономической рентабельностью), рассчитанной по EBIT, и ставкой процента по заемному капиталу:

$$Dif = ROA - r$$

Где: r – ставка процента по заемному капиталу, в %;

ROA – рентабельность активов (экономическая рентабельность по EBIT) в %.

Дифференциал финансового рычага является главным условием, образующим рост рентабельности собственного капитала. Для этого необходимо, чтобы экономическая рентабельность превышала процентную ставку платежей за пользование заемными источниками финансирования, т.е. дифференциал финансового рычага должен быть положительным. Если дифференциал станет меньше нуля, то эффект финансового рычага будет действовать только во вред организации. Второй составляющей эффекта финансового рычага выступает коэффициент финансового рычага (плечо финансового рычага – FLS), характеризующий силу воздействия финансового рычага и определяемый как отношение заемного капитала (D) к собственному капиталу (E): $FLS = D/E$. Таким образом, эффект финансового рычага складывается из влияния двух составляющих: *дифференциала* и *плеча рычага*.

Дифференциал и плечо рычага тесно взаимосвязаны между собой. До тех пор, пока рентабельность вложений в активы превышает цену заемных средств, т.е. дифференциал положителен, рентабельность собственного капитала будет расти тем быстрее, чем выше соотношение заемных и собственных средств. Однако по мере роста доли заемных средств растет их цена, начинает снижаться прибыль, в результате падает и рентабельность активов и, следовательно, возникает угроза получения отрицательного дифференциала. По оценкам экономистов на основании изучения эмпирического материала успешных зарубежных компаний, оптимально эффект финансового рычага находится в пределах 30–50% от уровня экономической рентабельности активов (ROA) при плече финансового рычага 0,67–0,54. В этом случае обеспечивается прирост рентабельности собственного капитала не ниже прироста доходности вложений в активы. Эффект финансового рычага способствует формированию рациональной структуры источников средств предприятия в целях финансирования необходимых вложений и получения желаемого уровня рентабельности собственного капитала, при которой финансовая устойчивость предприятия не нарушается. Финансовый рычаг характеризует возможность повышения рентабельности собственного капитала и риск потери финансовой устойчивости. Чем выше доля заемного капитала, тем выше чувствительность чистой прибыли к изменению балансовой прибыли. Таким образом, при дополнительном заимствовании может возрасти рентабельность собственного капитала при условии:

если	ROA > i,
то	ROE > ROA
и	ΔROE = (ROA - i) * D/E

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов, ROA превышает процентную ставку за кредит, i. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала. Однако при этом необходимо следить за дифференциалом (ROA - i), так как при увеличении плеча финансового рычага (D/E) кредиторы склонны компенсировать свой риск повышением ставки за кредит. Дифференциал отражает риск кредитора: чем он больше, тем меньше риск. Дифференциал не должен быть отрицательным, и эффект финансового рычага оптимально должен быть равен 30 - 50% от рентабельности активов, так как чем сильнее эффект финансового рычага, тем выше финансовый риск невозврата кредита, падения дивидендов и курса акций.

Уровень сопряженного риска характеризует операционно-финансовый рычаг. **Операционно-финансовый рычаг** наряду с позитивным эффектом увеличения рентабельности активов и собственного капитала в результате роста объема продаж и привлечения заемных средств отражает также риск снижения рентабельности и получения убытков.

Принимая во внимание все вышеизложенное, в данной книге будут рассмотрены три варианта финансирования инвестиционных проектов:

1) финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль) при увеличении тарифа только за счет инфляции (на основании данных МЭР) (тариф 1);

2) финансирование за счет использования заемных средств;

3) Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) на тепловую энергию до значений, обеспечивающих такой НВВ, который позволит провести мероприятия по реконструкции и развитию систем теплоснабжения (тариф 2).

Кроме того, будет рассчитана разница между тарифом 1 и тарифом 2 и период, на который необходимо увеличить тариф.

1.5. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов

Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия выполнен с учетом положений «Методических рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов» (утв. Минэкономики РФ, МинФином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК 477).

1.5.1. Основные принципы оценки эффективности

Эффективность ИП – категория, отражающая соответствие проекта, порождающего данный ИП, целям и интересам его участников.

Осуществление эффективных проектов увеличивает поступающий в распоряжение общества внутренний валовой продукт, который затем делится между участвующими в проекте субъектами.

Эффективность проекта в целом оценивается с целью определения потенциальной привлекательности проекта для возможных участников и поисков источников финансирования.

Показатели эффективности проекта характеризуют с экономической точки зрения технические, технологические и организационные проектные решения.

В основу оценки эффективности ИП положены следующие основные принципы:

• рассмотрение проекта на протяжении всего его жизненного цикла (расчетного периода), охватывающего временной интервал от начала проекта до его прекращения;

• моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчетный период;

• сопоставимость условий сравнения различных вариантов проекта;

• принцип положительности и максимума эффекта;

• учет фактора времени;

• учет только предстоящих затрат и поступлений;

• учет влияния инфляции (учет изменения цен на различные виды продукции и ресурсов в период реализации проекта);

• учет влияния неопределенностей и рисков, сопровождающих реализацию проекта.

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет, используются индексы-дефляторы, установленные Минэкономразвития России. Для формирования долгосрочных показателей используются:

- государственные сметные нормативы НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. N 1011/пр)

Для пятилетнего периода величины финансовых потребностей индексируются отдельно для каждого года периода в соответствии с данными табл. 1.5.1, затем суммируются.

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефля-торами МЭР представлены в табл. 1.5.1.

Таблица 1.5.1

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024
1	Потребительские цены (ИПЦ)	к пред. году	1,046	1,034	1,040	1,040	1,040	1,04
2	Газ природный	к пред. году	1,014	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
3	Электроэнергия	к пред. году	1,033	1,042	1,04	1,039	1,039	1,04

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024
4	Тепловая энергия	к пред. году	1,059	1,042	1,040	1,040	1,039	1,03
5	Водоснабжение; водоотведение	к пред. году	1,045	1,040	1,040	1,040	1,040	1,04
6	Совокупный платеж граждан за коммунальные услуги	к пред. году	1,024	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
7	Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)	к пред. году	1,05	1,044	1,042	1,043	1,044	1,04
8	Строительство	к пред. году	1,05	1,048	1,045	1,044	1,042	1,04

Продолжение таблицы 1.5.1

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031-2033
1	Потребительские цены (ИПЦ)	к пред. году	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
2	Газ природный	к пред. году	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
3	Электроэнергия	к пред. году	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
4	Тепловая энергия	к пред. году	1,03	1,03	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02
5	Водоснабжение; водоотведение	к пред. году	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
6	Совокупный платеж граждан за коммунальные услуги	к пред. году	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
7	Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)	к пред. году	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
8	Строительство	к пред. году	1,04	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03
9	Инвестиции в основной капитал (капитальные вложения)	к пред. году	1,04	1,04	1,03	1,03	1,03	1,03	1,03
10	Строительство	к пред. году	1,03	1,03	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02

Начало расчетного периода определено как дата начала вложения средств в проектно-изыскательские работы. Время в расчетном периоде измеряется в годах и отсчитывается от фиксированного момента $t^0 = 0$, принимаемого за базовый (конец нулевого шага). Длительность расчетного периода проекта – 10 лет.

Эффективность ИП оценивается в течение всего расчетного периода.

Для того чтобы ИП, с точки зрения инвестора, был признан эффективным, необходимо, чтобы эффект реализации порождающего его проекта был положительным. При сравнении альтернативных ИП предпочтение должно отдаваться проекту с наибольшим значением эффекта. При оценке эффективности проекта учитываются различные аспекты фактора времени, в том числе неравноценность разновременных затрат и результатов.

При расчетах показателей эффективности учитываются только предстоящие в ходе осуществления проекта затраты и поступления. Прошлые, уже осуществленные затраты, не обеспечивающие возможности получения альтернативных доходов вне данного проекта в перспективе, в денежных потоках не учитываются и на значение показателей эффективности не влияют. Проект, как и любая финансовая операция, т.е. операция, связанная с получением доходов и (или) осуществлением расходов, порождает денежные потоки от операционной деятельности.

1.6. Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности

К притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

К оттокам - производственные издержки, налоги.

1.6.1. Дисконтирование денежных потоков

Дисконтирование — это приведение всех денежных потоков в будущем (потоков платежей) к единому моменту времени в настоящем. Дисконтирование является базой для расчетов стоимости денег с учетом фактора времени. Дисконтирование — это приведение будущих денежных потоков к текущему периоду с учетом изменения стоимости денег с течением времени.

Дисконтированием денежных потоков называется приведение их разновременных (относящихся к разным шагам расчета) значений к их ценности на определенный момент времени, который называется моментом приведения и обозначается через t^0. Дисконтирование применяется к денежным потокам, выраженным в текущих или дефлированных ценах.

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта (E), выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Дисконтирование денежного потока на m-м шаге осуществляется путем умножения его значения f_m на коэффициент дисконтирования a_m, рассчитываемый по формуле:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1+E)^{t_m - t^0}}$$

Норма дисконта участника проекта отражает эффективность участия в проекте предприятий (или иных участников). В качестве нее можно использовать коммерческую норму дисконта. Коммерческая норма дисконта определяется по формуле:

E = r + i = 0,055 + 0,05 = 0,105

где E - ставка дисконтирования с учетом риска;

r - обычный коэффициент дисконтирования;

i - индекс инфляции.

В соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов ориентировочная величина обычного коэффициента дисконтирования (табл. 1.6.1) равна:

Таблица 1.6.1

Величина риска	Пример цели проекта	Величина поправки на риск, %
Низкий	Вложения в развитие производства на базе освоенной техники	3 - 5

В величине поправки на риск в общем случае учитывается риск неполучения предусмотренных проектом доходов.

<u>В качестве основных показателей для расчета эффективности ИП используются:</u>

• Чистая прибыль + амортизация - возврат долга нарастающим итогом за расчетный период;

$$PV(k) = \sum_{m=0}^{k} \phi_m$$

• Приведенный (дисконтированный) доход NPV за период;

$$NPV = \sum_{i=1}^{n} \frac{CF_i}{(1+r)^i} - IC$$

• Внутренняя норма доходности IRR;

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{CF_i}{(1+IRR)^i} - IC = 0$$

• Индекс рентабельности инвестиций PI;

• Степень устойчивости проекта;

$$IRR - E$$

• Срок окупаемости (статический) от начала операционной деятельности;

$$x = \frac{|S_{n-1}|}{|S_{n-1}| + S_n}$$

• Срок окупаемости (динамический) от начала операционной деятельности.

$$x = \frac{|S_{n-1}|}{|S_{n-1}| + S_n}$$

Величина денежных средств рассчитана в соответствии с установленными сроками внесения налоговых платежей

Виды налогов, уровень их ставок принимаются в соответствии с действующим на момент разработки проекта законодательством Российской Федерации.

1.7. Анализ чувствительности проекта

Задачей анализа является определение чувствительности показателей эффективности ИП к изменениям различных параметров и дает представление об устойчивости проекта к проявлению рыночных, операционных, финансовых рисков.

Анализ чувствительности проектов проводится по следующим факторам:

–подключенная мощность;

– тариф на тепловую энергию, мощность;

– ставка процентов по кредиту;

– норма дисконта.

В процессе проведения анализа рассматривается относительное изменение одного из варьируемых факторов и фиксация произошедших изменений в результирующих показателях.

Анализ начинается с установления базового значения результирующего показателя (например, NPV) при фиксированном значении варьируемого параметра, влияющего на результат оценки проекта (например, цена на топливо). Далее рассчитывается изменение результата NPV при изменении цены на топливо в заданных границах вариации. Границы вариации параметров составляют + - 15 % с шагом изменения 5%.

Чем шире диапазон параметров, в котором показатели эффективности остаются в пределах приемлемых значений, тем выше запас прочности проекта, тем лучше он защищен от колебаний различных факторов, оказывающих влияние на результаты реализации проекта.

Анализ чувствительности осуществляется в рамках оценки экономической эффективности ИП на всех фазах жизненного цикла проекта.

1.8. Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия

Описание обоснований инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение осуществляется в соответствии с п. 48 «Требований к порядку разработки и утверждения схем теплоснабжения» (утв. постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154):

«Обоснование инвестиций в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение" содержит:

а) оценку финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей;

б) предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности;

в) расчеты эффективности инвестиций;

г) расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации»

Обоснование необходимых финансовых потребностей в строительство, реконструкцию и техническое перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них выполнено на основе анализа их влияния на перспективную цену на тепловую энергию (мощность). Для выполнения анализа влияния реализации строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на цену тепловой энергии разработаны тарифно-балансовые модели, структура которых сформирована в зависимости от основных видов деятельности теплоснабжающих организаций.

Тарифно-балансовая модель сформирована в составе следующих показателей, отражающих их изменение по годам реализации схемы теплоснабжения:

Индексы-дефляторы МЭР;

Баланс тепловой мощности;

Баланс тепловой энергии;

Топливный баланс;

Баланс теплоносителей;

Балансы электрической энергии;

Балансы холодной воды питьевого качества;

Тарифы на покупные энергоносители и воду;

Производственные расходы товарного отпуска;

Производственная деятельность;

Инвестиционная деятельность;

Финансовая деятельность;

Проекты схемы теплоснабжения.

Показатель "Индексы-дефляторы МЭР" предназначен для использования индексов-дефляторов, установленных Минэкономразвития России, с целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет. Для формирования показателей долгосрочных индексов-дефляторов в тарифно-балансовых моделях рекомендуется использовать:

- прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2019 год и плановый период 2020 - 2022;

- временно определенные показатели долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года в соответствии с прогнозными индексами цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности.

Для показателя "Балансы тепловой мощности" использованы материалы Глав №№ 7, 9 в части производственной деятельности Филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс».

Для показателя "Балансы тепловой энергии" использованы материалы Глав №№ 7, 9 в части производственной деятельности Филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс».

Для показателя "Топливный баланс" использованы материалы Глав №№ 7, 9 в части производственной деятельности Филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс».

Для показателя "Балансы теплоносителей" использованы материалы Глав №№ 7, 9 в части производственной деятельности Филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс».

Для показателя "Балансы электрической энергии" использованы материалы Глав №№ 7, 9 в части производственной деятельности Филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс».

Для показателя "Балансы холодной воды питьевого качества" использованы материалы Глав №№ 7, 9 в части производственной деятельности Филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс».

Для показателя "Тарифы на покупные энергоносители и воду" сформированы перспективные цены на покупаемые предприятием первичные энергоресурсы и воду.

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозные индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России.

Для показателя "Производственные расходы товарного отпуска" использованы данные о соответствующих показателях по материалам тарифных дел с применением индексов-дефляторов МЭР и с учетом изменения балансов в зависимости от планируемых к реализации проектов схемы теплоснабжения. По результатам моделирования установлена перспективная цена на тепловую энергию с учетом и без учета реализации проектов схемы теплоснабжения.

Показатели "Производственная деятельность", "Инвестиционная деятельность" и "Финансовая деятельность" сформированы потоки денежных средств, обеспечивающих безубыточное функционирование теплоснабжающего предприятия с учетом реализации проектов схемы теплоснабжения и источников покрытия финансовых потребностей для их реализации.

В данный раздел включены следующие сведения:

- описание используемых индексов-дефляторов и их применение;

- результаты перспективных балансовых соотношений;

- финансовые потребности проектов, групп проектов, рекомендуемых схемой теплоснабжения к включению в инвестиционную программу предприятия;

- результаты расчетов производственных расходов товарного отпуска;

- расчеты дефицита собственных средств на реализацию проектов схемы теплоснабжения;

- предложения по покрытию дефицита собственных средств на реализацию проектов схемы теплоснабжения из тарифных и привлеченных источников;

- расчеты перспективной цены на тепловую энергию;

- рекомендуемый по результатам расчетов сценарий реализации проектов, включенных в схему теплоснабжения.

Раздел 2. Структура необходимых инвестиций

2.1. Структура необходимых инвестиций в реализацию мероприятий ЕТО № 1 филиал «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

На основании материалов, приведенных в главах 7-8, а так же в Мастер-Плане развития системы теплоснабжения сформирован перечень мероприятий, запланированных для ЕТО № № 1 Филиал «Оренбургский» ПАО «Т Плюс».

Перечень мероприятий приведен в табл. 2.1.1.

В таблице 2.1.1 приведены следующие проекты:

1. Группа проектов № 001 ЕТО № 1.

1.1. Группа проектов 001.01.00.000 «Источники теплоснабжения».

1.2. Группа проектов 001.01.01.000.000 «Сакмарская ТЭЦ».

1.2.1. Подгруппа проектов 001.01.01.001.000 «Реконструкция и модернизация основного оборудования Сакмарской ТЭЦ».

1.2.2. Подгруппа проектов 001.01.01.002.000 «Расширение зоны действия Сакмарской ТЭЦ за счет вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных».

1.3. Группа проектов 001.01.02.000. «Котельные с установленной мощностью более 10 Гкал/ч».

1.3.1. Подгруппа проектов 001.01.02.001. «Вывод в резерв и (или) вывод из эксплуатации котельных с установленной мощностью более 10 Гкал/ч за счет расширения зоны действия других источников».

1.4. Группа проектов 001.01.03.000. «Котельные с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч».

1.4.1. Подгруппа проектов 001.01.03.001. «Вывод в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч за счет расширения зоны действия других источников».

Таблица 2.1.1

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15
001.01.00.000.000		**Группа проектов 001.01.00.000 «Источники теплоснабжения»**							
001.01.00.000.000		Всего стоимость группы проектов	35 619,17	792 746,14	110 338,16	1 083 702,86	91 240,45	935 863,94	0,00
001.01.00.000.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	35 619,17	828 365,31	938 703,47	2 022 406,33	2 113 646,78	3 049 510,72	3 049 510,72
001.01.01.000.000		**Группа проектов 001.01.01.000.000 «Сакмарская ТЭЦ»**							
001.01.01.000.000		Всего стоимость группы проектов	35 619,17	288 868,74	0,00	0,00	0,00	523 088,58	0,00
001.01.01.000.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	35 619,17	324 487,91	324 487,91	324 487,91	324 487,91	847 576,49	847 576,49
001.01.01.001.000		Подгруппа проектов 001.01.01.001.000 «Реконструкция и модернизация основного оборудования Сакмарской ТЭЦ»							
001.01.01.001.000		Всего стоимость группы проектов	31 743,05	35 949,16	0,00	0,00	0,00	320 250,70	0,00
001.01.01.001.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	31 743,05	67 692,21	67 692,21	67 692,21	67 692,21	387 942,91	387 942,91
001.01.01.001.001	Собственные средства организации	Техническое перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 6 в связи с неудовлетворительной работой система «СИВОК», установленной на ТА ст. № 6	7 390,16						
001.01.01.001.002	Собственные средства организации	Организация подачи пара от коллектора 13 ата через РОУ 13/2,5 на ПСГ-2 турбоагрегата Т-50-130, ст. № 3 после вывода турбины из эксплуатации		7 118,64					
001.01.01.001.003	Собственные средства организации	Организация отбора пара 13 ата от ТА-110/120-130 ст. № 5	3 203,39	28 830,52					
001.01.01.001.004	Собственные средства организации	Техническое перевооружение ПЭН ст. № 4 с установкой гидромуфты	21 149,50						

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	А+10	А+15
001.01.01.001.005	Собственные средства организации	Установка нового водогрейного котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч						320 250,70	
001.01.01.002.000		**Подгруппа проектов 001.01.01.002.000 "Расширение зоны действия Сакмарской ТЭЦ за счет вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных"**							
001.01.01.002.000		Всего стоимость группы проектов	3 876,12	252 919,58	0,00	0,00	0,00	202 837,88	0,00
001.01.01.002.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	3 876,12	256 795,70	256 795,70	256 795,70	256 795,70	459 633,58	459 633,58
001.01.01.002.001	Собственные средства организации	Переключение на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельных Уральская, Чкалова		134 238,26					
001.01.01.002.002	Собственные средства организации	Переключение на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной 4-й квартал						34 654,80	
001.01.01.002.003	Собственные средства организации	Переключение на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельных «Лесозащитная» и «ФКУ ИК-1»						82 468,80	
001.01.01.002.004	Собственные средства организации	Переключение на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной ЗАО «Хлебопродукт-1»	3 876,12						
001.01.01.002.005	Собственные средства организации	Котельная № 5 АО «ПО «Стрела». Переключение на СТЭЦ тепловых нагрузок котельной АО «ПО «Стрела» с выводом из эксплуатации котельной		118 681,32				85 714,28	
001.01.02.000.000		**Группа проектов 001.01.02.000. «Котельные с установленной мощностью более 10 Гкал/ч»**							
001.01.02.000.000		Всего стоимость группы проектов	0,00	467 240,94	71 282,14	996 786,31	42 635,87	292 095,61	0,00
001.01.02.000.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	0,00	467 240,94	538 523,08	1 535 309,39	1 577 945,26	1 870 040,87	1 870 040,87

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	А+10	А+15
001.01.02.001.000		**Подгруппа проектов 001.01.02.001. "Вывод в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных с установленной мощностью более 10 Гкал/ч за счет расширения зоны действия других источников"**							
001.01.02.001.000		Всего стоимость группы проектов	0,00	467 240,94	71 282,14	996 786,31	42 635,87	292 095,61	0,00
001.01.02.001.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	0,00	467 240,94	538 523,08	1 535 309,39	1 577 945,26	1 870 040,87	1 870 040,87
001.01.02.001.001	Собственные средства организации	Оренбургская котельная. Строительство БМК мощностью 35 Гкал/ч для передачи на нее нагрузки отопительного периода и летней нагрузки БМК Оренбургская на СТЭЦ		419 652,00					
001.01.02.001.002	Собственные средства организации	Строительство новой БМК в районе ул. Уральской и переключение на нее нагрузок 12-ти котельных		47 588,94		828 047,61		76 142,31	
001.01.02.001.003	Собственные средства организации	Строительство новых БМК вместо существующих			71 282,14	168 738,70	42 635,87	215 953,30	
001.01.03.000.000		**Группа проектов 001.01.03.000. «Котельные с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч»**							
001.01.03.000.000		Всего стоимость группы проектов	0,00	36 636,46	39 056,02	86 916,55	48 604,58	120 679,75	0,00
001.01.03.000.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	0,00	36 636,46	75 692,48	162 609,03	211 213,61	331 893,36	331 893,36
001.01.03.001.000		**Подгруппа проектов 001.01.03.001. «Вывод в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч за счет расширения зоны действия других источников»**							
001.01.03.001.000		Всего стоимость группы проектов	0,00	36 636,46	39 056,02	86 916,55	48 604,58	120 679,75	0,00
001.01.03.001.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	0,00	36 636,46	75 692,48	162 609,03	211 213,61	331 893,36	331 893,36
001.01.03.001.001	Собственные средства организации	Организация теплоснабжения потребителей удалённых сельских котельных от индивидуальных источников		18 172,58	19 462,71				

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	А+10	А+15
001.01.03.001.002	Собственные средства организации	Строительство БМК для перевода потребителей котельных «Гаражи УВД» и «Трикотажная фабрика» с выводом из эксплуатации последних						60 271,20	
001.01.03.001.003	Собственные средства организации	Строительство БМК для перевода потребителей котельных «МЧ», «ЖСК», «Ногина» с выводом из эксплуатации последних		1 122,00		57 166,80			
001.01.03.001.004	Собс. средства организации	Строительство новых БМК вместо существующих		17 341,88	19 593,31	29 749,75	48 604,58	60 408,55	
001.02.00.000.000		**Группа проектов 001.02.00.000. «Тепловые сети и сооружения на них»**							
001.02.00.000.000		Всего стоимость группы проектов	**387 326,3**	**910 390,6**	**675 356,1**	**878 263,8**	**1 280 339,0**	**1 906 945,2**	**962 134,0**
001.02.00.000.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	**387 326,3**	**1 297 716,8**	**1 973 073,0**	**2 851 336,8**	**4 131 675,8**	**6 038 620,9**	**7 000 754,9**
001.02.01.000.000		**Группа проектов 001.02.01.000.000 «Сакмарская ТЭЦ»**							
001.02.01.000.000		Всего стоимость группы проектов	**366 065,79**	**609 482,24**	**464 760,69**	**696 060,27**	**699 325,71**	**1 525 857,13**	**858 009,8**
001.02.01.000.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	**366 065,79**	**975 548,03**	**1 440 308,72**	**2 136 368,99**	**2 835 694,70**	**4 361 551,83**	**5 219 561,6**
001.02.01.001.000		**Подгруппа проектов 001.02.01.001. «Реконструкция тепловых сетей и сооружений на них от Сакмарской ТЭЦ, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»**							
001.02.01.001.000		Всего стоимость группы проектов	**77 978,10**	**318 519,90**	**97 317,90**	**113 460,60**	**129 589,50**	**679 689,90**	**210 258,00**
001.02.01.001.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	**77 978,10**	**396 498,00**	**493 815,90**	**607 276,50**	**736 866,00**	**1 416 555,9**	**1 626 813,9**
001.02.01.001.001	Собственные средства организации	Реконструкция тепловых сетей от Сакмарской ТЭЦ, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	65 058,90	81 186,30	97 317,90	113 460,60	129 589,50	679 689,90	210 258,00
001.02.01.001.002.	Собственные средства организации	Мероприятия по замене изоляции на магистральных и квартальных тепловых сетях	12 919,20	237 333,60					

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	А+10	А+15
001.02.01.002.000		**Подгруппа проектов 001.02.01.002. «Реконструкция тепловых сетей от Сакмарской ТЭЦ для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения»**							
001.02.01.002.000		Всего стоимость группы проектов	264 337,80	254 524,10	339 247,45	470 201,26	471 546,06	514 195,63	364 857,90
001.02.01.002.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	264 337,80	518 861,90	858 109,35	1 328 310,61	1 799 856,67	2 314 052,30	2 678 910,20
001.02.01.002.001	Собственные средства организации	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	227 814,41	203 898,64	339 247,45	470 201,26	471 546,06	514 195,63	364 857,90
001.02.01.002.002	Собственные средства организации	Техническое перевооружение тепломагистрали ТМ-1 на промплощадке СТЭЦ	5 625,05	50 625,46					
001.02.01.002.004	Собственные средства организации	Техническое перевооружение магистральных тепловых сетей М5 и М6 от Сакмарской ТЭЦ с выводом из эксплуатации участка магистраль-ной тепловой сети М5	30 898,34						
001.02.01.003.000		**Подгруппа проектов 001.02.01.003. «Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки от Сакмарской ТЭЦ»**							
001.02.01.003.000		Всего стоимость группы проектов	23 749,89	36 438,24	28 195,34	112 398,41	98 190,15	331 971,60	282 893,87
001.02.01.003.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	23 749,89	60 188,13	88 383,47	200 781,88	298 972,03	630 943,63	913 837,50
001.02.01.003.001		Зона теплоснабжения № 1							
001.02.01.003.001	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 1	1 404,19	7 253,06	2 149,46	953,26	691,61	9 229,90	
001.02.01.003.002		Зона теплоснабжения № 2							
001.02.01.003.002	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 2			10 093,63	1 037,41	1 037,41	1 729,02	
001.02.01.003.005		Зона теплоснабжения № 5							

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15
001.02.01.003.005	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 5	1 072,00						
001.02.01.003.006		Зона теплоснабжения № 6							
001.02.01.003.006	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 6	417,04						
001.02.01.003.007		Зона теплоснабжения № 7							
001.02.01.003.007	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 7		864,52					
001.02.01.003.008		Зона теплоснабжения № 8							
001.02.01.003.008	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 8	1 037,41				1 729,02		
001.02.01.003.009		Зона теплоснабжения № 9							
001.02.01.003.009	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 9	401,2						
001.02.01.003.014		Зона теплоснабжения № 14							
001.02.01.003.014	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 14			556,04	3 693,84	1 745,70	1 003,00	
001.02.01.003.017		Зона теплоснабжения № 17							
001.02.01.003.017	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 17	783,04					7 371,61	
001.02.01.003.020		Зона теплоснабжения № 20							

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15
001.02.01.003.020	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 20	2 145,83	1 791,17	1 719,56	1 289,68			
001.02.01.003.024		Зона теплоснабжения № 24							
001.02.01.003.024	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 24	503,73						
001.02.01.003.027		Зона теплоснабжения № 27							
001.02.01.003.027	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 27				18 628,33			
001.02.01.003.028		Зона теплоснабжения № 28							
001.02.01.003.028	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 28	806,27	4 592,51	2 287,82	1 383,22	6 177,84		
001.02.01.003.029		Зона теплоснабжения № 29							
001.02.01.003.029	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 29	3 213,62	1 836,74	6 721,74				
001.02.01.003.030		Зона теплоснабжения № 30							
001.02.01.003.030	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 30	937,34						
001.02.01.003.031		Зона теплоснабжения № 31							
001.02.01.003.031	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 31	970,97	2 386,56					
001.02.01.003.032		Зона теплоснабжения № 32							

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15
001.02.01.003.032	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 32	864,52	1 556,12	1 037,41	83 850,77	85 283,36	96 341,77	
001.02.01.003.034		Зона теплоснабжения № 34							
001.02.01.003.034	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 34	200,6	783,04					
001.02.01.003.039		Зона теплоснабжения № 39							
001.02.01.003.039	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 39						198 116,26	28 570,26
001.02.01.003.040		Зона теплоснабжения № 40							
001.02.01.003.040	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 40	4 143,96	2 593,54	2 074,84			6 754,68	
001.02.01.003.054		Зона теплоснабжения № 54							
001.02.01.003.054	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54		12 085,93	859,79	1 561,90	1 525,21	11 425,36	
001.02.01.003.056		Зона теплоснабжения № 56							
001.02.01.003.056	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 56							254 323,61
001.02.02.041.000		Зона теплоснабжения № 68							
001.02.02.041.001	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 68	4 848,17	695,05	695,05				

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	А+10	А+15
001.02.02.000.000		**Группа проектов 001.02.02.000.000 «Котельные, установленной мощностью более 10 Гкал/ч»**							
001.02.02.000.000		Всего стоимость группы проектов	**18 368,21**	**22 112,94**	**104 556,20**	**84 884,52**	**75 445,47**	**56 611,23**	**104 124,19**
001.02.02.000.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	**18 368,21**	**40 481,15**	**145 037,35**	**229 921,88**	**305 367,34**	**361 978,57**	**466 102,76**
001.02.02.001.000		**Подгруппа проектов 001.02.02.001. «Реконструкция тепловых сетей и сооружений на них от котельных, установленной мощностью более 10 Гкал/ч, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»**							
001.02.02.001.000		Всего стоимость группы проектов	**16 645,52**	**16 699,72**	**104 556,20**	**84 192,91**	**75 445,47**	**56 611,23**	**104 124,19**
001.02.02.001.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	**16 645,52**	**33 345,24**	**137 901,44**	**222 094,36**	**297 539,82**	**354 151,05**	**458 275,24**
001.02.02.001.001	Собственные средства организации	Оренбургская котельная. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	16 645,52	16 699,72	14 387,91	11 696,09	9 948,65	10 483,51	22 319,72
001.02.02.001.002	Собственные средства организации	Оренбургская котельная. Реконструкция трубопроводов сетевой воды для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения							9 673,55
001.02.02.001.003	Собственные средства организации	Реконструкция тепловых сетей котельных, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса			90 168,30	72 496,83	65 496,82	33 709,39	48 016,83
001.02.02.001.004	Собственные средства организации	Туркестанская котельная. Реконструкция тепловых сетей котельных, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса							7 908,54
001.02.02.001.005	Собственные средства организации	Котельная Чкалова. Реконструкция тепловых сетей котельных, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса						12 418,33	16 205,56

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	А+10	А+15
001.02.02.002.000		**Подгруппа проектов 001.02.02.002. «Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки от котельных с установленной мощностью более 10 Гкал/ч»**							
001.02.02.002.000		Всего стоимость группы проектов	1 722,69	5 413,22	0,00	691,61	0,00	0,00	0,00
001.02.02.002.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	1 722,69	7 135,91	7 135,91	7 827,52	7 827,52	7 827,52	7 827,52
001.02.02.002.003		Зона теплоснабжения № 3							
001.02.02.002.003	Плата за подключение	Котельная АО «ПО «Стрела». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 3		2 128,08		691,61			
001.02.02.002.015		Зона теплоснабжения № 15							
001.02.02.002.015	Плата за подключение	Котельная 67-й городок. Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 15	939,65						
001.02.02.002.044		Зона теплоснабжения № 44							
001.02.02.002.044	Плата за подключение	Котельная «Карачи». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 44	783,04	3 285,14					
001.02.02.002.057		Зона теплоснабжения № 57							
001.02.02.002.057	Плата за подключение	Котельная «Авиагородок». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 57							

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	А+10	А+15
001.02.03.000.000		**Группа проектов 001.02.03.000.000 «Котельные, установленной мощностью менее 10 Гкал/ч»**							
001.02.03.000.000		Всего стоимость группы проектов	**2 042,28**	**5 172,59**	**8 052,66**	**6 742,57**	**9 051,74**	**76 636,73**	**0,00**
001.02.03.000.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	**2 042,28**	**7 214,87**	**15 267,53**	**22 010,10**	**31 061,83**	**107 698,56**	**107 698,56**
001.02.03.001.000		**Подгруппа проектов 001.02.03.001 «Реконструкция тепловых сетей и сооружений на них от котельных, установленной мощностью менее 10 Гкал/ч, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»**							
001.02.03.001.000		Всего стоимость группы проектов	1 777,16	5 172,59	8 052,66	6 742,57	9 051,74	76 636,73	0,00
001.02.03.001.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	1 777,16	6 949,75	15 002,41	21 744,98	30 796,71	107 433,44	107 433,44
001.02.03.001.001	Собственные средства организации	Реконструкция тепловых сетей котельных, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	1 777,16	5 172,59	8 052,66	6 742,57	9 051,74	76 636,73	
001.02.03.002.000		**Подгруппа проектов 001.02.03.002 «Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки от котельных с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч»**							
001.02.03.002.000		Всего стоимость группы проектов	265,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
001.02.03.002.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	265,12	265,12	265,12	265,12	265,12	265,12	265,12
001.02.03.002.004		Зона теплоснабжения № 4							
001.02.03.002.004	Плата за подключение	Котельная «Кадетский корпус». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 4	265,12						

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	А+10	А+15
001.02.04.000.000		**Группа проектов 001.02.04.001. «Строительство и реконструкция насосных станций и ЦТП»**							
001.02.04.000.000		Всего стоимость группы проектов	850,00	273 622,80	97 986,59	90 576,41	496 516,08	247 840,07	0,00
001.02.04.000.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	850,00	274 472,80	372 459,39	463 035,80	959 551,88	1 207 391,95	1 207 391,95
001.02.04.001.001	Собственные средства организации	Ликвидация «перетопов» в системах теплоснабжения у потребителей тепловой энергии		37 380,00	75 240,00	32 808,00	129 852,00		
001.02.04.001.002	Собственные средства организации	Перевод потребителей тепловой энергии от ЦТП Зулфигаровой на ИТП	850,00						
001.02.04.001.003.	Собственные средства организации	Обоснование инвестиций в мероприятия по модернизации ЦТП (теплообменного и иного оборудования)				3 222,00	343 630,80		
001.02.04.001.004.	Собственные средства организации	Мероприятия по техническому перевооружению ЦТП		32 322,00	22 746,59	54 546,41	23 033,28	247 840,07	
001.02.04.001.005.	Собственные средства организации	Мероприятия по автоматизации ЦТП и НС		203 920,80					

2.2. Структура необходимых инвестиций в реализацию мероприятий по строительству перспективных источников теплоснабжения

На основании материалов, приведенных в главах 7-8, а так же в Мастер-Плане развития системы теплоснабжения сформирован перечень мероприятий, запланированных для перспективных источников теплоснабжения.

Перечень мероприятий приведен в табл. 2.2.1.

Перечень мероприятий включает следующие проекты:

1. Группа проектов № 002 Перспективные источники теплоснабжения.

2. Группа проектов 002.01.00.000 «Источники теплоснабжения».

2.1. Подгруппа проектов 002.01.01.000 «Строительство источников теплоснабжения».

2.2. Подгруппа проектов 002.02.01.000 «Строительство крышные котельные».

Таблица 2.2.1

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	Стоимость мероприятия в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.						
			2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15
002		Группа проектов № 002 перспективные источники теплоснабжения							
002.00.00.000		Всего стоимость проектов	0,00	16 666,42	0,00	33 470,00	2 639,95	108 859,04	199 037,97
002.00.00.000		Всего смета проектов нарастающим итогом	0,00	16 666,42	16 666,42	50 136,42	52 776,37	161 635,41	360 673,38
002.01.00.000.000		Группа проектов 002.01.00.000 «Источники теплоснабжения»							
002.01.01.000.000		Подгруппа проектов 002.01.01.000 «Строительство источников теплоснабжения»							
002.01.01.000.000		Всего стоимость группы проектов	0,00	16 666,42	0,00	33 470,00	2 639,95	108 859,04	199 037,97
002.01.01.000.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	0,00	16 666,42	16 666,42	50 136,42	52 776,37	161 635,41	360 673,38
002.01.01.037.000		Зона перспективного строительства № 37.							
002.01.01.037.001		Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 37					2 639,95	103,74	1 899,31
002.01.01.041.000		Зона перспективного строительства № 41.							
002.01.01.041.001	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 41							53 036,74
002.01.01.043.000		Зона перспективного строительства № 43.							
002.01.01.043.001	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 43							35 906,08
002.01.01.046.000		Зона перспективного строительства № 46.							
002.01.01.046.001	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 46		16 666,42				47 815,30	
002.01.01.049.000		Зона перспективного строительства № 49.							

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	Стоимость мероприятия в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.						
			2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			А+1	А+2	А+3	А+4	А+5	А+10	А+15
002.01.01.049.001	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 49							33 522,92
002.01.01.054.000		Зона перспективного строительства № 54.							
002.01.01.054.001	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54						45 007,20	11 420,27
002.01.01.055.000		Зона перспективного строительства № 55.							
002.01.01.055.001	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 55							63 252,65
002.01.01.057.000		Зона перспективного строительства № 57.							
002.01.01.057.001	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 57				3 324,62			
002.01.01.058.000		Зона перспективного строительства № 58.							
002.01.01.058.001	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 58				30 145,38			
002.01.01.067.000		Зона перспективного строительства № 67.							
002.01.01.067.001	Плата за подключение	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 67						15 932,80	
002.02.01.000.000		Подгруппа проектов 002.02.01.000 «Строительство крышные котельные»							
002.02.01.000.000		Всего стоимость группы проектов	56 410,21	15 498,23	24 497,20	73 491,59	73 491,59	73 491,59	0,00
002.02.01.000.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	56 410,21	71 908,44	96 405,64	169 897,23	243 388,82	316 880,41	316 880,41
002.02.01.023.000		Зона перспективного строительства № 23.							
002.02.01.023.001	Средства застройщиков	Жилой дом №3 по пр. Братьев Коростелевых, ЖК «Сакмарский», персп. крышная котельная 0,9 Гкал/ч	7 499,14	0	0	0	0	0	0

№ п/п	Источник инвестиций	Наименование проекта	Стоимость мероприятия в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.						
			2019	2020	2021	2022	2023	2024-2028	2029-2033
			A+1	A+2	A+3	A+4	A+5	A+10	A+15
002.02.01.023.002	Средства застройщиков	Жилой дом №3 по пр. Братьев Коростелевых, ЖК «Сакмарский», персп. крышная котельная 0,9 Гкал/ч	7 499,14	0	0	0	0	0	0
002.02.01.046.000		Зона перспективного строительства № 46.							
002.02.01.046.001	Средства застройщиков	Многоквартирный дом №21 в ЖК «Оренбуржье»	12 498,57	0	0	0	0	0	0
002.02.01.046.002	Средства застройщиков	Многоквартирный дом №20 (секции 1/2/3/4/5) в ЖК «Оренбуржье»	16 664,76	0	0	0	0	0	0
002.02.01.054.000		Зона перспективного строительства № 54.							
002.02.01.054.001	Средства застройщиков	Перспективная зона теплоснабжения № 54 вдоль улицы Уральской. Жилые дома №№ 8, 11, 12, 14-30 в мкр. Дубки. 20 крышных котельных по 1,47 Гкал/ч	0	0	24 497,20	73 491,59	73 491,59	73 491,59	0
002.02.01.054.002	Средства застройщиков	Жилой дом № 7 (7/1,7/2,7/3) в мкр. Дубки (1 очередь). Крышная котельная 1,47 Гкал/ч	12 248,60	0	0	0	0	0	0
002.02.01.054.003	Средства застройщиков	Жилой дом № 13 (13/1/2/3/4/5) в мкр. Дубки, класс энергоэффективности А. крышная котельная 1,86 Гкал/ч	0	15 498,23	0	0	0	0	0

2.3. Структура необходимых инвестиций в реализацию мероприятий по установке индивидуальных источников теплоснабжения

На основании материалов, приведенных в главах 7-8, а так же в Мастер-Плане развития системы теплоснабжения сформирован перечень мероприятий, запланированных для индивидуальных источников теплоснабжения.

Перечень мероприятий приведен в табл. 2.3.1.

Перечень мероприятий включает следующие проекты:

1. Группа проектов 003.«Индивидуальные источники теплоснабжения».

1.1. Подгруппа проектов 003.01.00.000 «Установка индивидуальных источников теплоснабжения».

Таблица 2.3.1

№ проекта в реестре проектов	Источник инвестиций	Наименование объекта	Стоимость мероприятия в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2034 гг.
003.00.00.000		Группа проектов 003 «Индивидуальные источники теплоснабжения»							
003.00.00.000		Всего стоимость проектов	**68 822,50**	**31 200,00**	**31 460,00**	**32 500,00**	**31 720,00**	**202 790,00**	**158 080,00**
003.00.00.000		Всего смета проектов нарастающим итогом	68 822,50	100 022,50	131 482,50	163 982,50	195 702,50	398 492,50	556 572,50
003.01.00.000		Подгруппа проектов 003.01.00.000 «Установка индивидуальных источников теплоснабжения»							
003.01.00.000		Всего стоимость группы проектов	**68 822,50**	**31 200,00**	**31 460,00**	**32 500,00**	**31 720,00**	**202 790,00**	**158 080,00**
003.01.00.000		Всего стоимость группы проектов нарастающим итогом	68 822,50	100 022,50	131 482,50	163 982,50	195 702,50	398 492,50	556 572,50
003.01.00.008.000		Зона перспективного строительства № 8							
003.01.00.008.001	Средства застройщика	Жилой дом по ул. Новой	34 310,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
003.01.00.010.000		Зона перспективного строительства № 10							
003.01.00.010.001	Средства застройщика	Перспективная зона теплоснабжения № 10 между улицей Черепановых и переулками Слесарным, Токарным и Урюпинским	11 632,50	0,00	0,00	0,00	0,00	46 530,00	0,00
003.01.00.036.000		Зона перспективного строительства № 36							
003.01.00.036.001	Средства собственников	Жилая индивидуальная застройка в северо-западной части города	0,00	10 400,00	10 400,00	10 400,00	10 400,00	0,00	0,00
003.01.00.042.000		Зона перспективного строительства № 42							
003.01.00.042.001	Средства собственников	Жилая индивидуальная застройка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14 040,00	14 040,00
003.01.00.043.000		Зона перспективного строительства № 43							
003.01.00.043.001	Средства собственников	Жилая индивидуальная застройка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27 820,00
003.01.00.048.000		Зона перспективного строительства № 48							
003.01.00.048.001	Средства собственников	Жилая индивидуальная застройка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14 560,00	14 560,00
003.01.00.050.000		Зона перспективного строительства № 50							

№ проекта в реестре проектов	Источник инвестиций	Наименование объекта	Стоимость мероприятия в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2034 гг.
003.01.00.050.001	Средства застройщика	Перспективная зона теплоснабжения № 50 в северо-восточной части города	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	56 420,00	35 620,00
003.01.00.052.000		Зона перспективного строительства № 52							
003.01.00.052.001	Средства застройщика	Перспективная зона теплоснабжения № 52 в северо-восточной части города	22 880,00	20 800,00	21 060,00	22 100,00	21 320,00	0,00	0,00
003.01.00.053.000		Зона перспективного строительства № 53							
003.01.00.053.001	Средства застройщика	Перспективная зона теплоснабжения № 53 в северо-восточной части города	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13 520,00	8 320,00
003.01.00.054.000		Зона перспективного строительства № 54							
003.01.00.054.001	Средства застройщика	Перспективная зона теплоснабжения № 54 вдоль улицы Уральской	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26 520,00	26 520,00
003.01.00.055.000		Зона перспективного строительства № 55							
003.01.00.055.001	Средства собственников	Жилая индивидуальная застройка	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31 200,00	31 200,00

Раздел 3. Инвестиции в строительство источников теплоснабжения для подключения тепловых нагрузок

3.1. Проект 002.01.01.037.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 37

3.1.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 37

Для реализации системы теплоснабжения в перспективной зоне теплоснабжения № 37 с многоэтажной жилой застройкой предлагается присоединение объектов нового строительства к сетям собственной котельной, предусмотренной проектной документацией на жилой комплекс, тепловой мощностью 9 Гкал/ч.

Перечень источников тепловой энергии представлен в табл. 3.1.1.

Таблица 3.1.1

№ п/п	Наименование потребителя	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год подключения	Источник теплоснабжения	Стоимость установки котельной в ценах 2019 г. с НДС
1	Жилая многоквартирная, общественно-деловая и производственная застройка в зоне теплосн. № 37	7,185	2024 – 2033 гг.	перспективная котельная 9 Гкал/ч	43 999,11

Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 3.1.2.

Таблица 3.1.2

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
8	100	120	24	2024	Подземная бесканальная, ППУ	1 729,03
7	70	100	14	2029	Подземная бесканальная, ППУ	1 158,43
6	100	200	40	2029	Подземная бесканальная, ППУ	2 881,71
5	125	200	50	2029	Подземная бесканальная, ППУ	3 177,53
4	150	200	60	2029	Подземная бесканальная, ППУ	3 582,44
3	200	200	80	2029	Подземная бесканальная, ППУ	4 475,97
2	300	200	120	2029	Подземная бесканальная, ППУ	6 547,84
1	400	200	160	2029	Подземная бесканальная, ППУ	9 831,23
	ИТОГО, км	1,42			ИТОГО	33 384,18

Оценка финансовых потребностей для строительства нового источника тепловой энергии выполнена по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (далее - УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (далее - УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Финансовые потребности для реализации мероприятия по установке котельных (в ценах 2019 г.) приведены в табл. 3.1.3.

Таблица 3.1.3

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	2 199,96	86,45	1 582,76	**3 869,16**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	2 639,95	103,74	1 899,31	**4 643,00**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	38 279,23	1 504,26	27 539,97	**67 323,45**

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.	Всего
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	43 119,13	1 694,45	31 022,04	**75 835,61**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	879,98	34,58	633,10	**1 547,67**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**43 999,11**	**1 729,03**	**31 655,14**	**77 383,28**
НДС	тыс. руб.	8 799,82	345,81	6 331,03	15 476,66
Всего смета проекта	тыс. руб.	**52 798,93**	**2 074,84**	**37 986,17**	**92 859,94**

Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.1.4.

Таблица 3.1.4

Годы	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	52 798,93	2 074,84	37 986,17	**92 859,94**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	59 888,01	2 476,83	50 608,48	**112 973,32**

3.1.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности строительства источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 37

Выполнен анализ инвестиционного проекта для двух вариантов финансирования: за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

3.1.3. Расчеты эффективности инвестиций для строительства тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 37

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проектов строительства тепловых сетей приведены в табл. 3.1.5.

Таблица 3.1.5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	14 239,77	---	0,15	----	8,07	12,53
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	18 210,00	---	0,3	-----	2,5	3,4

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

3.1.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 37

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к необходимости подключения потребителей к другим источникам теплоснабжения. В связи с удаленностью таких источни-

ков и небольшой потребностью зоны нового строительства в тепловой энергии, стоимость подключения станет неоправданно дорогостоящей.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

В результате реализации проекта:

- снабжение потребителей сравнительно недорогой тепловой энергией.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.1.6.

Таблица 3.1.6

Наименование показателя	**Ед. изм.**	**2024-2028 гг.**
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	1,01
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**8 651,39**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	865,14
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	173,03
Итого	тыс. руб.	9 689,56
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	9 593,62

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.1.7.

Таблица 3.1.7

Наименование показателя	**Ед. изм.**	**2029-2033 гг.**
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	6,175
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**73 977,51**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	7 397,75
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	1 479,55
Итого	тыс. руб.	82 854,81
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	13 417,78

3.2. Проект 002.01.01.041.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 41

3.2.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 41

Для реализации системы теплоснабжения в перспективной зоне теплоснабжения № 41 с многоэтажной жилой застройкой предлагается присоединение объектов нового строительства к сетям собственной котельной, предусмотренной проектной документацией на жилой комплекс, тепловой мощностью 9 Гкал/ч.

Перечень источников тепловой энергии представлен в табл. 3.2.1.

Таблица 3.2.1

№ п/п	Наименование потребителя	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год подключения	Источник теплоснабжения	Стоимость установки котельной в ценах 2019 г. с НДС
1	Жилая многоквартирная, общественно-деловая и производственная застройка в зоне теплосн. № 41	2,8375	2029-2033	Перспективная котельная 3,5 Гкал/ч	17 218,43

Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов ТС, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, показаны в табл. 3.2.2.

Таблица 3.2.2

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	70	400	56	2029	Подземная бесканальная, ППМ	4 633,71
2	100	400	80	2029	Подземная бесканальная, ППМ	5 763,42
3	125	200	50	2029	Подземная бесканальная, ППМ	3 177,53
4	150	200	60	2029	Подземная бесканальная, ППМ	3 582,44
5	200	200	80	2029	Подземная бесканальная, ППМ	4 475,97
6	250	200	100	2029	Подземная бесканальная, ППМ	5 345,78
	ИТОГО, км	1,60			ИТОГО	26 978,9

Оценка финансовых потребностей для строительства нового источника тепловой энергии выполнена по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (далее - УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (далее - УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Финансовые потребности для реализации мероприятия по установке котельных (в ценах 2019 г.) приведены в табл. 3.2.3.

Таблица 3.2.3

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2029-2033 гг.	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	2 209,86	2 209,86
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	2 651,84	2 651,84
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	38 451,63	38 451,63
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	43 313,33	43 313,33
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	883,95	883,95
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	44 197,28	44 197,28
НДС	тыс. руб.	8 839,46	8 839,46
Всего смета проекта	тыс. руб.	53 036,74	53 036,74

Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.2.4.

Таблица 3.2.4

Годы	2029-2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	53 036,74	53 036,74
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	67 797,65	67 797,65

3.2.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности строительства источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 41

Выполнен анализ инвестиционного проекта для двух вариантов финансирования: за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

3.2.3. Расчеты эффективности инвестиций для строительства тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 41

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проектов строительства тепловых сетей приведены в табл. 3.2.5.

Таблица 3.2.5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	14 239,77	---	0,15	----	8,07	12,53
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	18 210,00	---	0,3	-----	2,5	3,4

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

3.2.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 41

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к необходимости подключения потребителей к другим источникам теплоснабжения. В связи с удаленностью таких источников и небольшой потребностью зоны нового строительства в тепловой энергии, стоимость подключения станет неоправданно дорогостоящей.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

В результате реализации проекта:

- снабжение потребителей сравнительно недорогой тепловой энергией.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.2.6.

Таблица 3.2.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2029-2033 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	2,8375
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**44 197,28**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	4 419,73
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	883,95
Итого	тыс. руб.	49 500,95
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	17 445,27

3.3. Проект 002.01.01.043.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 43

3.3.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 43

Для реализации системы теплоснабжения в перспективной зоне теплоснабжения № 43 с многоэтажной жилой застройкой предлагается присоединение объектов нового строительства к сетям собственной котельной, предусмотренной проектной документацией на жилой комплекс, тепловой мощностью 9 Гкал/ч.

Перечень источников тепловой энергии представлен в табл. 3.3.1.

Таблица 3.3.1

№ п/п	Наименование потребителя	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год подключения	Источник теплоснабжения	Стоимость установки котельной в ценах 2019 г. с НДС
1	Жилая многоквартирная, общественно-деловая и производственная застройка в зоне теплосн. № 43	1,775	2029-2033	Перспективная котельная 2 Гкал/ч	16 664,76

Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 3.3.2.

Таблица 3.3.2

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	70	200	28	2029	Подземная бесканальная, ППУ	2 316,85
2	100	200	40	2029	Подземная бесканальная, ППУ	2 881,71
3	150	200	60	2029	Подземная бесканальная, ППУ	3 582,44
4	200	200	80	2029	Подземная бесканальная, ППУ	4 475,97
	ИТОГО, км	0,80			ИТОГО	13 256,97

Оценка финансовых потребностей для строительства нового источника тепловой энергии выполнена по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (далее - УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (далее - УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Финансовые потребности для реализации мероприятия по установке котельных (в ценах 2019 г.) приведены в табл. 3.3.3.

Таблица 3.3.3

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2029-2033 гг.	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 496,09	1 496,09
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	1 795,30	1 795,30
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	26 031,91	26 031,91
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	29 323,30	29 323,30
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	598,43	598,43
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	29 921,73	29 921,73
НДС	тыс. руб.	5 984,35	5 984,35
Всего смета проекта	тыс. руб.	35 906,08	35 906,08

Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.3.4.

Таблица 3.3.4

Годы	2029-2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	35 906,08	35 906,08
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	47 837,20	47 837,20

3.3.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности строительства источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 43

Выполнен анализ инвестиционного проекта для двух вариантов финансирования: за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

3.3.3. Расчеты эффективности инвестиций для строительства тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 43

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проектов строительства тепловых сетей приведены в табл. 3.3.5.

Таблица 3.3.5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	14 239,77	---	0,15	----	8,07	12,53
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	18 210,00	---	0,3	-----	2,5	3,4

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

3.3.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 43

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к необходимости подключения потребителей к другим источникам теплоснабжения. В связи с удаленностью таких источников и небольшой потребностью зоны нового строительства в тепловой энергии, стоимость подключения станет неоправданно дорогостоящей.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

В результате реализации проекта:

- снабжение потребителей сравнительно недорогой тепловой энергией.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.3.6.

Таблица 3.3.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2029-2033 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	1,775
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**29 921,73**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	2 992,17
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	598,43
Итого	тыс. руб.	33 512,34
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	18 880,19

3.4. Проект 002.01.01.046.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 46

3.4.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 46

Для реализации системы теплоснабжения в перспективной зоне теплоснабжения № 46 с многоэтажной жилой застройкой предлагается установка котельных. Перечень источников тепловой энергии представлен в табл. 3.4.1.

Таблица 3.4.1

Источник тепловой энергии	Год ввода в эксплуатацию	Располагаемая мощность, Гкал/ч	Общая тепловая нагрузка, Гкал/ч	Стоимость оборудования, монтажа, наладки в ценах 2019 г. с НДС тыс. руб.
Общественно-деловая и производственная застройка	2019-2020	Перспективная котельная 1,5 Гкал/ч	1,17	12 498,57
Перспективная многоквартирная жилая и общественно-деловая застройка в зоне теплоснабжения №46	2024-2028	Перспективная котельная 4,0 Гкал/ч	3,40	19 678,20

Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 3.4.2.

Таблица 3.4.2

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, $м^2$	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	70	120	17	2020	Подземная бесканальная, ППМ	1 390,11
2	70	200	28	2024	Подземная бесканальная, ППМ	2 316,85
3	100	400	80	2024	Подземная бесканальная, ППМ	5 763,42
4	150	300	90	2024	Подземная бесканальная, ППМ	5 373,65
5	200	300	120	2024	Подземная бесканальная, ППМ	6 713,96
	ИТОГО, км	1,32			ИТОГО	21 557,99

Оценка финансовых потребностей для строительства нового источника тепловой энергии выполнена по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (далее - УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (далее - УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Финансовые потребности для реализации мероприятия по установке котельных (в ценах 2019 г.) приведены в табл. 3.4.3.

Таблица 3.4.3

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	2024-2028 гг.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	694,43	1 992,30	2 686,74
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	833,32	2 390,76	3 224,09
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	12 083,15	34 666,09	46 749,24
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	13 610,91	39 049,16	52 660,06
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	277,77	796,92	1 074,70
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	13 888,68	39 846,08	53 734,76
НДС	тыс. руб.	2 777,74	7 969,22	10 746,95
Всего смета проекта	тыс. руб.	16 666,42	47 815,30	64 481,71

Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.4.4.

Таблица 3.4.4

Годы	2020 г.	2024-2028 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	16 666,42	47 815,30	64 481,71
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	17 249,74	57 079,43	74 329,17

3.4.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности строительства источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 46

Выполнен анализ инвестиционного проекта для двух вариантов финансирования: за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

3.4.3. Расчеты эффективности инвестиций для строительства тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 46

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проектов строительства источников тепловой мощности приведены в табл. 3.4.5.

Таблица 3.4.5

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-8 933,62	---	-0,16	----	11,4	29,1
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	9 900,30	---	0,17	-----	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

3.4.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства индивидуальных источников теплоснабжения для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 46

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к необходимости подключения потребителей к другим источникам теплоснабжения. В связи с удаленностью таких источников и небольшой потребностью зоны нового строительства в тепловой энергии, стоимость подключения станет неоправданно дорогостоящей.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

В результате реализации проекта:

- снабжение потребителей сравнительно недорогой тепловой энергией.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.4.6.

Таблица 3.4.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	1,17
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**13 888,68**

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	1 388,87
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	277,77
Итого	тыс. руб.	15 555,32
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	13 295,15

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.4.7.

Таблица 3.4.7

Наименование показателя	Ед. изм.	2024-2028 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	3,4
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**39 846,08**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	3 984,61
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	796,92
Итого	тыс. руб.	44 627,61
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	13 125,77

3.5. Проект 002.01.01.049.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 49

3.5.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 49

Для реализации системы теплоснабжения в перспективной зоне теплоснабжения № 49 с многоэтажной жилой застройкой предлагается присоединение объектов нового строительства к сетям собственной котельной, предусмотренной проектной документацией на жилой комплекс, тепловой мощностью 3 Гкал/ч.

Перечень источников тепловой энергии представлен в табл. 3.5.1.

Таблица 3.5.1

№ п/п	Наименование потребителя	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год подключения	Источник теплоснабжения	Стоимость установки котельной в ценах 2019 г. с НДС
1	Перспективная многоквартирная жилая и общественно-деловая застройка в зоне теплоснабжения №49	2,455	2029-2033	Перспективная котельная 3 Гкал/ч	14 666,37

Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 3.5.2.

Таблица 3.5.2

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	50	100	10	2029	Подземная бесканальная, ППМ	835,83
2	80	100	16	2029	Подземная бесканальная, ППМ	1 305,06
3	100	100	20	2029	Подземная бесканальная, ППМ	1 440,85
4	125	80	20	2029	Подземная бесканальная, ППМ	1 271,01
5	150	220	66	2029	Подземная бесканальная, ППМ	3 940,68
6	200	200	80	2029	Подземная бесканальная, ППМ	4 475,97
	ИТОГО, км	0,80			ИТОГО	13 269,4

Оценка финансовых потребностей для строительства нового источника тепловой энергии выполнена по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (далее - УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (далее - УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Финансовые потребности для реализации мероприятия по установке котельных (в ценах 2019 г.) приведены в табл. 3.5.3.

Таблица 3.5.3

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2029-2033 гг.	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 396,79	**1 396,79**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	1 676,15	**1 676,15**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	24 304,12	**24 304,12**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	27 377,05	**27 377,05**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	558,72	**558,72**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**27 935,77**	**27 935,77**
НДС	тыс. руб.	5 587,15	5 587,15
Всего смета проекта	тыс. руб.	**33 522,92**	**33 522,92**

Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.5.4.

Таблица 3.5.4

Годы	2029-2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**33 522,92**	**33 522,92**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	44 662,16	**44 662,16**

3.5.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности строительства источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 49

Выполнен анализ инвестиционного проекта для двух вариантов финансирования: за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

3.5.3. Расчеты эффективности инвестиций для строительства тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 49

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проектов строительства тепловых сетей приведены в табл. 3.5.5.

Таблица 3.5.5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	14 239,77	---	0,2	----	8,07	12,53
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	18 210,00	---	0,3	-----	2,5	3,4

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

3.5.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 49

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к необходимости подключения потребителей к другим источникам теплоснабжения. В связи с удаленностью таких источников и небольшой потребностью зоны нового строительства в тепловой энергии, стоимость подключения станет неоправданно дорогостоящей.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

В результате реализации проекта:

- снабжение потребителей сравнительно недорогой тепловой энергией.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.5.6.

Таблица 3.5.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2029-2033 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	2,455
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**27 935,77**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	2 793,58
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	558,72
Итого	тыс. руб.	31 288,06
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	12 744,63

3.6. Проект 002.01.01.054.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 54

3.6.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 54

Для реализации системы теплоснабжения в перспективной зоне теплоснабжения № 54 с многоэтажной жилой застройкой предлагается присоединение объектов нового строительства к сетям собственной котельной, предусмотренной проектной документацией на жилой комплекс, тепловой мощностью 6 Гкал/ч.

Перечень источников тепловой энергии представлен в табл. 3.6.1.

Таблица 3.6.1

№ п/п	Наименование потребителя	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год подключения	Источник теплоснабжения	Стоимость установки котельной в ценах 2019 г. с НДС
1	Перспективная жилая многоквартирная и общественно-деловая застройка в зоне теплоснабжения 54	5,7	2024 - 2033	Перспективная котельная 6 Гкал/ч	29 517,30

Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 3.6.2.

Таблица 3.6.2

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	100	100	20	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 440,85
2	300	200	120	2024	Подземная бесканальная, ППМ	6 547,84
3	70	150	21	2029	Подземная бесканальная, ППМ	1 737,64
4	100	150	30	2029	Подземная бесканальная, ППМ	2 161,28
5	125	100	25	2029	Подземная бесканальная, ППМ	1 588,76
6	150	100	30	2029	Подземная бесканальная, ППМ	1 791,22
7	200	100	40	2029	Подземная бесканальная, ППМ	2 237,99
	ИТОГО, км	0,90			ИТОГО	17 505,58

Оценка финансовых потребностей для строительства нового источника тепловой энергии выполнена по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (далее - УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (далее - УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Финансовые потребности для реализации мероприятия по установке котельных (в ценах 2019 г.) приведены в табл. 3.6.3.

Таблица 3.6.3

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 875,30	475,84	2 351,14
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	2 250,36	571,01	2 821,37
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	32 630,22	8 279,69	40 909,91
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	36 755,88	9 326,55	46 082,43
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	750,12	190,34	940,46
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	37 506,00	9 516,89	47 022,89
НДС	тыс. руб.	7 501,20	1 903,38	9 404,58
Всего смета проекта	тыс. руб.	45 007,20	11 420,27	56 427,47

Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.6.4.

Таблица 3.6.4

Годы	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	45 007,20	11 420,27	56 427,47
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	53 727,27	15 215,07	68 942,34

3.6.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности строительства источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 54

Выполнен анализ инвестиционного проекта для двух вариантов финансирования: за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

3.6.3. Расчеты эффективности инвестиций для строительства тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проектов строительства тепловых сетей приведены в табл. 3.6.5.

Таблица 3.6.5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	14 239,77	---	0,2	----	8,07	12,53
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	18 210,00	---	0,3	-----	2,5	3,4

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

3.6.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к необходимости подключения потребителей к другим источникам теплоснабжения. В связи с удаленностью таких источников и небольшой потребностью зоны нового строительства в тепловой энергии, стоимость подключения станет неоправданно дорогостоящей.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

В результате реализации проекта:

- снабжение потребителей сравнительно недорогой тепловой энергией.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.6.6.

Таблица 3.6.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2024-2028 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,85
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	12 918,61
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	1 291,86
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	258,37
Итого	тыс. руб.	14 468,84
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	17 022,16

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.6.7.

Таблица 3.6.7

Наименование показателя	**Ед. изм.**	**2029-2033 гг.**
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	4,85
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	37 646,36
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	3 764,64
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	752,93
Итого	тыс. руб.	42 163,92
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	8 693,59

3.7. Проект 002.01.01.037.055. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 55

3.7.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 55

Для реализации системы теплоснабжения в перспективной зоне теплоснабжения № 55 с многоэтажной жилой застройкой предлагается присоединение объектов нового строительства к сетям собственной котельной, предусмотренной проектной документацией на жилой комплекс, тепловой мощностью 6 Гкал/ч.

Перечень источников тепловой энергии представлен в табл. 3.7.1.

Таблица 3.7.1

№ п/п	Наименование потребителя	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год подключения	Источник теплоснабжения	Стоимость установки котельной в ценах 2019 г. с НДС
1	Перспективная жилая многоквартирная и общественно-деловая застройка в зоне теплоснабжения 55	3,905	2024 - 2033	Перспективная котельная 4,5 Гкал/ч	40 247,10

Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 3.7.2.

Таблица 3.7.2

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	70	150	21	2029	Подземная бесканальная, ППМ	1 737,64
2	100	200	40	2029	Подземная бесканальная, ППМ	2 881,71
3	125	100	25	2029	Подземная бесканальная, ППМ	1 588,76
4	150	200	60	2029	Подземная бесканальная, ППМ	3 582,44
5	250	100	50	2029	Подземная бесканальная, ППМ	2 672,89
	ИТОГО, км	0,75			ИТОГО	12 463,44

Оценка финансовых потребностей для строительства нового источника тепловой энергии выполнена по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (далее - УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (далее - УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Финансовые потребности для реализации мероприятия по установке котельных (в ценах 2019 г.) приведены в табл. 3.7.3.

Таблица 3.7.3

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2029-2033 гг.	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	2 635,53	2 635,53
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	3 162,63	3 162,63
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	45 858,17	45 858,17
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	51 656,33	51 656,33
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 054,21	1 054,21
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**52 710,54**	**52 710,54**
НДС	тыс. руб.	10 542,11	10 542,11
Всего смета проекта	тыс. руб.	**63 252,65**	**63 252,65**

Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.7.4.

Таблица 3.7.4

Годы	2029-2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	63 252,65	63 252,65
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	84 270,68	84 270,68

3.7.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности строительства источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 55

Выполнен анализ инвестиционного проекта для двух вариантов финансирования: за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

3.7.3. Расчеты эффективности инвестиций для строительства тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 55

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проектов строительства тепловых сетей приведены в табл. 3.7.5.

Таблица 3.7.5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	14 239,77	---	0,2	----	8,07	12,53
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	18 210,00	---	0,3	-----	2,5	3,4

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

3.7.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 55

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к необходимости подключения потребителей к другим источникам теплоснабжения. В связи с удаленностью таких источников и небольшой потребностью зоны нового строительства в тепловой энергии, стоимость подключения станет неоправданно дорогостоящей.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

В результате реализации проекта:

- снабжение потребителей сравнительно недорогой тепловой энергией.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.7.6.

Таблица 3.7.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2029-2033 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	3,905
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**52 710,54**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	5 271,05
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	1 054,21
Итого	тыс. руб.	59 035,80
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	15 118,00

3.8. Проект 002.01.01.057.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 57

3.8.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 57

Для реализации системы теплоснабжения в перспективной зоне теплоснабжения № 57 предлагается присоединение объектов нового строительства к сетям собственной котельной, предусмотренной проектной документацией на жилой комплекс, тепловой мощностью 0,6 Гкал/ч.

Перечень источников тепловой энергии представлен в табл. 3.8.1.

Таблица 3.8.1

№ п/п	Наименование потребителя	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год подключения	Источник теплоснабжения	Стоимость установки котельной в ценах 2019 г. с НДС
1	Детский сад в мкр. Авиагородок	0,3325	2022	перспективная котельная 0,6 Гкал/ч	2 770,52

Оценка финансовых потребностей для строительства нового источника тепловой энергии выполнена по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (далее - УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (далее - УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Финансовые потребности для реализации мероприятия по установке котельных (в ценах 2019 г.) приведены в табл. 3.8.2.

Таблица 3.8.2

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2022 г.	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	138,53	**138,53**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	166,23	**166,23**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	2 410,35	**2 410,35**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	2 715,11	**2 715,11**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	55,41	**55,41**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**2 770,52**	**2 770,52**
НДС	тыс. руб.	554,10	554,10
Всего смета проекта	тыс. руб.	**3 324,62**	**3 324,62**

Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.8.3.

Таблица 3.8.3

Годы	2022 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**3 324,62**	**3 324,62**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	3 664,72	3 664,72

3.8.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности строительства источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 57

Выполнен анализ инвестиционного проекта для двух вариантов финансирования: за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

3.8.3. Расчеты эффективности инвестиций для строительства тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 57

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проектов строительства тепловых сетей приведены в табл. 3.8.4.

Таблица 3.8.4.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	14 239,77	---	0,2	----	8,07	12,53
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	18 210,00	---	0,3	-----	2,5	3,4

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

3.8.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 57

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к необходимости подключения потребителей к другим источникам теплоснабжения. В связи с удаленностью таких источников и небольшой потребностью зоны нового строительства в тепловой энергии, стоимость подключения станет неоправданно дорогостоящей.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

В результате реализации проекта:

- снабжение потребителей сравнительно недорогой тепловой энергией.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.8.5.

Таблица 3.8.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,3325
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**2 770,52**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	277,05
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	55,41
Итого	тыс. руб.	3 102,98
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	9 332,27

3.9. Проект 002.01.01.058.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 58

3.9.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 58

Для реализации системы теплоснабжения в перспективной зоне теплоснабжения № 58 с многоэтажной жилой застройкой предлагается присоединение объектов нового строительства к сетям собственной котельной, предусмотренной проектной документацией на жилой комплекс, тепловой мощностью 9 Гкал/ч.

Перечень источников тепловой энергии представлен в табл. 3.9.1.

Таблица 3.9.1

№ п/п	Наименование потребителя	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год подключения	Источник теплоснабжения	Стоимость установки котельной в ценах 2019 г. с НДС
1	Жилая многоквартирная, общественно-деловая и производственная застройка в зоне теплосн. № 58	2,8229	2024	Перспективная котельная 3,5 Гкал/ч	17 218,43

Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 3.9.2.

Таблица 3.9.2

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	70	60	8	2024	Подземная бесканальная, ППМ	695,06
2	100	200	40	2024	Подземная бесканальная, ППМ	2 881,71
3	125	70	18	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 112,14
4	200	60	24	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 342,79
5	250	70	35	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 871,02
	ИТОГО, км	0,46			ИТОГО	7 902,72

Оценка финансовых потребностей для строительства нового источника тепловой энергии выполнена по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (далее - УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (далее - УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Финансовые потребности для реализации мероприятия по установке котельных (в ценах 2019 г.) приведены в табл. 3.9.3.

Таблица 3.9.3

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2024-2028 гг.	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 256,06	1 256,06
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	1 507,27	1 507,27
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	21 855,40	21 855,40
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	24 618,73	24 618,73
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	502,42	502,42
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**25 121,15**	**25 121,15**
НДС	тыс. руб.	5 024,23	5 024,23
Всего смета проекта	тыс. руб.	**30 145,38**	**30 145,38**

Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.9.4.

Таблица 3.9.4

Годы	2024-2028 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**30 145,38**	**30 145,38**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	35 986,00	35 986,00

3.9.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности строительства источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 58

Выполнен анализ инвестиционного проекта для двух вариантов финансирования: за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

3.9.3. Расчеты эффективности инвестиций для строительства тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 58

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проектов строительства тепловых сетей приведены в табл. 3.9.5.

Таблица 3.9.5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	14 239,77	---	0,15	----	8,07	12,53
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	18 210,00	---	0,3	-----	2,5	3,4

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

3.9.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 58

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.9.6.

Таблица 3.9.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2024-2028 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	2,8229
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**25 121,15**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	2 512,12
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	502,42
Итого	тыс. руб.	28 135,69
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	9 966,94

3.10. Проект 002.01.01.067.001. Обоснование инвестиций в строительство источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 67

3.10.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству источников тепловой энергии и тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 67

Для реализации системы теплоснабжения в перспективной зоне теплоснабжения № 67 с многоэтажной жилой застройкой предлагается присоединение объектов нового строительства в ЖК «Соболиная гора» к сетям собственной котельной, предусмотренной проектной документацией на жилой комплекс, тепловой мощностью 4 Гкал/ч.

Перечень источников тепловой энергии представлен в табл. 3.10.1.

Таблица 3.10.1

№ п/п	Наименование потребителя	Тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год подключения	Источник теплоснабжения	Стоимость установки котельной в ценах 2019 г. с НДС
1	Жилые дома №№ 1, 2, 3, 5 в ЖК «Соболиная гора	0,7252	2024	перспективная котельная 1,0 Гкал/ч	8 332,38

Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 3.10.2.

Таблица 3.10.2

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	70	180	25	2024	Подземная бесканальная, ППМ	2 085,17
2	125	180	45	2024	Подземная бесканальная, ППМ	2 859,78
	ИТОГО, км	0,36			ИТОГО	4 944,95

Оценка финансовых потребностей для строительства нового источника тепловой энергии выполнена по укрупненным показателям базисных стоимостей по видам строительства (далее - УПР), укрупненным показателям сметной стоимости (далее - УСС), укрупненным показателям базисной стоимости материалов, видов оборудования, услуг и видов работ.

Финансовые потребности для реализации мероприятия по установке крышных котельных (в ценах 2019 г.) приведены в табл. 3.10.3.

Таблица 3.10.3

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2024-2028 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	663,87	663,87
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	796,64	796,64
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	11 551,28	11 551,28
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	13 011,78	13 011,78
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	265,55	265,55
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**13 277,33**	**13 277,33**
НДС	тыс. руб.	2 655,47	2 655,47
Всего смета проекта	тыс. руб.	**15 932,80**	**15 932,80**

Стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.10.4.

Таблица 3.10.4

Годы	2024-2028 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**15 932,80**	**15 932,80**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	19 019,75	19 019,75

3.10.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности строительства источников тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 67

Выполнен анализ инвестиционного проекта для двух вариантов финансирования: за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

3.10.3. Расчеты эффективности инвестиций для строительства тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 67

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проектов строительства тепловых сетей приведены в табл. 3.10.5

Таблица 3.10.5

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	4 239,77	---	0,15	----	8,07	12,53
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	8 210	---	0,3	-----	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

3.10.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 67

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к необходимости подключения потребителей к другим источникам теплоснабжения. В связи с удаленностью таких источников и небольшой потребностью зоны нового строительства в тепловой энергии, стоимость подключения станет неоправданно дорогостоящей.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

В результате реализации проекта:

- снабжение потребителей сравнительно недорогой тепловой энергией.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 3.10.6.

Таблица 3.10.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2024-2028 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,7252
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**13 277,33**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	1 327,73
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	265,55
Итого	тыс. руб.	14 870,61
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	20 505,53

3.11. Проекты 002.02.01.000.000. Обоснование инвестиций в установку крышных котельных

3.11.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по установке крышных котельных

Часть площадок нового строительства находится вне зон действия существующих источников тепловой энергии.

Для отопления и горячего водоснабжения многоквартирных домов запланирована установка крышных котельных.

Перечень площадок с указанием установленной мощности котельных приведен в табл. 3.11.1-1.

Стоимость установки оборудования в ценах 2019 г. приведена в табл. 3.11.1-2.

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 3.11.1-3.

3.11.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности установки крышных котельных

Источник инвестиций для установки крышных котельных – средства застройщика. Возврат инвестиций - за счет продажи выстроенного жилья.

3.11.3. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ установки крышных котельных

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к необходимости подключения потребителей к другим источникам теплоснабжения. В связи с удаленностью таких источников и небольшой потребностью зоны нового строительства в тепловой энергии, стоимость подключения станет неоправданно дорогостоящей.

Сценарий "1". При реализации проекта (Ожидаемые результаты по проекту)

В результате реализации проекта:

- снабжение потребителей сравнительно недорогой тепловой энергией.

Таблица 3.11.3-1

№ проекта в реестре проектов	№площадки строительства	Наименование объекта	Стоимость мероприятия в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.							
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.	Итого
003.02.00.023.001	23	Жилой дом №3 по пр. Братьев Коростелевых, ЖК «Сакмарский», персп. крышная котельная 0,9 Гкал/ч	0,9	0	0	0	0	0	0	**0,90**
003.02.00.023.002	23	Жилой дом №3 по пр. Братьев Коростелевых, ЖК «Сакмарский», персп. крышная котельная 0,9 Гкал/ч	0,9	0	0	0	0	0	0	**0,90**
003.02.00.046.001	46	Многоквартирный дом №21 в ЖК «Оренбуржье»	1,5	0	0	0	0	0	0	**1,50**
003.02.00.046.002	46	Многоквартирный дом №20 (секции 1/2/3/4/5) в ЖК «Оренбуржье»	2	0	0	0	0	0	0	**2,00**
003.02.00.054.001	54	Перспективная зона теплоснабжения № 54 вдоль улицы Уральской. Жилые дома №№ 8, 11, 12, 14-30 в мкр. Дубки. 20 крышных котельных по 1,47 Гкал/ч	0	0	2,94	8,82	8,82	8,82	0	**29,40**
003.02.00.054.001	54	Жилой дом № 7 (7/1,7/2,7/3) в мкр. Дубки (1 очередь). Крышная котельная 1,47 Гкал/ч	1,47	0	0	0	0	0	0	**1,47**
003.02.00.054.002	54	Жилой дом № 13 (13/1/2/3/4/5) в мкр. Дубки, класс энергоэффективности А. крышная котельная 1,86 Гкал/ч	0	1,86	0	0	0	0	0	**1,86**
		ИТОГО	**6,77**	**1,86**	**2,94**	**8,82**	**8,82**	**8,82**	**0,00**	**38,03**

Таблица 3.11.3-2

№ проекта в реестре проектов	№ площадки строительства	Наименование объекта	Стоимость мероприятия в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.							
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.	Итого
003.02.00.023.001	23	Жилой дом №3 по пр. Братьев Коростелевых, ЖК «Сакмарский», персп. крышная котельная 0,9 Гкал/ч	7 499,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**7 499,14**
003.02.00.023.002	23	Жилой дом №3 по пр. Братьев Коростелевых, ЖК «Сакмарский», персп. крышная котельная 0,9 Гкал/ч	7 499,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**7 499,14**
003.02.00.046.001	46	Многоквартирный дом №21 в ЖК «Оренбуржье»	12 498,57	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**12 498,57**
003.02.00.046.002	46	Многоквартирный дом №20 (секции 1/2/3/4/5) в ЖК «Оренбуржье»	16 664,76	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**16 664,76**
003.02.00.054.001	54	Перспективная зона теплоснабжения № 54 вдоль улицы Уральской. Жилые дома №№ 8,	0,00	0,00	24 497,20	73 491,59	73 491,59	73 491,59	0,00	**244 971,97**

№ проекта в реестре проектов	№ площадки строительства	Наименование объекта	Стоимость мероприятия в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.							
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.	Итого
		11, 12, 14-30 в мкр. Дубки. 20 крышных котельных по 1,47 Гкал/ч								
003.02.00.054.002	54	Жилой дом № 7 (7/1,7/2,7/3) в мкр. Дубки (1 очередь). Крышная котельная 1,47 Гкал/ч	12 248,60	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**12 248,60**
003.02.00.054.002	54	Жилой дом № 13 (13/1/2/3/4/5) в мкр. Дубки, класс энергоэффективности А. крышная котельная 1,86 Гкал/ч	0,00	15 498,23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**15 498,23**
		ИТОГО	**56 410,21**	**15 498,23**	**24 497,20**	**73 491,59**	**73 491,59**	**73 491,59**	**0,00**	**316 880,41**

Таблица 3.11.3-3

№ проекта в реестре проектов	Номер площадки строительства	Наименование объекта	Стоимость мероприятия в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.							
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 - 2028 гг.	2029 - 2033 гг.	Итого
003.02.00.023.001	23	Жилой дом №3 по пр. Братьев Коростелевых, ЖК «Сакмарский», персп. крышная котельная 0,9 Гкал/ч	7 821,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**7 821,61**
003.02.00.023.002	23	Жилой дом №3 по пр. Братьев Ко-ростелевых, ЖК «Сакмарский», персп. крышная котельная 0,9 Гкал/ч	7 821,61	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**7 821,61**
003.02.00.046.001	46	Многоквартирный дом №21 в ЖК «Оренбуржье»	13 036,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**13 036,01**
003.02.00.046.002	46	Многоквартирный дом №20 (секции 1/2/3/4/5) в ЖК «Оренбуржье»	17 381,34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**17 381,34**
003.02.00.054.001	54	Перспективная зона теплоснабжения № 54 вдоль улицы Уральской. Жилые дома №№ 8, 11, 12, 14-30 в мкр. Дубки. 20 крышных котельных по 1,47 Гкал/ч	0,00	0,00	27 529,09	85 312,64	87 957,33	95 254,49	0,00	**296 053,54**
003.02.00.054.002	54	Жилой дом № 7 (7/1,7/2,7/3) в мкр. Дубки (1 очередь). Крышная котельная 1,47 Гкал/ч	12 775,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**12 775,29**
003.02.00.054.002	54	Жилой дом № 13 (13/1/2/3/4/5) в мкр. Дубки, класс энергоэффективности А. крышная котельная 1,86 Гкал/ч	0,00	16 827,40	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**16 827,40**
		ИТОГО	**69 426,31**	**19 856,33**	**32 484,32**	**100 668,91**	**103 789,65**	**112 400,30**	**0,00**	**438 625,82**

Раздел 4. Группа проектов 002.01.01.000.000 «Сакмарская ТЭЦ». Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей, находящихся в собственности Оренбургского филиала ПАО «Т Плюс»

4.1. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции ВПУ Сакмарской ТЭЦ с целью увеличения располагаемой производительности до 800 м^3/ч

Реализация мероприятия признана нецелесообразной.

4.2. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции ВПУ Сакмарской ТЭЦ с целью увеличения располагаемой производительности до 900 м^3/ч

Реализация мероприятия признана нецелесообразной.

4.3. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 2 в связи с неудовлетворительной работой система «СИВОК», установленной на ТА ст. № 2

Мероприятие выполнено.

4.4. Проект 002.01.01.001.001. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 6 в связи с неудовлетворительной работой система «СИВОК», установленной на ТА ст. № 6

4.4.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по техническому перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 6 в связи с неудовлетворительной работой система «СИВОК», установленной на ТА ст. № 6

Стоимость мероприятий по техническому перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 6 приведена в табл. 4.4.1.

Таблица 4.4.1

№ п/п	Статьи затрат	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.
1	ПИР и ПСД	307,92
2	Дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	369,51
3	Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	5 357,87
4	Всего капитальные затраты	6 035,30
5	Непредвиденные расходы	123,17
6	**ИТОГО без НДС**	**6 158,47**
7	НДС	1 231,69
8	Всего смета проекта	**7 390,16**

4.4.2. Стоимость мероприятий по техническому перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 6 в связи с неудовлетворительной работой система «СИВОК», установленной на ТА ст. № 6 с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.4.2.

Таблица 4.4.2

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**7 390,16**	**7 390,16**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	**7 390,16**	**7 390,16**

4.4.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по техническому перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 6 в связи с неудовлетворительной работой система «СИВОК», установленной на ТА ст. № 6

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

4.4.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 4.4.3.

Таблица 4.4.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.4.4.

Таблица 4.4.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.4.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.4.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по техническому перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 6 в связи с неудовлетворительной работой система «СИВОК», установленной на ТА ст. № 6

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.4.5.

Таблица 4.4.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-5874	---	-0,87	Более 25 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	65	10,8%	0,009	14,54

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 7 935,56 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -5874 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – не рассчитывается.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,87.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,87 руб. убытков. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 25 лет.

Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 7 935,56 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 65 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 10,8%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 0,3%

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,009.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,009 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 14,54 лет.

4.4.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по техническому перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 6 в связи с неудовлетворительной работой системы «СИВОК», установленной на ТА ст. № 6

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

4.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению конденсатопровода от ПБ ТА ст.№ 3 до общестанционного коллектора ТЭЦ путем замены существующего конденсатопровода от ПБ ТА ст. № 3 на конденсатопровод большего диаметра

Запланирован вывод из эксплуатации с 01.01.2020 года турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3, в связи с чем, проведение мероприятия признано нецелесообразным.

4.6. Проект 002.01.01.001.002. Обоснование инвестиций в мероприятия по организации подачи пара от коллектора 13 ата через РОУ 13/2,5 на ПСГ-2 турбоагрегата Т-50-130, ст. № 3 после вывода турбины из эксплуатации

4.6.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по организации подачи пара от коллектора 13 ата через РОУ 13/2,5 на ПСГ-2 турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3, после вывода турбины из эксплуатации

Стоимость мероприятий по организации подачи пара от коллектора 13 ата через РОУ 13/2,5 на ПСГ-2 турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3, после вывода турбины из эксплуатации в консервацию приведена в табл. 4.6.1.

Таблица 4.6.1

№ п/п	Статьи затрат	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.
1	ПИР и ПСД	296,61
2	Оборудование	355,93
3	Строительно-монтажные и наладочные работы	5 161,01
4	Всего капитальные затраты	5 813,56
5	Непредвиденные расходы	118,64
	ИТОГО без НДС	**5 932,20**
6	НДС	1 186,44
7	**Всего смета проекта**	**7 118,64**

4.6.2. Стоимость мероприятий по организации подачи пара от коллектора 13 ата через РОУ 13/2,5 на ПСГ-2 турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3, после вывода турбины из эксплуатации с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.6.2.

Таблица 4.6.2

Годы	2021 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	7 118,64	7 118,64
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	7 367,79	7 367,79

4.6.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по организации подачи пара от коллектора 13 ата через РОУ 13/2,5 на ПСГ-2 турбоагрегата Т-50-130, после вывода турбины из эксплуатации

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

4.6.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2018 г. представлена в табл. 4.6.3.

Таблица 4.6.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России **(табл. 1.5.1).**

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.6.4.

Таблица 4.6.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.6.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.6.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по организации подачи пара от коллектора 13 ата через РОУ 13/2,5 на ПСГ-2 турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3, после вывода турбины из эксплуатации

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.6.5.

Таблица 4.6.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-3156	---	-0,47	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-670,03	---	-0,1	Более 15 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 7 949,76 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -3156 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – не рассчитывается.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,47.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено -0,47 руб. убытков.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 15 лет.

Финансирование за счет заемного капитала.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 7 949,76 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -670 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – не рассчитывается

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,1.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено -0,1 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 15 лет.

Данное мероприятие повышает надежность работы оборудования ТЭЦ в осенне-зимний период, поэтому, несмотря на отсутствие выраженного экономического эффекта, его реализация необходима.

4.6.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по организации подачи пара от коллектора 13 ата через РОУ 13/2,5 на ПСГ-2 турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3 после вывода турбины из эксплуатации

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

4.7. Проект 002.01.01.001.003. Обоснование инвестиций в мероприятия по организации отбора пара 13 ата от ТА-110/120-130 ст. № 5

4.7.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по организации отбора пара 13 ата от ТА-110/120-130 ст. № 5

Мероприятие позволит увеличить теплофикационную выработку в летний период, выдать дополнительное количество пара для загрузки ПБ в ОЗП.

Стоимость мероприятий по организации отбора пара 13 ата от ТА-110/120-130 ст. № 5 путем замены существующего конденсатопровода от ПБ ТА ст. № 3 на конденсатопровод большего диаметра в целях обеспечения надежности теплоснабжения приведена в табл. 4.7.1.

Таблица 4.7.1

№ п/п	Статьи затрат	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.		
		2019	2020	ИТОГО
1	ПИР и ПСД	2 669,49		2 669,49
2	Оборудование		1 441,53	1 601,70
3	Строительно-монтажные и наладочные работы		19 700,85	21 889,83
4	Всего капитальные затраты		21 142,38	26 161,02
5	Непредвиденные расходы		480,51	533,90
	ИТОГО без НДС	**2 669,49**	**24 025,43**	**26 694,92**
6	НДС	533,90	4 805,09	5 338,98
7	**Всего смета проекта**	**3 203,39**	**28 830,52**	**32 033,90**

4.7.2. Стоимость мероприятий по организации отбора пара 13 ата от ТА-110/120-130 ст. № 5 с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.7.2.

Таблица 4.7.2

Годы	2019	2020	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	3 203,39	28 830,52	**32 033,90**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	3 203,39	29 839,58	**33 042,97**

4.7.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по организации отбора пара 13 ата от ТА-110/120-130 ст. № 5

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

4.7.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2018 г. представлена в табл. 4.7.3.

Таблица 4.7.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России **(табл. 1.5.1).**

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.7.4.

Таблица 4.7.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.7.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.7.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по организации отбора пара 13 ата от ТА-110/120-130 ст. № 5

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.7.5.

Таблица 4.7.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-16 749	---	-0,54	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-10 918	---	-0,36	Более 15 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 35 636,33 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -16 749 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – не рассчитывается.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,54.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено -0,54 руб. убытков.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 15 лет.

Финансирование за счет заемного капитала.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 35 636,33 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -10 918 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – не рассчитывается

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 0.36.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено - 0,36 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 15 лет.

Данное мероприятие повышает надежность работы оборудования ТЭЦ в осенне-зимний период, поэтому, несмотря на отсутствие выраженного экономического эффекта, его реализация необходима.

4.7.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по организации отбора пара 13 ата от ТА-110/120-130 ст. № 5

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

4.8. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению паровой турбины Т-50/60-130 ст. № 3

Запланирован вывод из эксплуатации с 01.01.2022 года турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3, в связи с чем, проведение мероприятия признано нецелесообразным.

4.9. Проект 002.01.01.001.004. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению ПЭН ст. № 4 с установкой гидромуфты

4.9.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по техническому перевооружению ПЭН ст. № 4 с установкой гидромуфты

Стоимость мероприятий по техническому перевооружению ПЭН ст. № 4 с установкой гидромуфты приведена в табл. 4.9.1.

Таблица 4.9.1

№ п/п	Статьи затрат	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.
1	ПИР и ПСД	881,23
2	Оборудование	1 057,47
3	Строительно-монтажные и наладочные работы	15 333,38
4	Всего капитальные затраты	17 272,09
5	Непредвиденные расходы	352,49
	ИТОГО без НДС	**17 624,58**
6	НДС	3 524,92
7	**Всего смета проекта**	**21 149,50**

4.9.2. Стоимость мероприятий по техническому перевооружению ПЭН ст. № 4 с установкой гидромуфты с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.9.2.

Таблица 4.9.2

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	21 149,50	21 149,50
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	21 149,50	21 149,50

4.9.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по техническому перевооружению ПЭН ст. № 4 с установкой гидромуфты

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

4.9.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2018 г. представлена в табл. 4.9.3.

Таблица 4.9.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.9.4.

Таблица 4.9.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.9.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.9.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по техническому перевооружению ПЭН ст. № 4 с установкой гидромуфты

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.9.5.

Таблица 4.9.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-30492	---	-0,99	Более 25 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	491	10,8%	0,01	13,64

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 22 710,33 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -30 492 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – не рассчитывается.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,99.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,99 руб. убытков.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 25 лет.

Финансирование за счет заемного капитала

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 22 710,33 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 491 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 10,8%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 0,3%

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,01.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,01 руб. прибыли.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 13,46 лет.

4.9.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по техническому перевооружению ПЭН ст. № 4 с установкой гидромуфты

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

4.10. Обоснование инвестиций в мероприятия по замене подогревателей ПСВ-500-14-23 (пиковые бойлеры № 1, 2 на ТА ст. № 3)

Мероприятие выполнено.

4.11. Проект 002.01.01.001.005. Обоснование инвестиций в мероприятия по установке нового водогрейного котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч

4.11.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по установке нового водогрейного котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч

Актуализированная схема теплоснабжения предполагает изменения в составе существующего оборудование на станции. Намечен вывод в консервацию с 01.01.2020 года турбоагрегата Т-50-130 ст. № 3 с тепловой мощностью 92 Гкал/ч и ввод в эксплуатацию нового водогрейного котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч с 01.01.2028 г.

Стоимость мероприятий по установке нового водогрейного котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч приведена в табл. 4.11.1.

Таблица 4.11.1

№ п/п	Статьи затрат	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.		
		2027	2028	ИТОГО
1	ПИР и ПСД	24 925,10		24 925,10
2	Оборудование		14 955,06	14 955,06
3	Строительно-монтажные и наладочные работы		204 385,82	204 385,82
4	Всего капитальные затраты		219 340,88	244 265,98
5	Непредвиденные расходы		4 985,02	4 985,02
	ИТОГО без НДС	**24 925,10**	**224 325,90**	**266 875,58**
6	НДС	4 985,02	44 865,18	53 375,12
7	**Всего смета проекта**	**29 910,12**	**269 191,08**	**320 250,70**

4.11.2. Стоимость мероприятий по установке нового водогрейного котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР – в табл. 4.11.2.

Таблица 4.11.2

Годы	2024 – 2028 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	320 250,70	320 250,70
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	382 298,73	382 298,73

4.11.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по установке нового водогрейного котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

4.11.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»). Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2018 г. представлена в табл. 4.11.3.

Таблица 4.11.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России **(табл. 1.5.1).**

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.11.4.

Таблица 4.11.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.11.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 601,08	1 645,91	1 687,06	1 725,86	1 762,10	1 799,11	1 836,89	1 875,46
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.11.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по установке нового водогрейного котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.11.5.

Таблица 4.11.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-97 805	---	-0,27	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	4 224	23	0,01	4,63 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 434 304,43 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -97 805 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR – не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – не рассчитывается.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,27.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено -0,27 руб. убытков.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 15 лет.

Финансирование за счет заемного капитала.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 434 304,43 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 4 224 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 23%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 8%.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0.01.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,01 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 4,63 лет.

Данное мероприятие позволит вырабатывать тепловую энергию Сакмарской ТЭЦ при прогнозируемом росте потребления в 2029 – 2033 гг., поэтому его реализация необходима.

4.11.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по установке нового водогрейного котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

4.12. Проект 001.02.01.002.001. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

4.12.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Перечень участков тепловых сетей приведен в табл. 4.12.1.

Таблица 4.12.1.

№ п/п	Наименование мероприятия	Длина участка (однотруб.), м	Диаметр, мм	Год реализации	
				начало	окончание
1	Техническое перевооружение теплотрассы М1-участок от Ст.126 с увеличением диаметра с 2Ду900 на 2Ду1000	1048	1 000	2017	2022
2	Техническое перевооружение теплотрассы М1 - участок от ТК 1.44/1 до ТК 1.44/3	222	250	2018	2020
3	Техническое перевооружение теплотрассы М4 - участок от ТК 4.1 до ТК 4.2	328	800	2018	2019
4	Техническое перевооружение теплотрассы М4 - участок от ТК 4.4 до ТК 4.6 (от ТК 4.5Б до ТК 3.16)	1214 210	800 300	2018 2018	2019 2019
5	Техническое перевооружение теплотрассы М1-участок от ТК 1.38 до ТК 1.39	570	800	2019	2022
6	Техническое перевооружение теплотрассы М1-участок от Ст. 37 до ТК 1.8А	1 328	1 000	2019	2023
7	Техническое перевооружение теплотрассы М4 - участок от ТК 4.46 до ТК 4.50	194	70-700	2019	2022
8	Техническое перевооружение теплотрассы М2 - участок от ТК 2.9/7/7 до ТК 3.7/17	558	500	2018	2021
9	Техническое перевооружение теплотрассы М4 - участок от ТК 4.26 до ТК 4.28	682	800	2018	2020
10	Техническое перевооружение теплотрассы М4 - участок от тк4.33 до тк4.34	500	800	2020	2023
11	Техническое перевооружение теплотрассы М1 от тк1.59 до тк1.60	496	500	2018	2020
12	Техническое перевооружение теплотрассы М3 от тк3.17А до ТК3.18	1100	700	2019	2022
13	Техническое перевооружение теплотрассы М-1 от тк1.49/2 до тк1.49/8	384	300	2019	2022
14	Техническое перевооружение теплотрассы М4 от тк4.50/2 до тк4.50/8	768	300	2020	2023
15	Техническое перевооружение теплотрассы М2 - участок от ТК 2.16 до ТК 2.16/24	1646	300	2018	2021
16	Техническое перевооружение теплотрассы М-6, от тк 6.1 до тк1.17	1 100	1 000	2021	2025
17	Техническое перевооружение теплотрассы М-1 от тк1.48/6А до тк1.48/10	408	500	2020	2023
18	Техническое перевооружение теплотрассы М1 от тк1.53/30 до тк1.53/36	580	400	2021	2024
19	Техническое перевооружение теплотрассы М3 от ТК 3.15 до ТК 3.16	396	700	2019	2023
20	Техническое перевооружение магистрального трубопровода М-1 от ТК 1.60 до ТК 1.62	236	500	2019	2021
21	Техническое перевооружение магистрального трубопровода М-3 от ТК 3.7/15 до ТК 3.7/17	370	300	2019	2022
22	Техническое перевооружение магистрального трубопровода М-3 от ТК 3.7/17 – ЦТП-18	306	300	2020	2022
23	Техническое перевооружение магистрального трубопровода М-4 от ТК4.33 – ЦТП-34	854	500, 200	2021	2023
24	Реконструкция магистрального трубопровода М 7 (с уменьшением диаметра под фактическую нагрузку)	5 596	300	2019	2021

№ п/п	Наименование мероприятия	Длина участка (однотруб.), м	Диаметр, мм	Год реализации	
				начало	окончание
25	Техническое перевооружение тепломагистрали обратной сетевой воды М-3	1610	1000	2026	2027
26	Техническое перевооружение тепломагистрали ТМ-2	1420	1000	2031	2033
27	Техническое перевооружение тепломагистрали ТМ-6	640	1000	2032	2034
28	Техническое перевооружение тепломагистрали ТМ-4 от задвижки ТС-10 до задвижки СТВ-2	322	1020	2015	2020

Сведения об объемах реконструкции тепловых сетей приведены в Приложении к Главе 12 (табл. 1.1).

Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения с разбивкой по периодам выполнения приведена в табл. 4.12.2.

Таблица 4.12.2

№ п/п	Статьи затрат	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.
1	ПИР и ПСД	9 492,27	8 495,78	14 135,31	19 591,72	19 647,75	21 424,82	15 202,41	**107 990,06**
2	Оборудование	11 390,72	10 194,93	16 962,37	23 510,06	23 577,30	25 709,78	18 242,90	**129 588,07**
3	Строительно-монтажные и наладочные работы	165 165,45	147 826,51	245 954,40	340 895,91	341 870,89	372 791,83	264 521,98	**1 879 026,97**
4	Всего капитальные затраты	186 048,43	166 517,22	277 052,09	383 997,69	385 095,95	419 926,43	297 967,29	**2 116 605,10**
5	Непредвиденные расходы	3 796,91	3 398,31	5 654,12	7 836,69	7 859,10	8 569,93	6 080,97	**43 196,02**
6	ИТОГО без НДС	**189 845,34**	**169 915,53**	**282 706,21**	**391 834,38**	**392 955,05**	**428 496,36**	**304 048,25**	**2 159 801,12**
7	НДС	37 969,07	33 983,11	56 541,24	78 366,88	78 591,01	85 699,27	60 809,65	431 960,22
8	**Всего смета проекта**	**227 814,41**	**203 898,64**	**339 247,45**	**470 201,26**	**471 546,06**	**514 195,63**	**364 857,90**	**2 591 761,34**

4.12.2. Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.12.3.

Таблица 4.12.3

Годы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**227 814,41**	**203 898,64**	**339 247,45**	**470 201,26**	**471 546,06**	**514 195,63**	**364 857,9**	**2 591 761,3**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	227 814,41	211 035,09	362 708,11	518 302,28	534 858,41	613 820,17	486 095,5	**2 954 633,9**

4.12.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ, и учитывающие расходы на обслуживание займов.

4.12.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2018 г. представлена в табл. 4.12.4.

Таблица 4.12.4

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1).**

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.12.5.

Таблица 4.12.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/$нм^3$	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.12.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электро-энергию	руб/ кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природ-ного газа	Руб/ $нм^3$	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.12.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.12.6.

Таблица 4.12.6

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-1 659 679	---	-0,64	Более 30 лет
Вариант 2. Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)	232	---	0,00	14,7 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 2 591,76 млн. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -1 659 679 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается.

4. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,64.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,64 руб. убытков.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

5. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 30 лет.

Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 2 591,76 млн. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 232 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается

4. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,00008. Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,00008 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

5. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 14,7 лет.

4.12.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» рассчитаны ценовые последствия проведения мероприятий.

Результаты расчетов приведены в Главе 14 актуализированной Схемы теплоснабжения.

4.13. Проект 001.02.01.002.002. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению тепломагистрали ТМ-1 на промплощадке СТЭЦ

4.13.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по техническому перевооружению тепломагистрали ТМ-1 на промплощадке СТЭЦ

Техническое перевооружение тепломагистрали ТМ-1 на промплощадке СТЭЦ от задвижки ТС-10 до задвижки СТВ-2 (Техническое перевооружение тепломагистрали М-1 СТЭЦ от коллекторной до ГРБП) с заменой изношенного трубопровода, увеличением диаметра трубопровода с Ду 900 на Ду 1000 позволит повысить надежность работы станции при отпуске тепловой энергии, снизить гидравлические потери. Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения с разбивкой по периодам выполнения приведена в табл. 4.13.1.

Таблица 4.13.1

№ п/п	Статьи затрат	2019 г.	2020 г.	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.
1	ПИР и ПСД	4 687,54		4 687,54
2	Оборудование		2 812,53	2 812,53
3	Строительно-монтажные и наладочные работы		38 437,84	38 437,84
4	Всего капитальные затраты		41 250,37	45 937,91
5	Непредвиденные расходы		937,51	937,51
	ИТОГО без НДС	**4 687,54**	**42 187,88**	**46 875,42**
6	НДС	937,51	8 437,58	9 375,08
7	**Всего смета проекта**	**5 625,05**	**50 625,46**	**56 250,50**

4.13.2. Стоимость мероприятий по техническому перевооружению тепломагистрали ТМ-1 на промплощадке СТЭЦ с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с индексами МЭР приведена в табл. 4.13.2.

Таблица 4.13.2

Годы	2019 г.	2020 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	5 625,05	50 625,46	56 250,50
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	5 625,05	52 397,35	58 022,39

4.13.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по техническому перевооружению тепломагистрали ТМ-1 на промплощадке СТЭЦ

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ, и учитывающие расходы на обслуживание займов.

4.13.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»). Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2018 г. представлена в табл. 4.13.3.

Таблица 4.13.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.13.4.

Таблица 4.13.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.13.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.13.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для по техническому перевооружению тепломагистрали ТМ-1 на промплощадке СТЭЦ

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.13.5.

Таблица 4.13.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-50664,56	---	-0,95	Более 30 лет
Вариант 2. Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)	10 277,91	45%	0,19	3,78

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 62 576,26 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -50 664,56 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – не рассчитывается.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,95.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,95 руб. убытков.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 30 лет.

Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)

1. При финансировании за счет заемного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 62 576,26 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 10 277,91 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 45%

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 30%

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,19. Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,19 руб. убытков. Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит – проект достаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 3,78 лет.

4.13.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по техническому перевооружению тепломагистрали ТМ-1 на промплощадке СТЭЦ

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» рассчитаны ценовые последствия проведения мероприятий.

Результаты расчетов приведены в Главе 14 актуализированной Схемы теплоснабжения.

4.14. Проект 001.02.01.002.004. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению магистральных тепловых сетей М5 и М6 от Сакмарской ТЭЦ с выводом из эксплуатации участка магистральной тепловой сети М5

4.14.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по техническому перевооружению магистральных тепловых сетей М5 и М6 от Сакмарской ТЭЦ с выводом из эксплуатации участка магистральной тепловой сети М5

Схема теплоснабжения теплотрассы М5 на сегодняшний день на определенных участках стала неактуальна. На одном из участков тепловой сети от М5 подключен объект ОАО «Нефтемаслозавод» по адресу ул. Заводская, 30. Потребитель ОАО «Нефтемаслозавод» уведомил, о переходе на индивидуальное теплоснабжение объекта (на сегодняшний день завершено строительство газовых котельных). Трубопровод проходящий по территории ОАО «Нефтемаслозавод» является собственностью данного потребителя, от этих сетей подключены и другие потребители тепловой энергии имеющие договорные отношение с ПАО «Т Плюс». За использование данной сети будет назначена арендная плата. В связи с этим принято решение рассмотреть подключение потребителей от сетей, находящихся в эксплуатации филиала «Оренбургский» «Т Плюс», тем самым уйти от арендной платы за тепловую сеть, находящуюся на балансе ОАО «Нефтемаслозавод».

Учитывая тот факт, что потребитель ОАО «Нефтемаслозавод» имел значительную нагрузку и трубопровод Ду 500 проектировался с учетом нагрузки производственных мощностей, снижение подключаемой тепловой нагрузки магистрального трубопровода М5 приведет к «выстыванию», в следствии чего приведет к увеличению тепловых потерь на участке тепловой сети протяженностью L~1838м (планируемого к демонтажу).

Проектом предусматривается демонтаж трубопроводов на теплотрассе г. Оренбурга по М-5 (от коллектора Сакмарской ТЭЦ до УТ-3 после, НО-5, строительство перемычки от М5-потребители (ул. Базовая - ул. Заводская 34), М5-М6 (УТ-3 до УТ-2/УТ-1).

Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения с разбивкой по периодам выполнения приведена в табл. 4.14.1.

Таблица 4.14.1.

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м			
0,079	Подземная в непроходных каналах	ППУ	154	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-02-003	40 062,01	6 169,55
0,112	Подземная в непроходных каналах	ППУ	187	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-02-003	65 805,27	12 305,59
		ИТОГО, км	0,3410		ИТОГО	18 475,14
0,325	Надземная на низких опорах	ППУ	106,9	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-06-002	68 040,07	7 273,48
		ИТОГО, км	0,107		ИТОГО	7 273,48
		ИТОГО, км	0,45		ИТОГО	25 748,62

Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 4.14.2.

Таблица 4.14.2

№ п/п	Статьи затрат	2020 г.	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.
1	ПИР и ПСД	1 287,43	1 287,43
2	Оборудование	1 544,92	1 544,92
3	Строительно-монтажные и наладочные работы	22 401,30	22 401,30
4	Всего капитальные затраты	25 233,65	25 233,65
5	Непредвиденные расходы	514,97	514,97
	ИТОГО без НДС	**25 748,62**	**25 748,62**
6	НДС	5 149,72	5 149,72
7	**Всего смета проекта**	**30 898,34**	**30 898,34**

4.14.2. Стоимость мероприятий по демонтажу трубопроводов на теплотрассе М-5 и строительство перемычки от М5 с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.14.3.

Таблица 4.14.3

Годы	2020 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	30 898,34	30 898,34
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	31 979,79	31 979,79

4.14.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по техническому перевооружению магистральных тепловых сетей М5 и М6 от Сакмарской ТЭЦ с выводом из эксплуатации участка магистральной тепловой сети М5

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ, и учитывающие расходы на обслуживание займов.

4.14.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2018 г. представлена в табл. 4.14.4.

Таблица 4.14.4

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.14.5.

Таблица 4.14.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.14.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.14.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению магистральных тепловых сетей М5 и М6 от Сакмарской ТЭЦ с выводом из эксплуатации участка магистральной тепловой сети М5

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.14.6.

Таблица 4.14.6

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	28 903	43,21%	1,12	4,96
Вариант 2. Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)	34 958	68%	1,35	2,35

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR –43,21%.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 1,12.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 1,12 руб. прибыли для расчетного периода. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит - проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 4,96 лет.

Финансирование за счет займа.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR - 68 %.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 1,35.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 1,35 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 2,35 лет.

4.14.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по техническому перевооружению магистральных тепловых сетей М5 и М6 от Сакмарской ТЭЦ с выводом из эксплуатации участка магистральной тепловой сети М5

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» рассчитаны ценовые последствия проведения мероприятий.

Результаты расчетов приведены в Главе 14 актуализированной Схемы теплоснабжения.

4.15. Проект 001.02.01.001.001. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

4.15.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Сведения об объемах реконструкции тепловых сетей приведены в Приложении (табл. 1.2) настоящей Книги.

Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведена в табл. 4.15.1.

Таблица 4.15.1

№ п/п	Статьи затрат	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 – 2027 гг.	2028 – 2033 гг.	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.
1	ПИР и ПСД	10 843,15	13 531,05	16 219,65	18 910,10	21 598,25	113 281,65	35 043,00	**229 426,85**
2	Оборудование	13 011,78	16 237,26	19 463,58	22 692,12	25 917,90	135 937,98	42 051,60	**275 312,22**
3	Строительно-монтажные и наладочные работы	188 670,81	235 440,27	282 221,91	329 035,74	375 809,55	1 971 100,71	609 748,20	**3 992 027,19**
4	Всего капитальные затраты	212 525,74	265 208,58	317 905,14	370 637,96	423 325,70	2 220 320,34	686 842,80	**4 496 766,26**
5	Непредвиденные расходы	4 337,26	5 412,42	6 487,86	7 564,04	8 639,30	45 312,66	14 017,20	**91 770,74**
6	ИТОГО без НДС	**216 863,00**	**270 621,00**	**324 393,00**	**378 202,00**	**431 965,00**	**2 265 633,00**	**700 860,00**	**4 588 537,00**
7	НДС	43 372,60	54 124,20	64 878,60	75 640,40	86 393,00	453 126,60	140 172,00	917 707,40
8	**Всего смета проекта**	**260 235,60**	**324 745,20**	**389 271,60**	**453 842,40**	**518 358,00**	**2 718 759,60**	**841 032,00**	**5 506 244,40**

4.15.2. Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.15.2.

Таблица 4.15.2

Годы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	260 235,60	324 745,20	389 271,60	453 842,40	518 358,00	2 718 759,6	841 032,0	5 506 244,4
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	260 235,60	336 111,28	416 191,68	500 269,94	587 955,58	3 245 514,7	1 120 496,0	6 466 774,8

4.15.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ, и учитывающие расходы на обслуживание займов.

4.15.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»). Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2018 г. представлена в табл. 4.15.3.

Таблица 4.15.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1).**

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.15.4.

Таблица 4.15.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/$нм^3$	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.15.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/ кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природного газа	Руб/ $нм^3$	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.15.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.16.5.

Таблица 4.15.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-1 130 412	---	-0,21	Более 25 лет
Вариант 2. Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)	54 032	21,93%	0,01	9,66

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 3 813 054,54 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -1 130 412 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – не рассчитывается.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,21.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,21 руб. убытков. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 25 лет.

Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реали-

зацию проекта 3 813 054,54 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 54032 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 21,93%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 10,4%

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,01.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,01 руб. прибыли.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 9,66 лет.

4.15.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В настоящее время решение о включении в тариф инвестиционной составляющей не принято. В связи с чем были проведены расчеты реконструкции тепловых сетей в объеме 75%, 50%, 25% (см. Приложение табл. 1.2.) от необходимых объемов реконструкции (см. табл. 4.14.2).

Результаты расчетов приведены в табл. 4.15.6.

Таблица 4.15.6

Годы	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 – 2027 гг.	2028 – 2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**260 235,60**	**324 745,20**	**389 271,60**	**453 842,40**	**518 358,00**	**2 718 759,6**	**841 032,00**	**5 506 244,4**
75%	191 924	239 499	287 087	334 709	382 289	2 005 085	620 261	**4 060 854**
50%	127 949	159 666	191 392	223 139	254 859	1 336 724	413 508	**2 707 236**
25%	63 975	79 833	95 696	111 570	127 430	668 362	206 754	**1 353 618**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	**268 693**	**348 711**	**434 719**	**527 102**	**626 113**	**3 843 939**	**1 224 772**	**7 274 050**
75%	201 520	261 533	326 039	395 327	469 585	2 882 954	918 579	**5 455 538**
50%	134 347	174 356	217 360	263 551	313 057	1 921 970	612 386	**3 637 025**
25%	67 173	87 178	108 680	131 776	156 528	960 985	306 193	**1 818 513**

Далее рассчитаны величины инвестиционной составляющей для реконструкции тепловых сетей в объеме 75%, 50%, 25% и объемы прогнозируемых дополнительных денежных средств на реконструкцию тепловых сетей (за счет инвестиционной составляющей).

Результаты расчетов приведены в табл. 4.15.7.

Таблица 4.15.7.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.1.	Разница между тарифом 1 и тарифом 2 при объеме реконструкции 100%	Руб/ Гкал	0	70	73,71	77,4	81,27	85,08	88,91	92,38
1.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	156,90	165,51	171,96	178,79	197,10	205,98	214,02
2.1.	объем реконструкции 75%	Руб/ Гкал	0,00	46,67	49,14	51,60	54,18	56,72	59,27	61,59
2.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	104,60	110,34	114,64	119,19	131,40	137,32	142,68
3.1.	объем реконструкции 50%	Руб/ Гкал	0,00	23,33	24,57	25,80	27,09	28,36	29,64	30,79
3.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	52,30	55,17	57,32	59,60	65,70	68,66	71,34
4.1.	объем реконструкции 25%	Руб/ Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 4.15.7

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
1.1.	Разница между тарифом 1 и тарифом 2 при объеме реконструкции 100%	Руб/ Гкал	95,52	98,2	100,65	102,97	105,13	107,34	109,59	111,89
1.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	221,29	227,50	257,11	263,04	268,55	274,20	279,95	285,82
2.1.	объем реконструкции 75%	Руб/ Гкал	63,68	65,47	67,10	68,65	70,09	71,56	73,06	74,59
2.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	147,53	151,67	171,41	175,36	179,04	182,80	186,63	190,55
3.1.	объем реконструкции 50%	Руб/ Гкал	31,84	32,73	33,55	34,32	35,04	35,78	36,53	37,30
3.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	73,76	75,83	85,70	87,68	89,52	91,40	93,32	95,27
4.1.	объем реконструкции 25%	Руб/ Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таким образом, в результате расчетов получены следующие данные:

Инвест. составляющая по строке 1.1. позволит получить дополнительно 3 367,71 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 5 167,71 млн. руб. Такой объем позволит переложить 100 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 7 274,0 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 2.1. позволит получить дополнительно 2 245,14 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 4 045,14 млн. руб. Такой объем позволит переложить 75 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 5 455,54 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 3.1. позволит получить дополнительно 1 122,57 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 2 922,57 млн. руб. Такой объем позволит переложить 50 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 3 637,03 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 4.1. не предусмотрена. Собственные средства составят 1 800,00 млн. руб. Такой объем позволит переложить 25 % от объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей за счет. Общий объем капиталовложений составляет 1 818,51 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвестиционной программой ПАО «Т Плюс» предусмотрено ежегодное выполнение реконструкции тепловых сетей от Сакмарской ТЭЦ в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в объеме 120 млн. ежегодно (за счет собственных средств компании). Итого, 1 800,00 млн. руб. за период 2018 – 2033 гг.

4.16. Проект 001.01.01.002.001. Обоснование инвестиций в мероприятия по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельных «Уральская» и «Чкалова»

4.16.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельных «Уральская» и «Чкалова»

В СхТС в редакции 2018 г. планировалось закрыть котельные Форштадт, Уральская, Чкалова, Туркестанская, а их тепловую нагрузку переключить на СТЭЦ. Но выполнение этого мероприятия в полном объеме признано нецелесообразным.

В ходе выполнения проектных работ по закрытию котельных Форштадт, Уральская, Чкалова, Туркестанская была рассчитана стоимость вывода из эксплуатации объектов и установкой БМЦТП вместо котельных, превысившая рассчитанные в ходе предпроектных разработок данные. В связи с чем экономический эффект от закрытия котельных снизился, а срок окупаемости мероприятий увеличился.

Сравнение данных приведено в табл. 4.16.1.

Таблица 4.16.1.

№ п/п	Наименование котельной	Данные предпроектных проработок			Данные, полученные в ходе проведения ПИР		
		Сарех по оценке, тыс. руб., в ценах 2016 г. без НДС	NPV, тыс. руб.	Срок окупаемости, дисконтированный, лет	Сарех по оценке, тыс. руб., в ценах 2019 г. без НДС	NPV, тыс. руб.	Срок окупаемости, дисконтированный, лет
1.	Форштадт	2 470,40	4 937	5,18	3 909,81	3 497,65	8,2
2.	Уральская	47 900,16	95 728	3,15	58 315,21	85 312,67	3,83
3.	Чкалова	43 986,02	87 905	4,23	53 550,01	78 341,38	5,15
4.	Туркестанская	46 841,42	93 612	4,31	74 134,14	66 319,12	6,82
	ИТОГО	141 198,00			**189 909,18**		

В соответствии с технической политикой ПАО «Т Плюс», критерием использования технологии является ее доступность (или доступность в ближайшей перспективе, если речь идет об инновационных технологиях), соответствие требованиям нормативных документов, конкурентоспособность на всем протяжении жизненного цикла и инвестиционная привлекательность, со сроком окупаемости не более 5-6 лет.

Таким образом, планировавшиеся ранее мероприятия по закрытию котельных Форштадт, Туркестанская признаны нецелесообразными.

Настоящая редакция Схемы теплоснабжения МО г. Оренбург предполагает строительство трубопроводов сетевой воды для переключения нагрузок следующих котельных на Сакмарскую ТЭЦ:

- котельной «Уральская»;
- Котельная «Чкалова».

Нагрузка котельных переключается на Сакмарскую ТЭЦ полностью, при этом котельные переводятся в режим ЦТП, работающих в автоматическом режиме.

Стоимость мероприятий по строительству трубопроводов сетевой воды и установке ЦТП для переключения нагрузок потребителей котельных «Уральская» и «Чкалова» с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 4.16.2.

Таблица 4.16.2

№ п/п	Статьи затрат	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.		
		Установка БМ ЦТП	Строительство тепловых сетей	ИТОГО
1	ПИР и ПСД	2 867,00	2 726,26	**5 593,26**
2	Оборудование	3 440,40	3 271,51	**6 711,91**
3	Строительно-монтажные и наладочные работы	49 885,80	47 436,94	**97 322,74**
4	Всего капитальные затраты	56 193,20	53 434,72	**109 627,92**
5	Непредвиденные расходы	1 146,80	1 090,50	**2 237,30**
	ИТОГО без НДС	**57 340,00**	**54 525,22**	**111 865,22**
6	НДС	11 468,00	10 905,04	22 373,04
7	**Всего смета проекта**	**68 808,00**	**65 430,26**	**134 238,26**

4.16.2. Стоимость мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельных «Уральская» и «Чкалова» с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.16.3.

Таблица 4.16.3

Годы	2020 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	134 238,26	134 238,26
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	138 936,60	138 936,60

4.16.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по строительству трубопроводов сетевой воды для подключения нагрузок потребителей, переключаемых котельных

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

4.16.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 4.16.4.

Таблица 4.16.4

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.16.5.

Таблица 4.16.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.16.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.16.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельных «Уральская» и «Чкалова»

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.16.6.

Таблица 4.16.6

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	141 902	67,75%	2,91	2,8
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	265 329	----	3,59	Менее года

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR – 67,75%.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 1,91.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 1,91 руб. прибыли для расчетного периода. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит - проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 2,8 лет.

Финансирование за счет займа.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR - 68 %.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 1,91.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 3,59 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – менее года.

4.16.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по переключению на СТЭЦ нагрузок котельных «Уральская» и «Чкалова»

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

4.17. Проект 001.01.01.002.002. Обоснование инвестиций в мероприятия по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «4 квартал»

4.17.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «4 квартал»

Мероприятие предполагает проведение работ по строительству тепловой сети от магистрального трубопровода М3 и блочно-модульного ЦТП (БМ ЦТП) с целью вывода из эксплуатации котельной и подключения дополнительной нагрузки на источник с когенерационной выработкой электроэнергии Сакмарскую ТЭЦ.

Проектом предусматривается:

1. Строительство участка тепловой сети от точки присоединения к тепломагистрали М3 Сакмарской ТЭЦ до БМ ЦТП 2Ду250, L=500 м.

2. Строительство БМ ЦТП «4 квартал» тепловой мощностью 11 Гкал/ч.

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2026 - 2028 гг. с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 4.17.1.

Таблица 4.17.1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026 – 2028 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 443,95	1 443,95
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	1 732,74	1 732,74
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	25 124,73	25 124,73
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	28 301,42	28 301,42
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	577,58	577,58
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**28 879,00**	**28 879,00**
НДС	тыс. руб.	5 775,80	5 775,80
Всего смета проекта	тыс. руб.	**34 654,80**	**34 654,80**

4.17.2. Стоимость мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «4 квартал»

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.17.2.

Таблица 4.17.2

Годы	2026 – 2028 гг.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	34 654,80	34 654,80
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	41 369,11	41 369,11

4.17.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «4 квартал»

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

4.17.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 4.17.3.

Таблица 4.17.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.17.4.

Таблица 4.17.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.17.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.17.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «4 квартал»

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033гг. приведены в табл. 4.17.5.

Таблица 4.17.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	16 298,00	35,19	0,56	5,90 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	26 050,21	40,75	0,9	5,94 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 34 077,22 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 16298 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR -35,19%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта -10%.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен – 0,56.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,56 руб. убытков для расчетного периода.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 5,97 лет.

Финансирование за счет займов.

1. При финансировании за счет займов величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 34 077,22 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 26050,21 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 40,75 %.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) 25,35 %.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,9.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,9 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит – проект достаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 5,94 лет.

4.17.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «4 квартал»

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

4.18. Проект 001.01.01.002.003. Обоснование инвестиций в мероприятия по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «Лесозащитная» и «ФКУ ИК-1»

4.18.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «Лесозащитная» и «ФКУ ИК-1»

Мероприятие предполагает проведение работ по строительству тепловой сети от магистрального трубопровода М3 и блочно-модульного ЦТП (БМ ЦТП) с целью вывода из эксплуатации котельных и подключения дополнительной тепловой нагрузки на Сакмарскую ТЭЦ.

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2026 - 2028 гг. с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 4.18.1.

Таблица 4.18.1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2026 - 2028 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	3 436,20	3 436,20
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	4 123,44	4 123,44
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	59 789,88	59 789,88
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	67 349,52	67 349,52
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 374,48	1 374,48
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**68 724,00**	**68 724,00**
НДС	тыс. руб.	13 744,80	13 744,80
Всего смета проекта	тыс. руб.	**82 468,80**	**82 468,80**

4.18.2. Стоимость мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «Лесозащитная» и «ФКУ ИК-1»

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР – в табл. 4.18.2.

Таблица 4.18.2

Годы	2026 - 2028 гг.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	82 468,80	82 468,80
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	98 446,99	98 446,99

4.18.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «Лесозащитная» и «ФКУ ИК-1»

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

4.18.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 4.18.3.

Таблица 4.18.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2026 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.18.4.

Таблица 4.18.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.18.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.18.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «Лесозащитная» и «ФКУ ИК-1»

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033гг. приведены в табл. 4.18.5.

Таблица 4.18.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-2042,84	----	-0,02	8,23 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	25 765,21	15%	0,27	4,8 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 127 044,49 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -2042,84 тыс. руб.

При горизонте планирования 15 лет от даты ввода объекта в эксплуатацию, NPV принимает значение 16 107,00 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR -не рассчитывается

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта – не рассчитывается

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 0,02.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,02 руб. убытков для расчетного периода.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода 2019 - 2033 гг.

При горизонте планирования 15 лет от даты ввода объекта в эксплуатацию, PI принимает значение 0,15.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 8,23 лет.

Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов).

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 127 044,49 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 25 765,21 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 15 %.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) - 0,4 %.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,28.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,28 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 4,8 лет.

4.18.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной «Лесозащитная» и «ФКУ ИК-1»

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

4.19. Проект 001.01.01.002.004. Обоснование инвестиций в мероприятия по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной ЗАО «Хлебопродукт-1»

4.19.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной ЗАО «Хлебопродукт-1»

Администрация города Оренбурга письмом № 1-25/5907 от 07.12.2016 г. обратилось в адрес Оренбургского филиала ПАО «Т Плюс» с просьбой рассмотреть письмо ЗАО «Хлебопродукт-1» №280 от 16.11.2016 г., поступившее в адрес Главы города Оренбурга Е.С. Арапова, о предстоящем выводе из эксплуатации тепловых сетей, с использованием которых осуществляется теплоснабжение населения по ул. Ташкентской и пер. Селивановскому от котельной данного предприятия. В соответствии с письмом – в связи с износом систем теплоснабжения, водоснабжения, водоотведения и тяжёлым финансово-экономическим положением, ЗАО «Хлебопродукт-1» обращается с просьбой рассмотреть вопрос о подключении жилого сектора к центральным системам водо-, теплоснабжения и водоотведения к отопительному сезону 2017-2018 гг.

Оренбургским филиалом ПАО «Т Плюс» проработаны несколько вариантов теплоснабжения потребителей котельной ЗАО «Хлебопродукт-1» от собственных источников в случае ухода последнего.

Для реализации мероприятия часть потребителей (ж/д: ул. Ташкентская, 56 лит. А17, 56 лит. А21, 58, 58а), предложено подключить по 2-х трубной тепловой сети от тепломагистрали М1 с ТЭЦ с врезкой в ТК-1.43б/18 расположенной по пер. Тупой.

У этих потребителей предусматривается установка оборудования ИТП с независимым подключением внутренних систем отопления и теплообменником для приготовления ГВС.

Подключение остальных потребителей (ж/д: ул. Ташкентская, 54, пер. Селивановский, 44 - 44а, 46а, 46, 46б) предлагается выполнить по 2-х трубной системе от существующих квартальных сетей ЦТП №106 СТЭЦ (только отопление). При этом в ЦТП №106 устанавливается пластинчатый теплообменник.

Предусматривается перекладка существующих тепловых сетей на ответвлениях к потребителям (в связи с изменением направления движение теплоносителя). ГВС этих домов осуществляется от существующих индивидуальных водонагревателей (ж/д: ул. Ташкентская, 54, пер. Селивановский, 44-44а) и вновь устанавливаемых индивидуальных водонагревателей (ж/д: пер. Селивановский, 46а, 46 (двухэтажный), 46 (одноэтажный).

Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 4.19.1.

Таблица 4.19.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
	Сакмарская ТЭЦ					
1	32	10	0,64	2019	Подземная бесканальная, ППМ	55,72
2	32	20	1,28	2019	Подземная бесканальная, ППМ	111,44
3	50	40	4	2019	Подземная бесканальная, ППМ	334,33
4	50	22	2,2	2019	Подземная бесканальная, ППМ	183,88
5	70	107	14,98	2019	Подземная бесканальная, ППМ	518,21
	ЦТП №106					
1	32	5	0,32	2019	Подземная бесканальная, ППМ	27,86
2	32	10	0,64	2019	Подземная бесканальная, ППМ	55,72

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
3	50	18	1,8	2019	Подземная бесканальная, ППМ	150,45
4	50	20	2	2019	Подземная бесканальная, ППМ	167,17
5	50	43	4,3	2019	Подземная бесканальная, ППМ	359,41
6	80	32	5,12	2019	Подземная бесканальная, ППМ	417,62
7	80	65	10,4	2019	Подземная бесканальная, ППМ	848,29
	ИТОГО, км	0,392			ИТОГО	3230,1

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 гг. с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 4.19.2.

Таблица 4.19.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	161,51	161,51
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	193,81	193,81
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	2 810,19	2 810,19
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	3 165,50	3 165,50
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	64,60	64,60
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**3 230,10**	**3 230,10**
НДС	тыс. руб.	646,02	646,02
Всего смета проекта	тыс. руб.	**3 876,12**	**3 876,12**

4.19.2. Стоимость мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной ЗАО «Хлебопродукт-1»

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР – в табл. 4.19.3.

Таблица 4.19.3

Годы	2019 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	3 876,12	3 876,12
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	3 876,12	3 876,12

4.19.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной ЗАО «Хлебопродукт-1»

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

4.19.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 4.19.4.

Таблица 4.19.4

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.19.5.

Таблица 4.19.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.19.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.19.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной ЗАО «Хлебопродукт-1»

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033гг. приведены в табл. 4.19.6.

Таблица 4.19.6

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	8 960,25	45%	2,77	5,11 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	14 888,35	25%	4,6	1,5 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 3 230,1 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 8 960,25 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR -45%

4. Индекс рентабельности инвестиций PI равен – 2,77.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 2,77 руб. прибыли для расчетного периода.

Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода 2019 - 2033 гг.

5. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 5,11 лет. Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов).

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 3 230,1 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 14 888,35 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 25%.

4. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 4,6.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 4,6 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит - проект эффективен для расчетного периода.

5. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 1,5 лет.

4.19.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по переключению на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной ЗАО «Хлебопродукт-1»

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

4.20. Проект 001.01.01.002.006. Обоснование инвестиций в мероприятия по переключению на СТЭЦ тепловых нагрузок котельной АО «ПО «Стрела» с выводом из эксплуатации котельной

4.20.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переключению на СТЭЦ тепловых нагрузок котельной АО «ПО «Стрела» с выводом из эксплуатации котельной

Технические данные необходимых для реализации мероприятия тепловых сетей приведены в таблице 4.20.1.

Таблица 4.20.1

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр условный, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х труб, м	Стоимость, тыс. руб. без НДС в ценах 2019 г.
1	ТК 1.35	ЦТП «Стрела»	500	подземная бесканальная	ППУ	1600	86747,25
2	ЦТП «Стрела»	ТК 3.35/1	300	подземная бесканальная	ППУ	515	12153,85
	Итого					**2 115,0**	**98 901,10**

На основании нормативной документации, для оценки стоимости реконструкции тепловых сетей учтены затраты на выполнение полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России.

Стоимость мероприятий 2020 – 2022 гг. с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 4.20.2.

Таблица 4.20.2

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2020 – 2022 гг.		Всего
		Строительство трубопровода	Строительство БМЦТП	
ПИР и ПСД	тыс. руб.	4 945,06	3 571,43	**8 516,48**
Оборудование	тыс. руб.	5 934,07	4 285,71	**10 219,78**
Строительно-монтажные и наладочные работы	тыс. руб.	86 043,96	62 142,86	**148 186,81**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	96 923,08	70 000,00	**166 923,08**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 978,02	1 428,57	**3 406,59**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**98 901,10**	**71 428,57**	**170 329,67**
НДС	тыс. руб.	19 780,22	14 285,71	34 065,93
Всего смета проекта	тыс. руб.	**118 681,32**	**85 714,28**	

4.20.2. Стоимость мероприятий по переключению на СТЭЦ тепловых нагрузок котельной АО «ПО «Стрела» с выводом из эксплуатации котельной с учетом индексов МЭР

Проведение мероприятий запланировано на 2020 –2022 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.20.3.

Таблица 4.20.3

Годы	2020 г.	2022 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	118 681,32	85 714,28	204 395,60
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	122 835,17	91 641,86	214 477,02

4.20.3. Предложения по переключению на СТЭЦ тепловых нагрузок котельной АО «ПО «Стрела» с выводом из эксплуатации котельной

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

4.20.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 4.20.4.

Таблица 4.20.4

Наименование теплоснабжающей организации	**Ед. изм.**	**2018 г.**	**в %**
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.20.5.

Таблица 4.20.5

№ п/п	**Показатель**	**Ед. изм.**	**Значение показателя по годам расчетного периода**						
			2019 г.	**2020 г.**	**2021 г.**	**2022 г.**	**2023 г.**	**2024 г.**	**2025 г.**
			1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/$нм^3$	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.20.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/ кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/ $нм^3$	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.20.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по переключению на СТЭЦ тепловых нагрузок котельной АО «ПО «Стрела» с выводом из эксплуатации котельной

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта приведены в табл. 4.20.6.

Таблица 4.20.6

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	55 306	28,94%	0,26	4,89
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	67 558	45,49%	0,32	3,84

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина NPV при величине суммарных затрат на реализацию проекта 219 480,00тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 55 306 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 28,94%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 17,94%.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,26.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,26 руб. прибыли.

Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 4,89 лет.

Финансирование за счет заемного капитала

1. При финансировании за счет собственного капитала величина NPV при величине суммарных затрат на реализацию проекта 219 480,00 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 67 558 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 45,49%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 34,49%

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,32.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,32 руб. прибыли.

Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 3,84 лет.

4.20.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по переключению на СТЭЦ тепловых нагрузок котельной АО «ПО «Стрела» с выводом из эксплуатации котельной

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

4.21. Проект 001.02.04.001.003. Обоснование инвестиций в мероприятия по модернизации ЦТП (теплообменного и иного оборудования)

4.21.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по модернизации ЦТП (теплообменного и иного оборудования)

Проектом предусматривается переоборудование центральных тепловых пунктов с заменой физически и морально устаревшего теплообменного оборудования на современное экономичное, а также приведением уровня автоматизации распределения тепловой энергии и регулирования параметров теплоносителя к современным требованиям.

Стоимость мероприятий по модернизации ЦТП (теплообменного и иного оборудования) с разбивкой по периодам выполнения приведена в табл. 4.21.1.

Таблица 4.21.1

№ п/п	Статьи затрат	2023 г.	2024 г.	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.
1	ПИР и ПСД	134,25	14 317,95	**14 452,20**
2	Оборудование	161,10	17 181,54	**17 342,64**
3	Строительно-монтажные и наладочные работы	2 335,95	249 132,33	**251 468,28**
4	Всего капитальные затраты	2 631,30	280 631,82	**283 263,12**
5	Непредвиденные расходы	53,70	5 727,18	**5 780,88**
	ИТОГО без НДС	**2 685,00**	**286 359,00**	**289 044,00**
6	НДС	537,00	57 271,80	57 808,80
7	**Всего смета проекта**	**3 222,00**	**343 630,80**	**346 852,80**

4.21.2. Стоимость мероприятий по модернизации ЦТП (теплообменного и иного оборудования) с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР - в табл. 4.21.2.

Таблица 4.21.2

Годы	2023 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	3 222,00	343 630,80	346 852,80
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	3 654,60	410 208,69	413 863,29

4.21.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по модернизации ЦТП (теплообменного и иного оборудования)

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ, и учитывающие расходы на обслуживание займов.

4.21.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2018 г. представлена в табл. 4.21.3.

Таблица 4.21.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.21.4.

Таблица 4.21.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.21.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.21.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций по модернизации ЦТП (теплообменного и иного оборудования)

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.21.5.

Таблица 4.21.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	23 863,25	25,6%	0,07	4,95 лет
Вариант 2. Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)	35 794,88	45%	0,1	3,78 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR – 25,6%.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 0,07.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,07 руб. прибыли для расчетного периода. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит - проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 4,95 лет.

Финансирование за счет займа.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR - 45 %.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,1.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,1 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – менее года.

4.21.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по модернизации ЦТП (теплообменного и иного оборудования)

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» рассчитаны ценовые последствия проведения мероприятий.

Результаты расчетов приведены в Главе 14 актуализированной Схемы теплоснабжения.

4.22. Проект 001.02.04.001.004. Обоснование инвестиций в мероприятия по техническому перевооружению ЦТП

4.22.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по техническому перевооружению ЦТП

Моральное устаревание насосного оборудования, приводит к энергетически неэффективной транспортировке горячего водоснабжения и теплоносителя на нужды отопления и вентиляции до потребителей, выработка срока службы, повышает аварийность оборудования и ухудшает бесперебойность теплоснабжения и горячего водоснабжения, увеличивает расходы на текущий ремонт.

На существующих кожухотрубных теплообменниках не хватает поверхностей нагрева, большое количество заглушенных трубок, что приводит к увеличению расхода греющей среды – прямой сетевой воды, ведущее к повышению энергетических затрат на привод насосного оборудования в повысительных насосных станциях, превышению температуры теплоносителя в обратном трубопроводе тепловой сети сверх требований, установленных Правилами технической эксплуатации тепловых энергоустановок, утонение стенки кожуха ВВП, повышающее аварийность оборудования и ухудшающее бесперебойность теплоснабжения и горячего водо-снабжения, увеличивающее расходы на текущий ремонт.

Кроме того, на части ЦТП недостаточна площадь установленных КТТА вследствие большого количества выведенных из эксплуатации трубок, увеличенный расход греющей воды и как следствие – неэффективное использование теплообменного и насосного оборудования.

Проектом предусматривается замена кожухотрубных водоподогревателей ГВС и отопления, на теплообменные аппараты Альфа-Лаваль, а также замену насосного оборудования по циркуляции системы отопления, ГВС, а также повысительных насосов по ГВС.

Стоимость мероприятий по техническому перевооружению ЦТП с разбивкой по периодам выполнения приведена в табл. 4.22.1.

Таблица 4.22.1

№ п/п	Статьи затрат	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.
1	ПИР и ПСД	1 346,75	947,77	2 272,77	959,72	10 326,67	**15 853,68**
2	Оборудование	1 616,10	1 137,33	2 727,32	1 151,66	12 392,00	**19 024,42**
3	Строительно-монтажные и наладочные работы	23 433,45	16 491,28	39 546,15	16 699,13	179 684,05	**275 854,05**
4	Всего капитальные затраты	26 396,30	18 576,38	44 546,23	18 810,51	202 402,72	**310 732,15**
5	Непредвиденные расходы	538,70	379,11	909,11	383,89	4 130,67	**6 341,47**
	ИТОГО без НДС	**26 935,00**	**18 955,49**	**45 455,34**	**19 194,40**	**206 533,39**	**317 073,62**
6	НДС	5 387,00	3 791,10	9 091,07	3 838,88	41 306,68	63 414,72
7	**Всего смета проекта**	**32 322,00**	**22 746,59**	**54 546,41**	**23 033,28**	**247 840,07**	**380 488,34**

4.22.2. Стоимость мероприятий по техническому перевооружению ЦТП с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.22.2.

Таблица 4.22.2

Годы	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**32 322,00**	**22 746,59**	**54 546,41**	**23 033,28**	**247 840,07**	**380 488,34**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	33 453,27	24 319,63	60 126,44	26 125,85	295 858,67	**439 883,86**

4.22.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по техническому перевооружению ЦТП

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ, и учитывающие расходы на обслуживание займов.

4.22.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2018 г. представлена в табл. 4.22.3.

Таблица 4.22.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.22.4.

Таблица 4.22.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.22.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.22.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций по техническому перевооружению ЦТП

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.22.5.

Таблица 4.22.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	26 422,80	25,6%	0,07	4,95 лет
Вариант 2. Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)	39 634,20	45%	0,1	3,78 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR – 25,6%.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 0,07.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,07 руб. прибыли для расчетного периода. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит - проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 4,95 лет.

Финансирование за счет займа.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR - 45 %.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,1.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,1 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – менее года.

4.22.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по техническому перевооружению ЦТП

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» рассчитаны ценовые последствия проведения мероприятий.

Результаты расчетов приведены в Главе 14 актуализированной Схемы теплоснабжения.

4.23. Проект 001.02.04.001.005. Обоснование инвестиций в мероприятия по автоматизации ЦТП и НС

4.23.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по техническому перевооружению ЦТП НС

В настоящее время ЦТП оснащены частичными средствами регулирования и управления на базе локальных регуляторов. Данные средства, в зависимости от ЦТП, не обеспечивают в автоматическом режиме поддержание заданной температуры и давления в подающем трубопроводе квартальной сети, а также погодозависимое регулирование температуры теплоносителя, подаваемого в тепловую сеть центрального отопления.

Выполнение автоматизации ЦТП и НС проводится согласно выписке из протокола № 56 заседания Правления ПАО "Т Плюс" от 26.11.2018 г.

Стоимость мероприятий по техническому перевооружению ЦТП с разбивкой по периодам выполнения приведена в табл. 4.23.1.

Таблица 4.23.1

№ п/п	Статьи затрат	2020 г.	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.
1	ПИР и ПСД	8 496,70	**8 496,70**
2	Оборудование	10 196,04	**10 196,04**
3	Строительно-монтажные и наладочные работы	147 842,58	**147 842,58**
4	Всего капитальные затраты	166 535,32	**166 535,32**
5	Непредвиденные расходы	3 398,68	**3 398,68**
	ИТОГО без НДС	**169 934,00**	**169 934,00**
6	НДС	33 986,80	33 986,80
7	**Всего смета проекта**	**203 920,80**	**203 920,80**

4.23.2. Стоимость мероприятий в мероприятия по техническому перевооружению ЦТП и НС с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.23.2.

Таблица 4.23.2

Годы	2020 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**203 920,80**	**203 920,80**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	**203 920,80**	**203 920,80**

4.23.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по техническому перевооружению ЦТП и НС

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ, и учитывающие расходы на обслуживание займов.

4.23.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2018 г. представлена в табл. 4.23.3.

Таблица 4.23.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.23.4.

Таблица 4.23.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.23.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.23.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций по автоматизации ЦТП и НС

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта приведены в табл. 4.23.5.

Таблица 4.23.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	14 161,17	25,6%	0,07	4,95 лет
Вариант 2. Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)	21 241,75	45%	0,1	3,78 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR – 25,6%.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 0,07.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,07 руб. прибыли для расчетного периода. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит - проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 4,95 лет.

Финансирование за счет займа.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR - 45 %.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,1.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,1 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – менее года.

4.23.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по автоматизации ЦТП и НС

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» рассчитаны ценовые последствия проведения мероприятий.

Результаты расчетов приведены в Главе 14 актуализированной Схемы теплоснабжения.

4.24. Проект 001.02.01.001.002. Обоснование инвестиций в мероприятия по замене изоляции на магистральных и квартальных тепловых сетях

4.24.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по замене изоляции на магистральных и квартальных тепловых сетях

Данный проект предполагает реконструкцию тепловой изоляции магистральных и квартальных трубопроводов СТЭЦ. Ввиду длительной эксплуатации надземных участков тепловая изоляция подверглась процессу естественного старения, приобрела ветхий вид. Поверхностный слой (стеклоткань, металлический кожух) локально отсутствует полностью, что ведет к дальнейшему ускоренному разрушению минераловатного покрытия и значительным сверхнормативным потерям тепловой энергии, и нерациональному расходованию топливо-энергетических ресурсов. Провисание оставшегося теплоизоляционного слоя составляет 5-9 см. от поверхности тубы до изоляции, данный факт способствует движению воздуха и увеличению тепловых потерь. Уплотнение в верхней части теплоизоляционного слоя критическое, остаточная толщина достигает 1 см. от поверхности трубы до верха покровного слоя.

Стоимость мероприятий по замене изоляции на магистральных и квартальных тепловых сетях с разбивкой по периодам выполнения приведена в табл. 4.24.1.

Таблица 4.24.1

№ п/п	Статьи затрат	2020 г.	2021 г.	Стоимость в ценах 2019 года, тыс. руб.
1	ПИР и ПСД	538,30	9 888,90	**10 427,20**
2	Оборудование	645,96	11 866,68	**12 512,64**
3	Строительно-монтажные и наладочные работы	9 366,42	172 066,86	**181 433,28**
4	Всего капитальные затраты	10 550,68	193 822,44	**204 373,12**
5	Непредвиденные расходы	215,32	3 955,56	**4 170,88**
	ИТОГО без НДС	**10 766,00**	**197 778,00**	**208 544,00**
6	НДС	2 153,20	39 555,60	41 708,80
7	**Всего смета проекта**	**12 919,20**	**237 333,60**	**250 252,80**

4.24.2. Стоимость мероприятий по замене изоляции на магистральных и квартальных тепловых сетях с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР – в табл. 4.24.2.

Таблица 4.24.2

Годы	2020 г.	2021 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**12 919,20**	**237 333,60**	**250 252,80**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	13 371,37	253 746,41	**267 117,78**

4.24.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по замене изоляции на магистральных и квартальных тепловых сетях

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ, и учитывающие расходы на обслуживание займов.

4.24.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели на 2018 г. ПАО «Т ПЛЮС»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2018 г. представлена в табл. 4.24.3.

Таблица 4.24.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 059,38	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	537,20	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	101,30	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	28,39	2,60%
Покупное тепло	руб.	72,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	3,89	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	47,87	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	369,12	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	10,53	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	18,82	1,72%
Налог на прибыль	руб.	4,70	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 093,43	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.24.4.

Таблица 4.24.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 4.24.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 513,07	1 555,44	1 594,33	1 631,00	1 665,25	1 700,22	1 735,92	1 772,37
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

4.24.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций по замене изоляции на магистральных и квартальных тепловых сетях

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 4.24.5.

Таблица 4.24.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	22 474,67	25,6%	0,07	4,95 лет
Вариант 2. Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)	33 712,00	45%	0,1	3,78 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR – 25,6%.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 0,07.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,07 руб. прибыли для расчетного периода. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит - проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 4,95 лет.

Финансирование за счет займа.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR - 45 %.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,1.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,1 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – менее года.

4.24.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по замене изоляции на магистральных и квартальных тепловых сетях

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» рассчитаны ценовые последствия проведения мероприятий.

Результаты расчетов приведены в Главе 14 актуализированной Схемы теплоснабжения.

Раздел 5. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения тепловых сетей от котельных с установленной мощностью более 10 Гкал/ч

5.1. Проект 001.02.02.001.001. Оренбургская котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

5.1.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

На основании нормативной документации, для оценки стоимости выполнения полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России.

Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса рассчитана в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Сведения об объемах реконструкции тепловых сетей приведены в Приложении (табл. 2.1) настоящей Книги.

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 - 2033 гг. по реконструкции тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 5.1.1.

Таблица 5.1.1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024 - 2028	2029 - 2033	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	2 774,25	2 783,29	2 397,98	1 949,35	1 658,11	1 747,25	3 719,95	17 030,19
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	3 329,10	3 339,94	2 877,58	2 339,22	1 989,73	2 096,70	4 463,94	20 436,22
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	48 272,00	48 429,19	41 724,93	33 918,66	28 851,08	30 402,19	64 727,17	296 325,22
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	54 375,36	54 552,42	47 000,49	38 207,22	32 498,92	34 246,14	72 911,07	333 791,63
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 109,70	1 113,31	959,19	779,74	663,24	698,90	1 487,98	6 812,07
ИТОГО без НДС	**тыс. руб.**	**55 485,06**	**55 665,74**	**47 959,69**	**38 986,96**	**33 162,16**	**34 945,04**	**74 399,05**	**340 603,70**
НДС	тыс. руб.	11 097,01	11 133,15	9 591,94	7 797,39	6 632,43	6 989,01	14 879,81	68 120,74
Всего смета проекта	тыс. руб.	**66 582,07**	**66 798,89**	**57 551,63**	**46 784,35**	**39 794,59**	**41 934,05**	**89 278,86**	**408 724,44**

5.1.2. Стоимость мероприятий по реконструкции по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 5.1.2.

Таблица 5.1.2

Годы	2019	2020	2021	2022	2023	2024 - 2028	2029 - 2033	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	66 582,07	66 798,89	57 551,63	46 784,35	39 794,59	41 934,05	89 278,86	408 724,44
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	66 582,07	69 136,85	61 531,61	51 570,34	45 137,63	50 058,70	118 945,07	462 962,27

5.1.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ и учитывающие расходы на обслуживание займов.

5.1.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 5.1.3.

Таблица 5.1.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1).**

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 5.1.4.

Таблица 5.1.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 5.1.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

5.1.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2023 – 2033 гг. приведены в табл. 5.1.5.

Таблица 5.1.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-208 711,73	----	-0,59	> 30 лет
Вариант 2. Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)	9 604,30	10,7	0,03	**14,70**

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 308 265,48 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -208 711 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта – не рассчитывается.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,8.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,6 руб. убытков для расчетного периода. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 30 лет.

Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 367 169,77 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 1823 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 10,7%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 0,1%.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,03.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,03 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 14,7 лет.

5.1.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В настоящее время решение о включении в тариф инвестиционной составляющей не принято. В связи с чем были проведены расчеты реконструкции тепловых сетей в объеме 75%, 50%, 25% (см. Приложение табл. 1.2.) от необходимых объемов реконструкции (см. табл. 4.14.2).

Результаты расчетов приведены в табл. 5.1.6.

Таблица 5.1.6

Годы	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 – 2027 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**66 582,07**	**66 798,89**	**57 551,63**	**46 784,35**	**39 794,59**	**41 934,05**	**89 278,86**	**408 724,44**
75%	49 104	49 264	42 444	34 503	29 349	30 926	65 843	301 434,3
50%	32 736	32 843	28 296	23 002	19 566	20 618	43 895	200 956,2
25%	16 368	16 421	14 148	11 501	9 783	10 309	21 948	100 478,1
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	68 091,3	71 045,52	63 658,78	53 818,89	47 609,27	52 175,62	115 526,8	471 926,2
75%	51 068	53 284	47 744	40 364	35 707	39 132	86 645	353 944,6
50%	34 046	35 523	31 829	26 909	23 805	26 088	57 763	235 963,1
25%	17 023	17 761	15 915	13 455	11 902	13 044	28 882	117 981,5

Далее рассчитаны величины инвестиционной составляющей для реконструкции тепловых сетей в объеме 75%, 50%, 25% и объемы прогнозируемых дополнительных денежных средств на реконструкцию тепловых сетей (за счет инвест. составляющей).

Результаты расчетов приведены в табл. 5.1.7.

Таблица 5.1.7.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.1.	Разница между тарифом 1 и тарифом 2 при объеме реконструкции 100%	Руб/Гкал	0,00	18,00	18,95	19,90	20,90	21,88	22,86	23,76
1.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	млн. руб.	0,00	14,73	13,29	12,38	12,83	13,81	14,43	15,00
2.1.	объем реконструкции 75%	Руб/Гкал	0,00	12,00	12,63	13,27	13,93	14,59	15,24	15,84
2.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	млн. руб.	0,00	9,82	8,86	8,25	8,55	9,21	9,62	10,00
3.1.	объем реконструкции 50%	Руб/Гкал	0,00	6,00	6,32	6,63	6,97	7,29	7,62	7,92
3.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	млн. руб.	0,00	4,91	4,43	4,13	4,28	4,60	4,81	5,00
4.1.	объем реконструкции 25%	Руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 5.1.7

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
1.1.	Разница между тарифом 1 и тарифом 2 при объеме реконструкции 100%	Руб/Гкал	24,56	25,25	25,88	26,48	27,03	27,60	28,18	28,77
1.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	млн. руб.	15,50	15,94	15,19	15,54	15,86	16,20	16,54	16,88
2.1.	объем реконструкции 75%	Руб/Гкал	16,37	16,83	17,25	17,65	18,02	18,40	18,79	19,18
2.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	млн. руб.	10,33	10,62	10,12	10,36	10,57	10,80	11,02	11,26
3.1.	объем реконструкции 50%	Руб/Гкал	8,19	8,42	8,63	8,83	9,01	9,20	9,39	9,59
3.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	млн. руб.	5,17	5,31	5,06	5,18	5,29	5,40	5,51	5,63
4.1.	объем реконструкции 25%	Руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	млн. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таким образом, в результате расчетов получены следующие данные:

Инвест. составляющая по строке 1.1. позволит получить дополнительно 224,11 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 342,09 млн. руб. Такой объем позволит переложить 100 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 471,92 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 2.1. позволит получить дополнительно 149,4 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 267,39 млн. руб. Такой объем позво-

лит переложить 75 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 353,94 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 3.1. позволит получить дополнительно 74,7 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 192,68 млн. руб. Такой объем позволит переложить 50 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 235,96 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 4.1. не предусмотрена. Собственные средства составят 117,98 млн. руб. Такой объем позволит переложить 25 % от объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей за счет. Общий объем капиталовложений составляет 117,98 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвестиционной программой ПАО «Т Плюс» предусмотрено ежегодное выполнение реконструкции тепловых сетей от Оренбургской котельной в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в объеме 117 млн. за период 2018 – 2033 гг. (за счет собственных средств компании).

В настоящее время решение о включении в тариф инвестиционной составляющей не принято. В связи с чем в настоящую редакцию Схемы теплоснабжения включен объем реконструкции 25% (см. Приложение табл. 2.1.) от необходимых объемов реконструкции (см. табл. 4.14.2).

5.2. Проект 001.02.02.001.002. Оренбургская котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции трубопроводов сетевой воды для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

5.2.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции трубопроводов сетевой воды для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

На основании нормативной документации, для оценки стоимости реконструкции тепловых сетей учтены затраты на выполнение полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России.

Сведения об объемах реконструкции тепловых сетей приведены в Приложении (табл. 2.2) настоящей Книги.

Стоимость мероприятий в ценах 2019 г. с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 5.2.1.

Таблица 5.2.1

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2028 - 2033 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 612,26	1 612,26
Оборудование	тыс. руб.	1 934,71	1 934,71
Строительно-монтажные и наладочные работы	тыс. руб.	28 053,28	28 053,28
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	31 600,25	31 600,25
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	644,90	644,90
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**32 245,15**	**32 245,15**
НДС	тыс. руб.	6 449,03	6 449,03
Всего смета проекта	тыс. руб.	**38 694,18**	**38 694,18**

5.2.2. Стоимость мероприятий по реконструкции трубопроводов сетевой воды для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Проведение мероприятий запланировано на 2029 - 2033 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 5.2.2.

Таблица 5.2.2

Годы	2029 - 2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**38 694,18**	**38 694,18**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	65 231,36	65 231,36

5.2.3. Предложения по реконструкции трубопроводов сетевой воды для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР и прибыль, полученная от деятельности по подключению перспективных площадок. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ и прибыль, полученная от деятельности по подключению перспективных площадок и учитывающие расходы на обслуживание займов.

5.2.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 5.2.3.

Таблица 5.2.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые (**табл. 1.5.1**). Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 5.2.4.

Таблица 5.2.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/$нм^3$	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 5.2.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/$нм^3$	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

5.2.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции трубопроводов сетевой воды для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2027 – 2033 гг. приведены в табл. 5.2.5.

Таблица 5.2.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-93284,01	----	-1,69	> 30 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	7676,45	10,6	0,21	14,7 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 65 231,36 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -93 248 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта – не рассчитывается

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -1,69. Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 1,69 руб. убытков для расчетного периода. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 30 лет. Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 65 231,36тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 7 676,45 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 10,6%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 0,1%

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,03. Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,03 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 14,7 лет.

5.2.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции трубопроводов сетевой воды для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» рассчитаны ценовые последствия проведения мероприятий. Результаты расчетов приведены в Главе 14 актуализированной Схемы теплоснабжения.

5.3. Проект 001.01.02.001.001. Оренбургская котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству БМК мощностью 35 Гкал/ч для передачи на нее подпитки в отопительный периода и летней нагрузки БМК Оренбургская на СТЭЦ

5.3.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству БМК мощностью 35 Гкал/ч

Данное мероприятие включает в себя следующие этапы:

- строительство блочно-модульной котельной, замещающей «Оренбургскую котельную» установленной мощностью 35 Гкал/ч;

- строительство трубопровода для переключения нагрузок летнего периода на СТЭЦ (4,0 Гкал/ч).

На основании нормативной документации, для оценки стоимости реконструкции тепловых сетей учтены затраты на выполнение полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России. Стоимость мероприятий 2019 - 2020 гг. с разбивкой по статьям затрат приведена в табл. 5.3.1.

Таблица 5.3.1

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2019 - 2020 гг.		Всего
		Строительство трубопровода	Строительство БМК	
ПИР и ПСД	тыс. руб.	3 330,64	28 309,70	31 640,35
Оборудование	тыс. руб.	3 996,78	16 985,82	20 982,60
Строительно-монтажные и наладочные работы	тыс. руб.	57 953,26	232 139,59	290 092,85
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	65 280,68	277 435,11	342 715,80
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 332,26	5 661,94	6 994,20
ИТОГО без НДС	**тыс. руб.**	**66 612,94**	**283 097,06**	**349 710,00**
НДС	тыс. руб.	13 322,59	56 619,41	69 942,00
Всего смета проекта	тыс. руб.	79 935,53	339 716,47	419 652,00

5.3.2. Стоимость мероприятий по строительству БМК мощностью 35 Гкал/ч с учетом индексов МЭР

Проведение мероприятий запланировано на 2019 - 2020 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 5.3.2.

Таблица 5.3.2

Годы	2020 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	419 652,00	419 652,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	445 942,84	445 942,84

5.3.3. Предложения по финансированию строительства БМК мощностью 35 Гкал/ч

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

5.3.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 5.3.3.

Таблица 5.3.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 5.3.4.

Таблица 5.3.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 5.3.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

5.3.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по строительству БМК мощностью 35 Гкал/ч

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2025 – 2031 гг. приведены в табл. 5.3.5.

Таблица 5.3.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	137 360	22,51%	0,4	7,75
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	170 301	29,48%	0,50	7,97

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR –22,5%.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 0,4.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,4 руб. прибыли для расчетного периода. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит - проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 7,75 лет.

Финансирование за счет займа.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR – 29,48 %.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,5.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,5 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 7,97 лет.

5.3.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по строительству БМК мощностью 35 Гкал/ч

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

5.4. Проект 001.02.02.001.003. Котельные установленной мощностью более 10 Гкал/ч. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

5.4.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Тепловые сети от котельных тепловой мощностью более 10 Гкал/ч и находящиеся в собственности или хозяйственном ведении ПАО «Т Плюс» имеют значительный возраст, тепловые потери через изоляцию и с утечками составили в среднем 20,04 % по отношению к отпуску с коллекторов.

При этом, тепловые потери на отдельных котельных составляют до 45,24 % от отпуска с коллекторов, что свидетельствует не только о низкой рентабельности производства тепловой энергии, но и о высокой вероятности аварий на тепловых сетях.

Сведения об объемах реконструкции тепловых сетей приведены в Приложении (табл. 2.2 – 2.13) настоящей Книги.

Таким образом, первоочередная задача для хозяйствующего субъекта – обследование тепловых сетей, с целью выявления наиболее разрушенных участков тепловых сетей.

Результаты выборки тепловых сетей котельных с наибольшими значениями тепловых потерь приведены в таблице 5.4.1.

Таблица 5.4.1

№ п/п	Наименование котельной	Отпуск с коллекторов, Гкал/год	Тепловые потери (факт) на 31.12.17, Гкал/год	Доля тепловых потерь (факт) к отпуску с коллекторов на 31.12.17, %
1	Лесозащитная,	24 350	4 560	18,73%
2	Гугучинская	21 235	4 193	19,75%
3	ЖДТ	20 120	4 047	20,11%
4	ПО Стрела	76 521	16 993	22,21%
5	Чичерина,	24 540	5 612	22,87%
6	Дубки	15 150	3 550	23,43%
7	ОАО Желдорреммаш	8 998	2 224	24,72%
8	Овощевод	4 890	1 310	26,79%
9	Карачи	72 250	26 549	36,75%
10	11 квартал	7 300	2 688	36,82%
11	ФБУ ИК-1 УФСИН	4 179	1 668	39,91%
12	Янтарь-92	20 815	9 379	45,06%
	ИТОГО	**303 922,00**	**85 462,00**	**28,12%**

На основании нормативной документации, для оценки стоимости выполнения полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России.

Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса рассчитана в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства

НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. N 1011/пр).

Стоимость реконструкции тепловых сетей по каждой из котельных приведена в табл. 5.4.2.

Таблица 5.4.2

№ п/п	Наименование котельной	Капиталовложения, в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
1	ПО Стрела	300 560,98
2	Карачи	241 656,08
3	Дубки	130 343,99
4	Янтарь-92	87 978,75
5	Лесозащитная	62 090,80
6	Чичерина	50 273,82
7	ЖДТ	42 438,31
8	ОАО Желдорреммаш	37 139,97
9	Овощевод	37 167,31
10	Гугучинская	13 542,21
11	11 квартал	26 224,51
12	ФБУ ИК-1 УФСИН	3 543,76
	ИТОГО	**1 032 960,50**

Ниже приведен график реализации запланированных мероприятий (таблица 5.4.3), составленный с учетом получения наиболее значительной экономии тепловой энергии в первые годы осуществления проекта по реконструкции тепловых сетей.

Таблица 5.4.3

№ п/п	Наименование котельной	График реализации, млн. руб.									
		2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2033 г.	ИТОГО
1	Котельная ПО Стрела					300,56					**300,56**
2	Котельная Карачи						241,66				**241,66**
3	Котельная Дубки							130,34			**130,34**
4	Котельная Янтарь-92							87,98			**87,98**
5	Котельная Лесозащитная								62,09		**62,09**
6	Котельная Чичерина								50,27		**50,27**
7	Котельная ЖДТ									42,44	**42,44**
8	Котельная ОАО Желдор-реммаш									37,14	**37,14**
9	Котельная Овощевод									37,17	**37,17**
10	Котельная Гугучинская									13,54	**13,54**
11	Котельная 11 квартал									26,22	**26,22**
12	ФБУ ИК-1 УФСИН									3,54	**3,54**
	ИТОГО	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**0,00**	**300,56**	**241,66**	**218,32**	**112,36**	**160,06**	**1 033**

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2022 - 2033 г. по реконструкции тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 5.4.4.

Таблица 5.4.4

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2033 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	15 028,05	12 082,80	10 916,14	5 618,23	8 002,80	51 648,03
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	18 033,66	14 499,36	13 099,36	6 741,88	9 603,36	61 977,63
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	261 488,06	210 240,79	189 940,78	97 757,22	139 248,79	898 675,64
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	294 549,76	236 822,96	213 956,28	110 117,33	156 854,96	1 012 301,29
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	6 011,22	4 833,12	4 366,45	2 247,29	3 201,12	20 659,21
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**300 560,98**	**241 656,08**	**218 322,73**	**112 364,62**	**160 056,08**	**1 032 960,49**
НДС	тыс. руб.	60 112,20	48 331,22	43 664,55	22 472,92	32 011,22	206 592,10
Всего смета проекта	тыс. руб.	**360 673,18**	**289 987,30**	**261 987,28**	**134 837,54**	**192 067,30**	**1 239 552,59**

5.4.2. Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 5.4.5.

Таблица 5.4.5

Годы	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2027 г.	2033 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**360 673,18**	**289 987,30**	**261 987,28**	**134 837,54**	**192 067,30**	**1 239 552,59**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	435 649,55	364 280,34	338 980,09	190 641,09	279 702,47	1 609 253,53

5.4.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ и учитывающие расходы на обслуживание займов.

5.4.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 5.4.6.

Таблица 5.4.6

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 5.4.7.

Таблица 5.4.7

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/$нм^3$	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 5.4.7

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/$нм^3$	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

5.4.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 5.4.8.

Таблица 5.4.8

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-452 025	----	-0,13	> 30 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	567	10,6	0,006	12,07 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина NPV при величине суммарных затрат на реализацию проекта 1 338 869,60 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -452 025 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR -не рассчитывается

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта – не рассчитывается

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,13.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,13 руб. убытков для расчетного периода.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 30 лет.

Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 104 199,69 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 567 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 10,6 %.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 0,1 %.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,006.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,006 руб. прибыли.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 12,07 лет.

5.4.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В настоящее время решение о включении в тариф инвестиционной составляющей не принято. В связи с чем были проведены расчеты реконструкции тепловых сетей в объеме 75%, 50%, 25% (см. Приложение табл. 1.2.) от необходимых объемов реконструкции (см. табл. 4.14.2).

Результаты расчетов приведены в табл. 5.4.9.

Таблица 5.4.9.

Годы	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2027 г.	2033 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	360 673,18	289 987,30	261 987,28	134 837,54	192 067,30	1 239 552,59
75%	265 996	213 866	193 216	99 443	141 650	914 170
50%	177 331	142 577	128 810	66 295	94 433	609 447
25%	88 665	71 289	64 405	33 148	47 217	304 723
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	435 649,55	364 280,34	338 980,09	190 641,09	279 702,47	1 609 254
75%	326 737	273 210	254 235	142 981	209 777	1 206 940
50%	217 825	182 140	169 490	95 321	139 851	804 627
25%	108 912	91 070	84 745	47 660	69 926	402 313

Далее рассчитаны величины инвестиционной составляющей для реконструкции тепловых сетей в объеме 75%, 50%, 25% и объемы прогнозируемых дополнительных денежных средств на реконструкцию тепловых сетей (за счет инвест. составляющей).

Результаты расчетов приведены в табл. 5.4.10.

Таблица 5.4.10.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.1.	Разница между тарифом 1 и тарифом 2 при объеме реконструкции 100%	Руб/Гкал	0,00	62,00	65,29	68,55	71,98	75,36	78,75	81,82
1.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	50,75	45,78	42,64	44,19	47,56	49,70	51,64
2.1.	объем реконструкции 75%	Руб/Гкал	0,00	41,33	43,53	45,70	47,99	50,24	52,50	54,55
2.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	33,83	30,52	28,43	29,46	31,71	33,14	34,43
3.1.	объем реконструкции 50%	Руб/Гкал	0,00	20,67	21,76	22,85	23,99	25,12	26,25	27,27
3.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	16,92	15,26	14,21	14,73	15,85	16,57	17,21
4.1.	объем реконструкции 25%	Руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 5.4.10

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
1.1.	Разница между тарифом 1 и тарифом 2 при объеме реконструкции 100%	Руб/Гкал	84,61	86,97	89,15	91,20	93,11	95,07	97,07	99,10
1.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	53,40	54,89	52,31	53,52	54,64	55,79	56,96	58,15
2.1.	объем реконструкции 75%	Руб/Гкал	56,41	57,98	59,43	60,80	62,07	63,38	64,71	66,07
2.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	35,60	36,59	34,88	35,68	36,43	37,19	37,97	38,77
3.1.	объем реконструкции 50%	Руб/Гкал	28,20	28,99	29,72	30,40	31,04	31,69	32,36	33,03

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
3.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	17,80	18,30	17,44	17,84	18,21	18,60	18,99	19,38
4.1.	объем реконструкции 25%	Руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таким образом, в результате расчетов получены следующие данные:

Инвест. составляющая по строке 1.1. позволит получить дополнительно 771,94 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 1 609,25 млн. руб. Такой объем позволит переложить 100 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 1 609,4 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 2.1. позволит получить дополнительно 514,63 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 916,94 млн. руб. Такой объем позволит переложить 75 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 1 206,94 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 3.1. позволит получить дополнительно 257,31 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 659,63 млн. руб. Такой объем позволит переложить 50 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 804,63 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 4.1. не предусмотрена. Собственные средства составят 402,3 млн. руб. Такой объем позволит переложить 25 % от объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей за счет. Общий объем капиталовложений составляет 402,31 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвестиционной программой ПАО «Т Плюс» предусмотрено ежегодное выполнение реконструкции тепловых сетей котельных в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в объеме 402,3 млн за период 2018 – 2033 гг. (за счет собственных средств компании).

В настоящее время решение о включении в тариф инвестиционной составляющей не принято. В связи с чем в настоящую редакцию Схемы теплоснабжения включен объем реконструкции 25% (см. Приложение табл. 2.2 – 2.13.) от необходимых объемов реконструкции (см. табл. 5.4.4).

5.5. Котельная Карачи. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Мероприятие учтено в разделе 5.5.

5.6. Лесозащитная котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Мероприятие учтено в разделе 5.5.

5.7. Лесозащитная котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по регулировке системы теплоснабжения

Мероприятие выполнено.

5.8. Проект 001.02.02.001.004. Туркестанская котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

5.8.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

На основании нормативной документации, для оценки стоимости выполнения полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России.

Сведения об объемах реконструкции тепловых сетей приведены в Приложении (табл. 2.14) настоящей Книги.

Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса рассчитана в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. N 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2029 – 2033 гг. по реконструкции тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 5.8.1.

Таблица 5.8.1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2029 – 2033 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 318,09	1 318,09
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	1 581,71	1 581,71
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	22 934,76	22 934,76
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	25 834,55	25 834,55
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	527,24	527,24
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**26 361,79**	**26 361,79**
НДС	тыс. руб.	5 272,36	5 272,36
Всего смета проекта	тыс. руб.	**31 634,15**	**31 634,15**

5.8.2. Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 5.8.2.

Таблица 5.8.2

Годы	2029 – 2033 гг.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**31 634,15**	**31 634,15**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	46 067,96	46 067,96

5.8.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ.

5.8.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 5.8.3.

Таблица 5.8.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 5.8.4.

Таблица 5.8.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электро-энергию	руб/ кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природ-ного газа	Руб/ $нм^3$	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 5.8.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на элек-троэнергию	руб/ кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепло-вую энергию	руб/ Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость при-родного газа	Руб/ $нм^3$	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

5.8.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2020 – 2033 гг. приведены в табл. 5.8.5.

Таблица 5.8.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-33056	----	-0,83	> 30 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	109	10,6	0,003	9,91 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 46 543,48 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -33056 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта – не рассчитывается

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,84.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,84 руб. убытков для расчетного периода.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 30 лет.

Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов).

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 46 543,48 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 109 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 10,6 %.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 0,1 %.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,003.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,003 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 9,91 лет.

5.8.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В настоящее время решение о включении в тариф инвестиционной составляющей не принято. В связи с чем были проведены расчеты реконструкции тепловых сетей в объеме 75%, 50%, 25% (см. Приложение табл. 1.2.) от необходимых объемов реконструкции (см. табл. 5.9.2).

Результаты расчетов приведены в табл. 5.8.6.

Таблица 5.8.6

Годы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31 416,15	31 416,15
75%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23 562,12	23 562,12
50%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15 708,08	15 708,08
25%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	7 854,04	7 854,04
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	46 067,96	46 067,96
75%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	34 550,97	34 550,97
50%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	23 033,98	23 033,98
25%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	11 516,99	11 516,99

Далее рассчитаны величины инвестиционной составляющей для реконструкции тепловых сетей в объеме 75%, 50%, 25% и объемы прогнозируемых дополнительных денежных средств на реконструкцию тепловых сетей (за счет инвест. составляющей).

Результаты расчетов приведены в табл. 5.8.7.

Таблица 5.8.7.

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.1.	Разница между тарифом 1 и тарифом 2 при объеме реконструкции 100%	Руб/Гкал	1,75	1,84	1,93	2,03	2,13	2,22	2,31
1.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	1,43	1,29	1,20	1,25	1,34	1,40	1,46
2.1.	объем реконструкции 75%	Руб/Гкал	1,17	1,23	1,29	1,35	1,42	1,48	1,54
2.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,95	0,86	0,80	0,83	0,90	0,93	0,97
3.1.	объем реконструкции 50%	Руб/Гкал	0,58	0,61	0,64	0,68	0,71	0,74	0,77
3.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,48	0,43	0,40	0,42	0,45	0,47	0,49
4.1.	объем реконструкции 25%	Руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 5.8.7

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
1.1.	Разница между тарифом 1 и тарифом 2 при объеме реконструкции 100%	Руб/Гкал	2,39	2,45	2,52	2,57	2,63	2,68	2,74	2,8
1.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	1,51	1,55	1,48	1,51	1,54	1,57	1,61	1,64
2.1.	объем реконструкции 75%	Руб/Гкал	1,59	1,63	1,68	1,71	1,75	1,79	1,83	1,87
2.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	1,01	1,03	0,99	1,01	1,03	1,05	1,07	1,10
3.1.	объем реконструкции 50%	Руб/Гкал	0,80	0,82	0,84	0,86	0,88	0,89	0,91	0,93
3.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,50	0,52	0,49	0,50	0,51	0,52	0,54	0,55
4.1.	объем реконструкции 25%	Руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таким образом, в результате расчетов получены следующие данные:

Инвест. составляющая по строке 1.1. позволит получить дополнительно 21,8 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 33,3 млн. руб. Такой объем позволит переложить 100 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 46,07 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 2.1. позволит получить дополнительно 14,52 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 26,04 млн. руб. Такой объем позволит переложить 75 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 34,55 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 3.1. позволит получить дополнительно 7,26 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 18,78 млн. руб. Такой объем позволит переложить 50 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 23,03 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 4.1. не предусмотрена. Собственные средства составят 11,52 млн. руб. Такой объем позволит переложить 25 % от объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей за счет. Общий объем капиталовложений составляет 11,52 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвестиционной программой ПАО «Т Плюс» предусмотрено ежегодное выполнение реконструкции тепловых сетей котельных в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в объеме 11,52 млн за период 2029 – 2033 гг. (за счет собственных средств компании).

В настоящее время решение о включении в тариф инвестиционной составляющей не принято. В связи с чем в настоящую редакцию Схемы теплоснабжения включен объем реконструкции 25% (см. Приложение табл. 2.14.) от необходимых объемов реконструкции (см. табл. 5.8.2).

5.9. Уральская котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Мероприятие выполнено.

5.10. Уральская котельная. Обоснование инвестиций в мероприятия по регулировке системы теплоснабжения

Мероприятие выполнено.

5.11. Котельная Чичерина. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Мероприятие учтено в разделе 5.5.

5.12. Проект 001.02.02.001.005. Котельная Чкалова. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

5.12.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

На основании нормативной документации, для оценки стоимости выполнения полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России.

Сведения об объемах реконструкции тепловых сетей приведены в Приложении (табл. 2.15) настоящей Книги.

Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса рассчитана в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2023 - 2033 гг. по реконструкции тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 5.12.1.

Таблица 5.12.1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2023 – 2027 гг.	2029 – 2033 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	2 069,72	2 700,93	4 770,65
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	2 483,67	3 241,11	5 724,78
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	36 013,15	46 996,13	83 009,28
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	40 566,54	52 938,17	93 504,71
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	827,89	1 080,37	1 908,26
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**41 394,43**	**54 018,54**	**95 412,97**
НДС	тыс. руб.	8 278,89	10 803,71	19 082,59
Всего смета проекта	тыс. руб.	**49 673,32**	**64 822,25**	**114 495,56**

5.12.2. Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 5.12.2.

Таблица 5.12.2

Годы	2023 – 2027 гг.	2029 – 2033 гг.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	49 673,32	64 822,25	114 495,56
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	70 230,99	94 398,90	164 629,89

5.12.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ.

5.12.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 5.12.3.

Таблица 5.12.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 5.12.4.

Таблица 5.12.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 5.12.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/$нм^3$	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

5.12.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2017 – 2031 гг. приведены в табл. 5.12.5.

Таблица 5.12.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-160732	----	-0,60	> 30 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	1849	10,6	0,0069	13,22 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 313 535,41 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -160 732 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR -не рассчитывается

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта – не рассчитывается

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 0,6.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,6 руб. убытков для расчетного периода.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 30 лет.

Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов).

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 313 535,41 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 1849 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 10,6 %.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 0,1 %.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,0069.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,0069 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 13,22 лет.

5.12.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В настоящее время решение о включении в тариф инвестиционной составляющей не принято. В связи с чем были проведены расчеты реконструкции тепловых сетей в объеме 75%, 50%, 25% (см. Приложение табл. 2,15.) от необходимых объемов реконструкции (см. табл. 5.13.2).

Результаты расчетов приведены в табл. 5.12.6.

Таблица 5.12.6

Годы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	0	0	0	0	0	49 673,32	64 822,25	114 495,56
75%	0	0	0	0	0	36 634	47 806	84 440,48
50%	0	0	0	0	0	24 423	31 871	56 293,65
25%	0	0	0	0	0	12 211	15 935	28 146,83
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	0	0	0	0	0	70 230,99	94 398,90	164 629,89
75%	0	0	0	0	0	52 673	70 799	123 472,42
50%	0	0	0	0	0	35 115	47 199	82 314,95
25%	0	0	0	0	0	17 558	23 600	41 157,47

Инвестиционной программой ПАО «Т Плюс» предусмотрено выполнение реконструкции тепловых сетей котельной Чкалова в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в объеме 41,16 млн за период 2023 – 2033 гг. (за счет собственных средств компании).

Далее рассчитаны величины инвестиционной составляющей для реконструкции тепловых сетей в объеме 75%, 50%, 25% и объемы прогнозируемых дополнительных денежных средств на реконструкцию тепловых сетей (за счет инвест. составляющей).

Результаты расчетов приведены в табл. 5.12.7.

Таблица 5.12.7.

	Наименование	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.1.	Разница между тарифом 1 и тарифом 2 при объеме реконструкции 100%	Руб/Гкал	6,5	6,84	7,19	7,55	7,9	8,26	8,58
1.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	5,32	4,80	4,47	4,64	4,99	5,21	5,42
2.1.	объем реконструкции 75%	Руб/Гкал	4,33	4,56	4,79	5,03	5,27	5,51	5,72
2.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	3,55	3,20	2,98	3,09	3,32	3,48	3,61
3.1.	объем реконструкции 50%	Руб/Гкал	2,17	2,28	2,40	2,52	2,63	2,75	2,86
3.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	1,77	1,60	1,49	1,55	1,66	1,74	1,81
4.1.	объем реконструкции 25%	Руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 5.12.7

	Наименование	Ед. изм.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
1.1.	Разница между тарифом 1 и тарифом 2 при объеме реконструкции 100%	Руб/Гкал	8,87	9,12	9,35	9,56	9,76	9,97	10,18	10,39
1.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	5,60	5,76	5,49	5,61	5,73	5,85	5,97	6,10
2.1.	объем реконструкции 75%	Руб/Гкал	5,91	6,08	6,23	6,37	6,51	6,65	6,79	6,93
2.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	3,73	3,84	3,66	3,74	3,82	3,90	3,98	4,06
3.1.	объем реконструкции 50%	Руб/Гкал	2,96	3,04	3,12	3,19	3,25	3,32	3,39	3,46
3.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	1,87	1,92	1,83	1,87	1,91	1,95	1,99	2,03
4.1.	объем реконструкции 25%	Руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таким образом, в результате расчетов получены следующие данные:

Инвест. составляющая по строке 1.1. позволит получить дополнительно 80,9 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 122,1 млн. руб. Такой объем позволит переложить 100 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату

процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 164,6 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 2.1. позволит получить дополнительно 53,96 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 95,12 млн. руб. Такой объем позволит переложить 75 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 123,47 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 3.1. позволит получить дополнительно 26,98 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 68,14 млн. руб. Такой объем позволит переложить 50 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 82,3 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 4.1. не предусмотрена. Собственные средства составят 41,16 млн. руб. Такой объем позволит переложить 25 % от объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей за счет. Общий объем капиталовложений составляет 41,16 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

В настоящее время решение о включении в тариф инвестиционной составляющей не принято. В связи с чем в настоящую редакцию Схемы теплоснабжения включен объем реконструкции 25% (см. Приложение табл. 2.15.) от необходимых объемов реконструкции (см. табл. 5.12.2).

5.13. Котельная Чкалова. Обоснование инвестиций в мероприятия по регулировке системы теплоснабжения

Мероприятие выполнено

5.14. Котельная Янтарь-92. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции котельной с увеличением теплопроизводительности котельного оборудования

Проведение мероприятия признано нецелесообразным.

5.15. Котельная Янтарь-92. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Мероприятие учтено в разделе 5.5.

5.16. Котельная № 5 АО «ПО «Стрела». Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Мероприятие учтено в разделе 5.5.

5.17. Котельная ОАО «Желдорреммаш». Обоснование инвестиций в мероприятия по переключению потребителей котельной Оренбургского ЛРЗ ОАО «Желдорреммаш» к новой БМК

Реализация мероприятия признана нецелесообразной.

5.18. Проект 001.01.02.001.002. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству котельной на ул. Уральская и переключение на нее нагрузок 12-ти котельных

5.18.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по переключению на новую котельную на ул. Уральская нагрузок 12-ти котельных

Мероприятие предполагает проведение работ по строительству нового источника тепловой энергии с когенерационной выработкой электроэнергии на собственные нужды, тепловой сети от магистрального трубопровода М4 до строящегося источника, тепловой сети для переключения нагрузок 12-ти котельных на общую сеть и блочно-модульных ЦТП (БМ ЦТП) с целью вывода из эксплуатации котельных.

Подробно суть планируемых мероприятий приведена в Разделе 3.7.6. Книги 6.

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2020 - 2024 гг. с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 5.18.1.

Таблица 5.18.1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 - 2024 гг.				Всего
		Строительство котельной	Тепловые сети для 12 котельных	Коллектор новой котельной	Стоимость блочно-модульных автоматизированных ЦТП	
ПИР и ПСД	тыс. руб.	25 249,46	3 974,05	5 986,79	4 447,16	39 657,45
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	30 299,35	4 768,86	7 184,15	5 336,59	47 588,94
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	439 340,58	69 148,50	104 170,10	77 380,50	690 039,68
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	494 889,38	77 891,42	117 341,04	87 164,24	777 286,08
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	10 099,78	1 589,62	2 394,72	1 778,86	15 862,98
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	504 989,17	79 481,04	119 735,75	88 943,10	793 149,06
НДС	тыс. руб.	100 997,83	15 896,21	23 947,15	17 788,62	158 629,81
Всего смета проекта	тыс. руб.	605 987,00	95 377,25	143 682,90	106 731,72	951 778,87

5.18.2. Стоимость мероприятий по переключению на новую котельную нагрузок 12-ти котельных

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 5.18.2.

Таблица 5.18.2

Годы	2020 г.	2022 г.	2024 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	47 588,94	828 047,61	76 142,31	**951 778,86**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	51 396,06	983 660,49	95 195,78	**1 130 252,00**

5.18.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по переключению на новую котельную нагрузок 12-ти котельных

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

5.18.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 5.18.3.

Таблица 5.18.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 5.18.4.

Таблица 5.18.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 5.18.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

5.18.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по переключению на новую котельную нагрузок 12-ти котельных

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033гг. приведены в табл. 5.18.5.

Таблица 5.18.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-184 923,76	----	-0,19	14,11 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	44 818,93	10,6	0,05	9,11 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 1 332 544,07 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -184 923,78 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR – не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта – не рассчитывается.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,19.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,19 руб. убытков для расчетного периода.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 14,11 лет.

Финансирование за счет займа.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 1 332 544,07 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 44818,93 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 10,6 %.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) -4,8 %.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,05.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,05 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 9,11 лет.

5.18.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по переключению на новую котельную нагрузок 12-ти котельных

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

5.19. Проект 001.01.02.001.003.Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству новых БМК вместо существующих

5.19.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству 9-ти новых БМК вместо существующих

Мероприятие предполагает проведение работ по строительству новых блочно-модульных котельных вместо морально устаревших существующих котельных.

Перечень котельных, планируемых к выводу из эксплуатации и стоимость установки новых БМК приведена в табл. 5.19.1.

Таблица 5.19.1

№ п/п	Наименование котельной	Присоединённая нагрузка, Гкал/час				Установленная мощность новой БМК	Стоимость установки отдельно стоящей котельной на газообразном топливе, тыс.руб/Гкал/ч	Стоимость проектируемой БМК в ценах 2019 г. без НДС	Предполагаемый год реализации мероприятий
		Отопление	ГВС	Вентиляция	ИТОГО, Гкал/ч				
1	Харьковская	9,45	2,03	0,00	11,48	14,92	3980,78	59 401,78	2021
2	Мебельный комбинат	4,94	0,03	0,19	5,16	6,71	5012,67	33 619,57	2022
3	Чичерина	9,42	1,09	0,05	10,56	13,73	3980,78	54 646,82	2022
4	Янтарь-92	10,12	0,00	0,00	10,12	13,15	3980,78	52 349,19	2022
5	Мебельная фабрика	5,02	0,43	0,00	5,45	7,09	5012,67	35 529,89	2023
6	Гугучинская	6,72	1,09	0,04	7,85	10,20	3980,78	40 623,62	2024
7	Дубки	3,22	2,57	0,00	5,78	7,52	5012,67	37 681,96	2025
8	ЖДТ	7,07	4,09	0,00	11,16	14,51	3980,78	57 768,34	2025
9	Советская	8,26	0,05	0,18	8,48	11,02	3980,78	43 887,16	2025
	ИТОГО							415 508,33	

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2021 - 2025 гг. с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 5.19.2.

Таблица 5.19.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2021 – 2025 гг.				Всего
		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	
ПИР и ПСД	тыс. руб.	2 970,09	7 030,78	1 776,49	8 998,05	18 004,9
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	3 564,11	8 436,93	2 131,79	10 797,66	21 605,9
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	51 679,55	122 335,55	30 911,00	156 566,14	313 285,4
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	58 213,74	137 803,27	34 819,29	176 361,86	352 896,2
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 188,04	2 812,31	710,60	3 599,22	7 202,0
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**59 401,78**	**140 615,58**	**35 529,89**	**179 961,08**	360 098,1
НДС	тыс. руб.	11 880,36	28 123,12	7 105,98	35 992,22	72 019,6
Всего смета проекта	тыс. руб.	**71 282,14**	**168 738,70**	**42 635,87**	**215 953,30**	432 117,8

5.19.2. Стоимость мероприятий по строительству новых БМК вместо существующих

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 5.19.3.

Таблица 5.19.3

Годы	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	71 282,1	168 738,7	42 635,9	215 953,3	**432 117,8**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	76 211,6	186 000,5	48 360,4	257 793,9	**501 874,19**

5.19.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по строительству новых БМК вместо существующих

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

5.19.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 5.19.4.

Таблица 5.19.4

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (табл. 1.5.1).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 5.19.5.

Таблица 5.19.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 5.19.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/$нм^3$	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

5.19.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по строительству новых БМК вместо существующих

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033гг. приведены в табл. 5.19.6.

Таблица 5.19.6

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	134 923,76	95%	0,5	6,68 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	144 818,93	132%	0,53	2,3

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR –95%.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 0.5.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,5 руб. прибыли для расчетного периода. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит - проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 6,68 лет.

Финансирование за счет займа.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR - 132 %.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,53.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,53 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 2,3 лет.

5.19.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по строительству новых БМК вместо существующих

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

Раздел 6. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения тепловых сетей от котельных с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч

6.1. Проект 001.02.03.001.001. Котельные установленной мощностью менее 10 Гкал/ч. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

6.1.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Тепловые сети от котельных тепловой мощностью менее 10 Гкал/ч и находящиеся в собственности или хозяйственном ведении ПАО «Т Плюс» имеют значительный возраст, тепловые потери через изоляцию и с утечками составили в среднем 26,5 % по отношению к отпуску с коллекторов.

При этом, тепловые потери на отдельных котельных составляют до 60,8 % от отпуска с коллекторов, что свидетельствует не только о низкой рентабельности производства тепловой энергии, но и о высокой вероятности аварий на тепловых сетях.

Таким образом, первоочередная задача для хозяйствующего субъекта – обследование тепловых сетей, с целью выявления наиболее разрушенных участков тепловых сетей.

Результаты выборки тепловых сетей котельных с наибольшей величиной тепловых потерь приведены в таблице 6.1.1.

Таблица 6.1.1

№ п/п	Наименование котельной	Отпуск с коллекторов	тепловые потери (факт) на 31.12.17, Гкал/год	Доля тепловых потерь (факт) к отпуску с коллекторов на 31.12.17, %
1	7 Квартал, Знаменских, 7	7 435,00	1 283,00	17,26%
2	Д/С 77, Полтавская, 41/1	8 570,00	1 511,00	17,63%
3	СОК, Набережная, 25	1 600,00	288	18,00%
4	ЖСК, Коростылёвых, 1	7 130,00	1 307,00	18,33%
5	МЧ	15 165,00	2 898,00	19,11%
6	Набережная, 7	10 710,00	2 069,00	19,32%
7	УВД, Курача, 18	3 600,00	703	19,53%
8	ГПТУ 10, Гагарина, 15	8 040,00	1 739,00	21,63%
9	Третьяка, 2а	8 980,00	2 001,00	22,28%
10	9 квартал, 60 лет Октября, 9	5 110,00	1 189,00	23,27%
11	ОАО Комбикормовый завод	679	162	23,86%
12	Пединститут, Гагарина, 3	7 230,00	1 751,00	24,22%
13	Самолетная, Победы, 120	5 235,00	1 366,00	26,09%
14	Черепановых, 9	8 430,00	2 503,00	29,69%
15	БВЛ, Караваева роща	3 210,00	1 022,00	31,84%
16	Школа милиции, Гагарина, 17	8 800,00	2 882,00	32,75%
17	ОАО ТД Форштадт	1 597,00	657	41,14%
18	Стройгородок. Донгузкая, 2	2 750,00	1 429,00	51,96%
19	Баня 3, Кирова,39	475	288	60,63%
20	ОАО "ОРТП"	9 735,00	5 920,00	60,81%
	ИТОГО	**124481**	**32968**	**26,48%**

На основании нормативной документации, для оценки стоимости выполнения полного комплекса монтажных работ, определенного на основе соответствующих технических условий, государственных и отраслевых стандартов на поставку оборудования и требований инструкций по монтажу, сварке, контролю и правил Госгортехнадзора России.

Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса рассчитана в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Сведения об объемах реконструкции тепловых сетей приведены в Приложении (табл. 3.1 – 3.20) настоящей Книги.

Стоимость реконструкции тепловых сетей по каждой из котельных в ценах 2019 г. с НДС приведен в таблице 6.1.2.

Таблица 6.1.2

№ п/п	Наименование котельной	Капиталовложения, в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
1	ОАО Комбикормовый завод	407,00
2	Баня 3, Кирова,39	2 006,53
3	СОК, Набережная, 25	3 510,33
4	УВД, Курача, 18	6 817,70
5	ОАО ТД Форштадт	10 424,27
6	БВЛ, Караваева роща	13 177,68
7	Самолетная, Победы, 120	13 664,53
8	9 квартал, 60 лет Октября, 9	9 287,25
9	7 Квартал, Знаменских, 7	13 187,97
10	ЖСК, Коростылёвых, 1	13 717,84
11	Набережная, 7	16 454,61
12	ГПТУ 10, Гагарина, 15	21 466,45
13	Пединститут, Гагарина, 3	24 165,58
14	Третьяка, 2а	24 799,75
15	Д/С 77, Полтавская, 41/1	22 161,10
16	Школа милиции, Гагарина, 17	29 203,68
17	МЧ	35 598,18
18	Стройгородок. Донгузкая, 2	31 681,85
19	Черепановых, 9	29 994,13
20	ОАО "ОРТП"	36 385,06
	ИТОГО	**358 111,47**

Ниже приведен график реализации запланированных мероприятий (таблица 6.1.3), составленный с учетом получения наиболее значительной экономии тепловой энергии в первые годы осуществления проекта по реконструкции тепловых сетей.

Таблица 6.1.3

График реализации, млн. руб.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	ИТОГО
ОАО Комбикормовый завод	0,41										**0,41**
Баня 3, Кирова,39	2,01										**2,01**
СОК, Набережная, 25	3,51										**3,51**
УВД, Курача, 18		6,82									**6,82**
ОАО ТД Форштадт		10,42									**10,42**

График реализации, млн. руб.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	ИТОГО
БВЛ, Караваева роща			13,18								**13,18**
Самолетная, Победы, 120			13,66								**13,66**
9 квартал, 60 лет Октября, 9				9,29							**9,29**
7 Квартал, Знаменских, 7				13,19							**13,19**
ЖСК, Коростылёвых, 1					13,72						**13,72**
Набережная, 7					16,45						**16,45**
ГПТУ 10, Гагарина, 15						21,47					**21,47**
Пединститут, Гагарина, 3						24,17					**24,17**
Третьяка, 2а							24,80				**24,80**
Д/С 77, Полтавская, 41/1							22,16				**22,16**
Школа милиции, Гагарина, 17								29,20			**29,20**
МЧ								35,60			**35,60**
Стройгородок. Донгузкая, 2									31,68		**31,68**
Черепановых, 9									29,99		**29,99**
ОАО "ОРТП"										36,39	**36,39**
ИТОГО	**5,92**	**17,24**	**26,84**	**22,48**	**30,17**	**45,63**	**46,96**	**64,80**	**61,68**	**36,39**	**358,11**

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 - 2028 г. по реконструкции тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 6.1.4.

Таблица 6.1.4

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	296,19	862,10	1 342,11	1 123,76	1 508,62	12 772,79	**17 905,57**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	355,43	1 034,52	1 610,53	1 348,51	1 810,35	15 327,35	**21 486,69**
Стоимость материалов и строительно-монтаж-ные работы	тыс. руб.	5 153,76	15 000,51	23 352,72	19 553,44	26 250,03	222 246,52	**311 556,99**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	5 805,38	16 897,13	26 305,37	22 025,72	29 569,00	250 346,65	**350 949,25**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	118,48	344,84	536,84	449,50	603,45	5 109,12	**7 162,23**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**5 923,86**	**17 241,97**	**26 842,21**	**22 475,22**	**30 172,45**	**255 455,77**	**358 111,48**
НДС	тыс. руб.	1 184,77	3 448,39	5 368,44	4 495,04	6 034,49	51 091,15	71 622,30
Всего смета проекта	тыс. руб.	**7 108,63**	**20 690,36**	**32 210,65**	**26 970,26**	**36 206,94**	**306 546,92**	**429 733,78**

6.1.2. Стоимость мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР - в табл. 6.1.5.

Таблица 6.1.5

Годы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	7 108,63	20 690,36	32 210,65	26 970,26	36 206,94	306 546,92	429 733,78
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	7 633,25	23 106,00	37 410,16	32 576,81	45 482,94	420 919,90	567 129,07

6.1.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ и учитывающие расходы на обслуживание займов.

6.1.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 6.1.6.

Таблица 6.1.6

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1).**

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 6.1.7.

Таблица 6.1.7

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 6.1.7

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

6.1.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 6.1.8.

Таблица 6.1.8

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	(144 630)	----	-0,03	> 30 лет
Вариант 2. тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)	19 054	208,59%	0,004	7,52 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина NPV при величине суммарных затрат на реализацию проекта 336 135,15 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -144 630 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - не рассчитывается

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта – не рассчитывается

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,03.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,03 руб. убытков для расчетного периода.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – более 30 лет.

Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина NPV при величине суммарных затрат на реализацию проекта 336 135,15 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 19 054 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 208,59 %.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 197,59 %.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,0044.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,0044 руб. прибыли.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 7,52 лет.

6.1.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса

В соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» рассчитаны ценовые последствия проведения мероприятий.

Результаты расчетов приведены в Главе 14 актуализированной Схемы теплоснабжения.

В настоящее время решение о включении в тариф инвестиционной составляющей не принято. В связи с чем были проведены расчеты реконструкции тепловых сетей в объеме 75%, 50%, 25% (см. Приложение табл. 2,15.) от необходимых объемов реконструкции (см. табл. 6.1.2).

Результаты расчетов приведены в табл. 6.1.9.

Таблица 6.1.9

Годы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	7 108,63	7 108,63	20 690,36	32 210,65	26 970,26	36 206,94	306 546,9	429 733,8
75%	5 245	5 245	15 259	23 755	19 891	217 769	32 201	314 120
50%	3 497	3 497	10 173	15 837	13 260	145 179	21 467	209 413
25%	1 748	1 748	5 086	7 918	6 630	72 590	10 734	104 707
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	7 633,25	7 633,25	23 106,00	37 410,16	32 576,81	402 818,94	63 583,9	567 129,06
75%	5 725	5 725	17 330	28 058	24 433	302 114	47 688	425 347
50%	3 817	3 817	11 553	18 705	16 288	201 409	31 792	283 565
25%	1 908	1 908	5 777	9 353	8 144	100 705	15 896	141 782

Далее рассчитаны величины инвестиционной составляющей для реконструкции тепловых сетей в объеме 75%, 50%, 25% и объемы прогнозируемых дополнительных денежных средств на реконструкцию тепловых сетей (за счет инвест. составляющей).

Результаты расчетов приведены в табл. 6.1.10.

Таблица 6.1.10.

	Наименование	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1.1.	Разница между тарифом 1 и тарифом 2 при объеме реконструкции 100%	Руб/Гкал	21,00	21,84	22,71	23,62	24,57	25,55	26,57
1.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	14,65	12,86	13,67	14,02	15,00	15,60	16,23
2.1.	объем реконструкции 75%	Руб/Гкал	14,00	14,56	15,14	15,75	16,38	17,03	17,71
2.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	9,77	8,58	9,11	9,35	10,00	10,40	10,82
3.1.	объем реконструкции 50%	Руб/Гкал	7,00	7,28	7,57	7,87	8,19	8,52	8,86
3.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	4,88	4,29	4,56	4,67	5,00	5,20	5,41
4.1.	объем реконструкции 25%	Руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Продолжение таблицы 6.1.10

	Наименование	Ед. изм.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
1.1.	Разница между тарифом 1 и тарифом 2 при объеме реконструкции 100%	Руб/Гкал	27,63	28,74	29,89	31,09	32,33	33,62	34,97	36,37
1.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	16,88	17,55	17,08	17,77	18,48	19,22	19,98	20,78
2.1.	объем реконструкции 75%	Руб/Гкал	18,42	19,16	19,93	20,72	21,55	22,41	23,31	24,24
2.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	11,25	11,70	11,39	11,84	12,32	12,81	13,32	13,86
3.1.	объем реконструкции 50%	Руб/Гкал	9,21	9,58	9,96	10,36	10,78	11,21	11,66	12,12
3.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	5,63	5,85	5,69	5,92	6,16	6,41	6,66	6,93
4.1.	объем реконструкции 25%	Руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4.2.	Дополнительные средства за счет инвестиционной составляющей	Тыс. руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Таким образом, в результате расчетов получены следующие данные:

Инвест. составляющая по строке 1.1. позволит получить дополнительно 249,78 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 391,56 млн. руб. Такой объем позволит переложить 100 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 567,13 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 2.1. позволит получить дополнительно 166,52 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 308,3 млн. руб. Такой объем позволит переложить 75 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на вы-

плату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 425,347 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 3.1. позволит получить дополнительно 83,26 млн. руб., что в сумме с собственными средствами составит 225,04 млн. руб. Такой объем позволит переложить 50 % объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей и денежные средства, полученные за счет инвестиционной составляющей будут направлены на выплату процентов по привлеченным средствам. Общий объем капиталовложений составляет 283,56 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвест. составляющая по строке 4.1. не предусмотрена. Собственные средства составят 141,78 млн. руб. Такой объем позволит переложить 25 % от объемов запланированных к реконструкции тепловых сетей за счет. Общий объем капиталовложений составляет 141,78 млн. руб. в ценах с учетом индексов МЭР, с НДС.

Инвестиционной программой ПАО «Т Плюс» предусмотрено выполнение реконструкции тепловых сетей котельных в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса в объеме 141,78 млн за период 2019 – 2033 гг. (за счет собственных средств компании).

В настоящее время решение о включении в тариф инвестиционной составляющей не принято. В связи с чем в настоящую редакцию Схемы теплоснабжения включен объем реконструкции 25% (см. Приложение табл. 3.1 – 3.19) от необходимых объемов реконструкции (см. табл. 6.1.4).

.

6.2. Проект 001.01.03.001.001. Котельные установленной мощностью менее 10 Гкал/ч. Обоснование инвестиций в мероприятия по организации теплоснабжения потребителей удалённых сельских котельных от индивидуальных источников

6.2.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по организации теплоснабжения потребителей котельной села Краснохолм

В ходе выполнения проектных работ по закрытию котельных Бердянка, Каргала, Нижнесакмарская, Городище, Краснохолм была рассчитана стоимость вывода из эксплуатации объектов и установки индивидуального источников теплоснабжения. Стоимость мероприятий по котельным Бердянка, Каргала, Нижнесакмарская, Городище превысила рассчитанные в ходе предпроектных разработок данные. В связи с чем экономический эффект от закрытия котельных снизился, а срок окупаемости мероприятий увеличился.

Сравнение данных приведено в табл. 6.2.1.

Таблица 6.2.1

№ п/п	Наименование котельной	Данные предпроектных проработок			Данные, полученные в ходе проведения ПИР		
		Сарех по оценке, тыс. руб., в ценах 2016 г. без НДС	NPV, тыс. руб.	Срок окупаемости, дисконтированный, лет	Сарех по оценке, тыс. руб., в ценах 2019 г. без НДС	NPV, тыс. руб.	Срок окупаемости, дисконтированный, лет
1.	п. Нижнесакмарский	9 016,25	14 008	5,68	12 622,76	10 401,50	7,952
2.	Бердянка	11 127,34	15 790	5,07	15 578,27	11 339,06	7,098
3.	Каргала	18 961,24	23 185	4,42	30 337,98	11 808,26	7,072
4.	Городище	21 947,83	22 470	5,97	30 726,96	13 690,87	8,358
5.	Краснохолм	31 544,78	22 107	3,14	31 362,75	22 289,03	5,19
	ИТОГО	**92 597,44**			**120 628,72**		

В соответствии с технической политикой ПАО «Т Плюс», критерием использования технологии является ее доступность (или доступность в ближайшей перспективе, если речь идет об инновационных технологиях), соответствие требованиям нормативных документов, конкурентоспособность на всем протяжении жизненного цикла и инвестиционная привлекательность, со сроком окупаемости не более 5-6 лет.

Таким образом, планировавшиеся ранее мероприятия по закрытию котельных Бердянка, Каргала, Нижнесакмарская, Городище признаны нецелесообразными.

Были рассмотрены только мероприятия по организации теплоснабжения потребителей сельской котельной села Краснохолм от индивидуальных источников с закрытием этой котельной.

Котельная Краснохолм – собственность МО г. Оренбург, находятся в аренде у филиала «Оренбургский».

Система централизованного теплоснабжения потребителей юго-восточной части с. Краснохолм осуществляется от котельной «Краснохолм», которая находится в аренде у филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс» (собственность МО г. Оренбург). Основная часть потребителей получает тепловую энергию от индивидуальных источников.

Котельная «Краснохолм» была введена в эксплуатацию в 1978 году.

Схема теплоснабжения потребителей с. Краснохолм неэффективна как для ресурсоснабжающей организации, так и для потребителей по следующим причинам:

- удаленность объектов от источника;
- выполнение сетей с учетом максимальной загрузки котельной (диаметры трубопроводов, рассчитанные на бóльшие нагрузки),

- перспективные подключения в настоящее время отсутствуют,
- часть потребителей перешла на индивидуальные источники теплоснабжения;

Для исключения убытков, связанных с эксплуатацией котельной «Краснохолм», рассматривается перевод потребителей с централизованной системы теплоснабжения на индивидуальные источники тепловой энергии - котлы наружного размещения (КНР) марки RS-H производства г. Туймазы, республика Башкортостан.

В соответствии с законом № 190-ФЗ «О теплоснабжении» для обеспечения потребителей тепловой энергией в качестве альтернативного источника теплоснабжения предлагаются котлы наружного размещения (КНР) марки RS-H для объектов социальной сферы (школ, больниц, детских садов и т.д.) в количестве 9 шт. и жилых объектов в количестве 1 КНР мощностью 1 МВт. Для обеспечения тепловой энергией потребителей с нагрузкой менее 0,035 Гкал/ч, в качестве альтернативного источника теплоснабжения предусмотрена установка индивидуальных газовых котлов (общежитие – 3 шт., ветлечебница – 1 шт., пекарня – 1 шт.) в количестве 5 шт.

В связи с получением принципиального согласия от всех заинтересованных и участвующих лиц в мероприятии по переводу потребителей с централизованной системы теплоснабжения на индивидуальные источники тепловой энергии (КНР) в с. Краснохолм в адрес администрации г. Оренбурга было направлено письмо от 30.05.2018 г. №50800-07-01387 с целью организации совещания для принятия решения по срокам, источникам финансирования, а также для формирования планов по включению данного мероприятия в инвестиционную программу филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс» МО «город Оренбург» в сфере теплоснабжения на 2019-2023 гг. и прохождения процедур инвестиционного комитета в корпоративном центре ПАО «Т Плюс» на 2019 год. Совещание будет проведено после получения положительного решения от инвесткомитета о реализации данного мероприятия.

Сведения о котельной села Краснохолм, планируемой к выводу из эксплуатации приведены в табл. 6.2.2.

Таблица 6.2.2

№ п/п	Наименование котельной	Год ввода в эксплуатацию	Расп. мощность, Гкал/ч	Присоединенная нагрузка, Гкал/час	Доля резерва тепловой мощности от распол. мощности, %	Длина в двухтрубном исчислении, км	Возраст тепловых сетей, лет	УРУТ на отпуск тепл. энергии, кгут/Гкал
1	Краснохолм	1978	3,5	1,65	52,9	4,951	20 - 41	181,0

Вывод кот. «Краснохолм» из эксплуатации планируется в 2021 году.

Расчётные затраты на оборудование альтернативных источников теплоснабжения и технические характеристики указаны в таблице 6.2.3.

Таблица 6.2.3

№ п/п	Наименование потребителя	Нагрузка, кВт	Нагрузка Гкал/ч	Мощность сдвоенного КНР, кВт	Тип КНР	Стоимость установки 1 котла «под ключ», руб. без НДС	Общая стоимость установки котлов на объекте, руб. без НДС
1	Ул. Липова, д. 1	120	0,103	1 МВт	RS-H1000		
2	Ул. Липова, д. 2	120	0,103				
3	Ул. Липова, д. 3	120	0,103				
4	Ул. Липова, д. 4	120	0,103				
5	Ул. Липова, д. 5	120	0,103				
6	Ул. Липова, д. 6	120	0,103				
7	Ул. Липова, д. 8	120	0,103				
8	Общежитие ул. Липова, д. 7	200,03	0,172				
9	Ул. Бакинская, д. 11	53,4	0,046	60 – мощность 3 котлов,			

№ п/п	Наименование потребителя	Нагрузка, кВт	Нагрузка Гкал/ч	Мощность сдвоенного КНР, кВт	Тип КНР	Стоимость установки 1 котла «под ключ», руб. без НДС	Общая стоимость установки котлов на объекте, руб. без НДС
				(по одному в каждую квартиру)			
10	МБУ ДК «Заря» ул. Советская, д.68	80,2	0,069	100	RS-H100		
11	Школа	300	0,258	300	RS-H300		
12	Интернат	200,03	0,172	200	RS-H200		
13	Больничный комплекс по ул. Дзержинского, 43	300	0,258	300	RS-H300		
14	Ветлечебница по ул. Липова, 11	24	0,02	Котел внутри помещения 24 кВт			
15	Столовая по ул. Липова, 9	80,2	0,069	300 кВт	RS-H300		
16	Д/С № 1 по ул. Липова, 1 (корпус 1)	300	0,258				
17	Здание УВД	80,2	0,069	100	RS-H100		
18	Электросеть ПАО "МРСК Волги" - "Оренбургэнерго" по пр. Карагачевый	80,2	0,069	100	RS-H100		
19	Пожарная часть по пр. Карагачевый	80,2	0,069	100	RS-H100		
20	Пекарня по ул. Бакинская, 15. РАЙПО	40	0,034	Котел внутри помещения 40 кВт или котел наружного размещения 40 кВт одинарный			
21	МДОАУ Детский сад № 11 по ул. Ленина, 43	120	0,103	150	RS-H200		
ИТОГО						2 090 849	31 362 747

В табл. 6.2.4 приведен график реализации проекта с разбивкой по статьям затрат на 2020-2021 гг.

Таблица 6.2.4

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	757,19	810,95	**1 568,14**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	908,63	973,14	**1 881,76**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	13 175,12	14 110,47	**27 285,59**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	14 840,94	15 894,55	**30 735,49**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	302,88	324,38	**627,25**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**15 143,82**	**16 218,93**	**31 362,75**
НДС	тыс. руб.	3 028,76	3 243,79	6 272,55
Всего смета проекта	тыс. руб.	**18 172,58**	**19 462,71**	**37 635,29**

6.2.2. Стоимость мероприятий по организации теплоснабжения потребителей котельной села Краснохолм

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР - в табл. 6.2.5.

Таблица 6.2.5

Годы	2020 г.	2021 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	18 172,58	19 462,71	37 635,29
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	18 808,62	20 808,65	39 617,28

6.2.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по организации теплоснабжения потребителей котельной села Краснохолм

Источники доходов для реализации мероприятия – собственные средства компании. Источник окупаемости мероприятия – экономия операционных расходов при выводе из эксплуатации котельной «Краснохолм».

6.2.4. Данные, используемые при расчетах

Ожидаемый экономический эффект от вывода из эксплуатации котельной складывается из экономии расходов на эксплуатацию котельной:

- Топливо;
- Покупная энергия для производства;
- Сырье и материалы;
- Услуги по ремонту ОПФ;
- Услуги по эксплуатации ОПФ;
- Экономия зарплаты оперативного персонала;
- Операционная аренда;
- Прочие услуги сторонних организаций;
- Прочие расходы;
- АУРы (Сч. 26, 91);
- Налоги (все налоги кроме ЕСН, налога на прибыль, налога на имущество).

Технико-экономические показатели системы теплоснабжения котельной «Краснохолм» и тепловые нагрузки отражены в таблице 6.2.6.

Таблица 6.2.6

Показатель	Ед. изм.	Значение
Установленная мощность	Гкал/ч	3,40
Присоединённая тепловая нагрузка	Гкал/ч	2,21
Процент загрузки котельной	%	65,0
Годовой отпуск тепловой энергии с коллектора	тыс. Гкал	5,45
Тепловые потери в сетях от источника	тыс. Гкал	1,98
Полезный отпуск тепловой энергии	тыс. Гкал	3,47
Удельный расход условного топлива	кг у.т./Гкал	166,74
Выручка от реализации тепловой энергии, без НДС	тыс. руб.	4 027,40
Затраты, без НДС:	тыс. руб.	-9 412,77
Топливо	тыс. руб.	-3 256,64
э/э	тыс. руб.	-890,76
Вода	тыс. руб.	-55,21
Транспортные расходы	тыс. руб.	-52,42
Аренда	тыс. руб.	-408,79
ЭПБ	тыс. руб.	-13,25
Ремонтные расходы (средняя стоимость за 2015-2017 гг.)	тыс. руб.	-327,16
ФОТ	тыс. руб.	-4 247,75
СИЗ	тыс. руб.	-87,98
ДМС	тыс. руб.	-72,81
EBITDA	тыс. руб.	-5 385,37

6.2.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по организации теплоснабжения потребителей котельной села Краснохолм

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033 гг. приведены в табл. 6.2.7.

Таблица 6.2.7

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	21 106	38,19	0,56	5,19 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	29 832	63,0	0,79	2,8 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина NPV при величине суммарных затрат на реализацию проекта 37 635,29 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 21 106 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR – 38,19%

4. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0.56.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,56 руб. прибыли.

Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит - проект достаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 5,19 лет.

Финансирование за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов)

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) величина NPV при величине суммарных затрат на реализацию проекта 37 635,29 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 29 832 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR 63 %.

4. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,79.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,79 руб. прибыли.

Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит - проект эффективен.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 2,8 лет.

6.2.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятия по организации теплоснабжения потребителей котельной села Краснохолм

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

Реализация мероприятия по переводу потребителей с централизованной системы теплоснабжения на индивидуальные источники тепловой энергии в с. Краснохолм:

1) показывает положительный эффект со сроком окупаемости в пределах 5,19 лет и является экономически эффективным мероприятием для филиала ПАО «Т Плюс»

2) исключает ежегодные убытки Филиала при эксплуатации котельной «Краснохолм» в размере 5 385 370 руб. в год.

6.3. Проект 001.01.03.001.002. Обоснование инвестиций в мероприятия по укрупнению двух источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

6.3.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по укрупнению двух источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

Реализация мероприятия предполагает строительство блочно-модульной котельной с установкой водотрубных котлов, для перевода потребителей от котельных «Гаражи УВД» и «Трикотажная фабрика» на новую БМК с закрытием перечисленных котельных.

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2024 - 2026 гг. с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 6.3.1.

Таблица 6.3.1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2024 – 2026 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	2 511,30	2 511,30
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	3 013,56	3 013,56
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	43 696,62	43 696,62
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	49 221,48	49 221,48
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 004,52	1 004,52
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**50 226,00**	**50 226,00**
НДС	тыс. руб.	10 045,20	10 045,20
Всего смета проекта	тыс. руб.	**60 271,20**	**60 271,20**

6.3.2. Стоимость мероприятий по укрупнению двух источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 6.3.2.

Таблица 6.3.2

Годы	2024 – 2026 гг.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	60 271,20	60 271,20
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	71 948,64	71 948,64

6.3.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по укрупнению двух источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

6.3.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 6.3.3.

Таблица 6.3.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 6.3.4.

Таблица 6.3.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 6.3.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

6.3.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по укрупнению двух источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033гг. приведены в табл. 6.3.5.

Таблица 6.3.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-13818,24	----	-0,20	11,2 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	15891,03	32,5	0,23	4,26 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 92 848,74 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -13818,24 тыс. руб.

При горизонте планирования 15 лет (2026 – 2041 гг.) значение NPV принимает значения 18 244,38 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR -не рассчитывается

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта – не рассчитывается

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 0,2.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,2 руб. убытков для расчетного периода. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

При горизонте планирования 15 лет значение PI принимает значения 0,23. Это значит, что в течение более длительного расчетного периода (2026 – 2041 гг.) на каждый рубль инвестиций будет получено 0,23 руб. прибыли.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 11,2 лет, что при горизонте расчета до 2033 г. дает отрицательное значение NPV.

Финансирование за счет займов.

1. При финансировании за счет займов величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 92 848,74тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 15891,03 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR – 32,5 %.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 17,1 %.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,23.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,23 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит - проект эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 4,86 лет.

6.3.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по укрупнению двух источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

6.4. Проект 001.01.03.001.003. Обоснование инвестиций в мероприятия по укрупнению трех источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

6.4.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по укрупнению трех источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

Реализация мероприятия предполагает строительство блочно-модульной котельной с установкой водотрубных котлов, для перевода потребителей от котельных «МЧ», «ЖСК», «Ногина» на новую котельную с закрытием перечисленных котельных.

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2020 - 2022 гг. с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 6.4.1.

Таблица 6.4.1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 – 2022 гг.	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	2 428,70	2 428,70
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	2 914,44	2 914,44
Стоимость материалов и СМР	тыс. руб.	42 259,38	42 259,38
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	47 602,52	47 602,52
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	971,48	971,48
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	48 574,00	48 574,00
НДС	тыс. руб.	9 714,80	9 714,80
Всего смета проекта	тыс. руб.	58 288,80	58 288,80

6.4.2. Стоимость мероприятий по укрупнению трех источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 6.4.2.

Таблица 6.4.2

Годы	2020 г.	2022 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	1 122,00	57 166,80	**58 288,80**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 161,27	68 242,77	**69 404,04**

6.4.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по укрупнению трех источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

6.4.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 6.4.3.

Таблица 6.4.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 6.4.4.

Таблица 6.4.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 6.4.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

6.4.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по укрупнению трех источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033гг. приведены в табл. 6.4.5.

Таблица 6.4.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	30 880,00	43.4	0,63	4,85 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	47 179,34	52.3	0,96	3,95 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 66 966,29 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 35979,01 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR -не рассчитывается

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта – не рассчитывается

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен – 0,73.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,73 руб. прибыли для расчетного периода.

Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит – проект достаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 4,85 лет.

Финансирование за счет займов.

1. При финансировании за счет займов величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 66 966,29 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 47 179,34 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR – 52,3 %.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 36,9 %.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,96.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,96 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект недостаточно эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 3,95 лет.

6.4.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по укрупнению трех источников филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс»

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

6.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по организации схемы теплоснабжения потребителей ОАО «Оренбургский комбикормовый завод»

Реализация мероприятия признана нецелесообразной.

6.6. Проект 001.02.04.001.001. Обоснование инвестиций в мероприятия по устранению перетопов на котельных

6.6.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по устранению перетопов на котельных

В системах теплоснабжения от котельных имеют место «перетопы» в системах теплоснабжения у потребителей тепловой энергии. В среднем температурный уровень в квартирах выше нормативной температуры (18-20 ^{o}C) на 7-9 ^{o}C.

Одним из таких мероприятий является установка узлов подмеса в котельной и на ЦТП.

Установка узлов подмеса в котельной и на ЦТП позволяет осуществлять автоматическое регулирование температуры сетевой воды для нужд отопления и вентиляции у потребителей тепловой энергии. Мероприятие позволяет уйти от «перетопов» в переходные периоды (сентябрь-октябрь и март-апрель) отопительного сезона.

Устранение перетопов запланировано на следующих объектах: Набережная; СОК; ОГАУ; Гаражи УВД; Чичерина; Бр. Коростелевых; Д/С 77; Мебельная фабрика; Карачи; Харьковская; ЦТП Болгарское; ЦТП Тобольское; ЦТП Центральное; ЦТП Амурское; ЦТП Кольцевое; ЦТП Манежная; ЦТП Турбинная; ЦТП Карачи; ЦТП Пролетарская; ЦТП ЖБК.

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2020 - 2023 гг. с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 6.6.1.

Таблица 6.6.1

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 – 2023 гг.				Всего
		Установка узлов подмеса в котельной/ЦТП	Строительство ЦТП	Установка ТО ГВС	Строительство сетей	
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 557,50	3 135,00	1 367,00	5 410,50	11 470,00
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	1 869,00	3 762,00	1 640,40	6 492,60	13 764,00
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	27 100,50	54 549,00	23 785,80	94 142,70	199 578,00
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	30 527,00	61 446,00	26 793,20	106 045,80	224 812,00
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	623,00	1 254,00	546,80	2 164,20	4 588,00
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**31 150,00**	**62 700,00**	**27 340,00**	**108 210,00**	**229 400,00**
НДС	тыс. руб.	6 230,00	12 540,00	5 468,00	21 642,00	45 880,00
Всего смета проекта	тыс. руб.	**37 380,00**	**75 240,00**	**32 808,00**	**129 852,00**	**275 280,00**

6.6.2. Стоимость мероприятий по устранению перетопов на котельных

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 6.6.2.

Таблица 6.6.2

Годы	2020 г.	2021 г.	2022 г	2023 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	37 380,0	75 240,0	32 808,0	129 852,0	**275 280,0**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	38 688,3	80 443,2	36 164,2	147 286,6	**302 582,4**

6.6.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по устранению перетопов на котельных

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

6.6.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 6.6.3.

Таблица 6.6.3

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (**табл. 1.5.1**).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 6.6.4.

Таблица 6.6.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/нм^3	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 6.6.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/$нм^3$	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

6.6.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по устранению перетопов на котельных

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033гг. приведены в табл. 6.6.5.

Таблица 6.6.5

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-29030,10	---	-0,10	11,92 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	36 666,67	21	0,13	7,9 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 377 937,64 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -29030,10 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV < 0, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR – не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта – не рассчитывается

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 0,1.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,1 руб. убытков для расчетного периода.

Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 11,92 лет.

Финансирование за счет займов.

1. При финансировании за счет займов величина Чистого дохода (убытков) при величине суммарных затрат на реализацию проекта 377 937,64 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 36 666,48тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 21%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E) – 5,6 %.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,13.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,13 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 7,9 лет.

6.6.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по устранению перетопов на котельных

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

6.7. Обоснование инвестиций в мероприятия по организации схемы теплоснабжения потребителей ПАО «Оренбургское хлебоприёмное предприятие»

Реализация мероприятия признана нецелесообразной.

6.8. Проект 001.01.03.001.004. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству новых БМК вместо существующих

6.8.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству новых БМК вместо существующих

Мероприятие предполагает проведение работ по строительству новых блочно-модульных котельных вместо морально устаревших существующих котельных.

Перечень котельных, планируемых к выводу из эксплуатации и стоимость установки новых БМК приведена в табл. 6.8.1.

Таблица 6.8.1

№ п/п	Наименование котельной	Присоединённая нагрузка, Гкал/час				Установленная мощность новой БМК	Стоимость установки отдельно стоящей БМК на газообразном топливе, тыс.руб/Гкал/ч	Стоимость проектируемой БМК в ценах 2019 г. без НДС	Предполагаемый год реализации мероприятий
		Отопление	ГВС	Вентиляция	ИТОГО, Гкал/ч				
1	БВЛ	0,96		0,29	1,24	1,62	8943,82	14 451,57	2020
2	ГПТУ-16	1,30	0,01	0,09	1,40	1,83	8943,82	16 327,76	2021
3	ДС № 77	2,88	0,93	0,00	3,80	4,95	5012,67	24 791,46	2022
4	Победы	3,39	0,00	0,00	3,39	4,41	5012,67	22 099,44	2023
5	Стройгородок	1,51	0,07	0,00	1,58	2,06	8943,82	18 404,38	2023
6	Третьяка	5,09	0,00	0,23	5,31	6,91	5012,67	34 622,75	2024
7	Тубдиспансер	1,08	1,05	0,28	2,41	3,14	5012,67	15 717,71	2025
	Итого							**146 415,08**	

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2020 - 2028 гг. с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 6.8.2.

Таблица 6.8.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 – 2028 гг.					Всего
		2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	
ПИР и ПСД	тыс. руб.	722,58	816,39	1 239,57	2 025,19	2 517,02	**6 344,5**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	867,09	979,67	1 487,49	2 430,23	3 020,43	**7 613,4**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	12 572,87	14 205,15	21 568,57	35 238,32	43 796,20	**110 394,2**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	14 162,54	16 001,20	24 295,63	39 693,74	49 333,65	**124 352,1**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	289,03	326,56	495,83	810,08	1 006,81	**2 537,8**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**14 451,57**	**16 327,76**	**24 791,46**	**40 503,82**	**50 340,46**	**126 889,9**
НДС	тыс. руб.	2 890,31	3 265,55	4 958,29	8 100,76	10 068,09	**25 378,0**
Всего смета проекта	тыс. руб.	**17 341,88**	**19 593,31**	**29 749,75**	**48 604,58**	**60 408,55**	**152 267,8**

6.8.2. Стоимость мероприятий по строительству новых БМК вместо существующих

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 6.8.3.

Таблица 6.8.3

Годы	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	17 341,88	19 593,31	29 749,75	48 604,58	60 408,55	**152 267,8**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	17 948,85	20 948,29	32 793,12	55 130,50	72 112,61	**175 503,08**

6.8.3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по строительству новых БМК вместо существующих

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ПАО «Т ПЛЮС». Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Выполнен анализ финансирования проекта за счет заемного капитала. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

6.8.4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (фактические показатели на 2018 г. ПАО «Т Плюс»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 6.8.4.

Таблица 6.8.4

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2018 г.	в %
Расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), всего	руб.	1 219,26	96,89%
в том числе			
Расходы на топливо	руб.	618,27	49,13%
Расходы на прочие покупаемые энергетические ресурсы	руб.	116,59	9,26%
в том числе			
Электроэнергия	руб.	32,68	2,60%
Покупное тепло	руб.	83,91	6,67%
Расходы на теплоноситель	руб.	4,48	0,36%
Амортизация ОС и НМА	руб.	55,09	4,38%
Прочие УПЗ	руб.	424,82	33,76%
Внереализационные расходы, всего	руб.	12,12	0,96%
Расходы, не учитываемые в целях налогообложения, всего	руб.	21,66	1,72%
Налог на прибыль	руб.	5,41	0,43%
Выпадающие доходы/экономия средств	руб.	---	---
Необходимая валовая выручка, всего	руб.	1 258,45	100%

Размеры ставок налогов приняты в соответствии с действующими на момент разработки схемы теплоснабжения и установленными НК РФ нормами.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (табл. 1.5.1).

Расчетные значения тарифов на тепловую энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 6.8.5.

Таблица 6.8.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
			1	2	3	4	5	6	7
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,42	4,46	4,59	4,70	4,81	4,93	5,07
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1 108,80	1 167,57	1 225,95	1 287,24	1 347,74	1 408,39	1 463,32
3	Стоимость природного газа	Руб/$нм^3$	4,39	4,57	4,75	4,91	5,06	5,22	5,36

Продолжение таблицы 6.8.5

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
			8	9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/ кВт ч	5,21	5,41	5,42	5,40	5,35	5,31	5,26	5,21
2	Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	2 080,44	2 138,69	2 192,15	2 242,57	2 289,67	2 337,75	2 386,84	2 436,97
3	Стоимость природного газа	Руб/ $нм^3$	5,51	5,65	5,79	5,87	5,92	5,97	6,03	6,08

В соответствии с Методическими Рекомендациями по расчету эффективности ИП:

• к притокам относятся выручка от реализации, поступления кредитов и займов, а также прочие и внереализационные доходы, в том числе поступления от средств, вложенных в дополнительные фонды;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

6.8.5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по строительству новых БМК вместо существующих

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033гг. приведены в табл. 6.8.6.

Таблица 6.8.6

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	73 207,5	95%	0,5	4,7 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	77 600,0	132%	0,53	2,3 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

2. Внутренняя норма доходности IRR –95%.

3. Индекс рентабельности инвестиций PI равен - 0.5.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,5 руб. прибыли для расчетного периода. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит - проект эффективен для расчетного периода.

4. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 4,7 лет.

Финансирование за счет займа.

1. При финансировании за счет тарифа, обеспечивающего НВВ (с учетом обслуживания займов) чистый дисконтированный доход NPV > 0, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров.

3. Внутренняя норма доходности IRR - 132 %.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,53.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,53 руб. прибыли. Рентабельность инвестиций значительно выше темпов инфляции, это значит – проект эффективен для расчетного периода.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 2,3 лет.

6.8.6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по строительству новых БМК вместо существующих

В связи с тем, что финансирование данного мероприятия предполагается проводить за счет собственного капитала компании, или с привлечением заемного капитала, его реализация не скажется на величине тарифа потребителя.

Раздел 7. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей для подключения новых потребителей в зонах перспективной застройки г. Оренбург

7.1. Проект 001.02.01.003.001. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 1

7.1.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 1

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 1 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.1.1.

Таблица 7.1.1

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс.руб./км	ИТОГО по годам
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м		
2019 г.					
0,050	Подземная бесканальная	ППМ	140	10 175,14	1 170,16
2020 г.					
0,159	Подземная бесканальная	ППМ	200	17 912,18	3 582,44
0,219	Подземная бесканальная	ППМ	110	22 379,86	2 461,78
			0,3100		6 044,22
2021 г.					
0,159	Подземная бесканальная	ППМ	100	17 912,18	1 791,22
			0,100		1 791,22
2022 г.					
0,133	Подземная бесканальная	ППМ	50	15 887,64	794,38
			0,050		794,38
2023 г.					
0,100	Подземная бесканальная	ППМ	40	14 408,55	576,34
			0,0400		576,34
2024 – 2028 гг.					
0,100	Подземная бесканальная	ППМ	200	14 408,55	2 881,71
0,133	Подземная бесканальная	ППМ	190	15 887,64	3 018,65
0,159	Подземная бесканальная	ППМ	100	17 912,18	1 791,22
			0,4900		7 691,58
Итого			**1,1300**		**18 067,90**

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2020 – 2023 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.1.2.

Таблица 7.1.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	58,51	302,21	89,56	39,72	28,82	384,58	**903,40**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	70,21	362,65	107,47	47,66	34,58	461,49	**1 084,07**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	1 018,04	5 258,47	1 558,36	691,11	501,42	6 691,67	**15 719,07**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	1 146,76	5 923,34	1 755,40	778,49	564,81	7 537,75	**17 706,54**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	23,40	120,88	35,82	15,89	11,53	153,83	**361,36**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**1 170,16**	**6 044,22**	**1 791,22**	**794,38**	**576,34**	**7 691,58**	**18 067,90**
НДС	тыс. руб.	234,03	1 208,84	358,24	158,88	115,27	1 538,32	3 613,58
Всего смета проекта	тыс. руб.	**1 404,19**	**7 253,06**	**2 149,46**	**953,26**	**691,61**	**9 229,90**	**21 681,48**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.1.3.

Таблица 7.1.3

Годы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	1 404,19	7 253,06	2 149,46	953,26	691,61	9 229,90	21 681,48
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 404,19	7 506,92	2 298,11	1 050,77	825,61	12 296,87	25 382,47

7.1.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 1

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 1 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге tm величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.1.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 1

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.1.4.

Таблица 7.1.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	1 805,88	---	0,11	---	Менее года	Менее года

7.1.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 1

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии, выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.1.5.

Таблица 7.1.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	**0,1307**
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 170,16**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	117,02
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	23,40
Итого	тыс. руб.	1 310,58
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	10 027,38

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.1.6.

Таблица 7.1.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	**2,933**
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**6 044,22**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	604,42
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	120,88
Итого	тыс. руб.	6 769,53
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 308,06

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.1.7.

Таблица 7.1.7

Наименование показателя	Ед. изм.	2021
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	**2,1313**
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 791,22**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	179,12
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	35,82
Итого	тыс. руб.	2 006,17
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	941,29

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.1.8.

Таблица 7.1.8

Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	**1,1926**
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**794,38**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	79,44
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	15,89
Итого	тыс. руб.	889,71
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	746,02

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.1.9.

Таблица 7.1.9

Наименование показателя	Ед. изм.	2023 г
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,8262
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**576,34**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	57,63
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	11,53
Итого	тыс. руб.	645,50
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	781,29

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.1.10.

Таблица 7.1.10

Наименование показателя	Ед. изм.	2024 г
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	11,2378
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**7 691,58**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	769,16
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	153,83
Итого	тыс. руб.	8 614,57
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	766,57

7.2. Проект 001.02.01.003.002.Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в зоне теплоснабжения № 2

7.2.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 2

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 2 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.2.1.

Таблица 7.2.1

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс.руб./км	ИТОГО по годам
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м		
2021 г.					
0,219	Подземная бесканальная	ППМ	150	14 408,55	576,34
0,159	Подземная бесканальная	ППМ	250	17 912,18	4 478,04
0,100	Подземная бесканальная	ППМ	40	22 379,86	3 356,98
			0,4400		8 411,36
2022 г.					
0,100	Подземная бесканальная	ППМ	60	14 408,55	864,51
			0,06	14 408,55	864,51
2023 г.					
0,100	Подземная бесканальная	ППМ	60	14 408,55	864,51
				14 408,55	864,51
2024					
0,100	Подземная бесканальная	ППМ	100	14 408,55	1 440,85
				14 408,55	1 440,85
ИТОГО, км			0,6600		11 581,25

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 г. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.2.2.

Таблица 7.2.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	420,57	43,23	43,23	72,04	**579,06**

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	Всего
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	504,68	51,87	51,87	86,45	**694,87**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	7 317,88	752,12	752,12	1 253,54	**10 075,67**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	8 243,13	847,22	847,22	1 412,03	**11 349,61**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	168,23	17,29	17,29	28,82	**231,62**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**8 411,36**	**864,51**	**864,51**	**1 440,85**	**11 581,23**
НДС	тыс. руб.	1 682,27	172,90	172,90	288,17	2 316,25
Всего смета проекта	тыс. руб.	**10 093,63**	**1 037,41**	**1 037,41**	**1 729,02**	**13 897,48**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.2.3.

Таблица 7.2.3

Годы	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**10 093,63**	**1 037,41**	**1 037,41**	**1 729,02**	**13 897,48**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	10 446,91	1 109,15	1 143,54	2 064,01	**14 763,62**

7.2.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 2

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 2 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.2.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 2

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.2.4.

Таблица 7.2.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	**189,34**	---	**0,3**	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-163	---	-0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125 % суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.2.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 2

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Стоимость подключения к тепловым сетям, рассчитана для суммарного роста отпуска тепловой энергии потребителям в размере 0,6219 Гкал/час в 2021 г. Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.2.5.

Таблица 7.2.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2021 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	**0,6219**
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**8 411,36**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	841,14
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	168,23
Итого	тыс. руб.	9 420,72
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	15 148,29

Стоимость подключения к тепловым сетям, рассчитана для суммарного роста отпуска тепловой энергии потребителям в размере 0,7072 Гкал/час в 2022 г. Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.2.6.

Таблица 7.2.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	**0,7072**
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**864,51**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	86,45
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	17,29
Итого	тыс. руб.	968,25
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 369,13

Стоимость подключения к тепловым сетям, рассчитана для суммарного роста отпуска тепловой энергии потребителям в размере 0,6504 Гкал/час в 2023 г. Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.2.7.

Таблица 7.2.7

Наименование показателя	Ед. изм.	2023 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	**0,6504**
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**864,51**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	86,45
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	17,29
Итого	тыс. руб.	968,25
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 488,70

Стоимость подключения к тепловым сетям, рассчитана для суммарного роста отпуска тепловой энергии потребителям в размере 1,548 Гкал/час в 2024 г. Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.2.8.

Таблица 7.2.8

Наименование показателя	Ед. изм.	2024 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	**1,548**
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 440,85**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	144,09
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	28,82
Итого	тыс. руб.	1 613,75
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 042,48

7.3. Проект 001.02.02.002.003. Котельная АО «ПО «Стрела». Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 3

7.3.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 3

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 3 предлагается подключить к котельной АО «ПО «Стрела». Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.3.1.

Таблица 7.3.1

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы с учетом попр-вочного к-та, тыс.руб./км	ИТОГО по годам
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м		
2020 г.					
0,112	Подземная бесканальная	ППМ	90	14 408,55	1 296,77
0,133	Подземная бесканальная	ППМ	30	15 887,64	476,63
ИТОГО, км			0,1200		1 773,40
2022 г.					
0,112	Подземная бесканальная	ППМ	40	14 408,55	576,34
ИТОГО, км			0,040		576,34
ИТОГО, км			0,1600		2 349,74

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2021 г. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.3.2.

Таблица 7.3.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	2022 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	88,67	28,82	117,49
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	106,40	34,58	140,98
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	1 542,86	501,42	2 044,27
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	1 737,93	564,81	2 302,75
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	35,47	11,53	46,99
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	1 773,40	576,34	2 349,74
НДС	тыс. руб.	354,68	115,27	469,95
Всего смета проекта	тыс. руб.	2 128,08	691,61	2 819,69

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.3.3.

Таблица 7.3.3

Годы	2020 г.	2022 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	2 128,08	691,61	2 819,69
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	2 202,56	762,36	2 964,92

7.3.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 3

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 3 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.3.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 3

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.3.4.

Таблица 7.3.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	41,38	---	0,09	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-121	---	-0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125 % суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.3.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 3

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.3.5.

Таблица 7.3.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	**2,3**
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 773,40**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	177,34

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	35,47
Итого	тыс. руб.	1 986,21
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	863,57

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.3.6.

Таблица 7.3.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	**0,48**
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**576,34**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	57,63
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	11,53
Итого	тыс. руб.	645,50
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 344,79

7.4. Проект 001.02.03.002.004. Котельная «Кадетский корпус». Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 4

7.4.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 4

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 4 предлагается подключить к котельной «Кадетский корпус». Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.4.1.

Таблица 7.4.1

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс.руб./км	ИТОГО по годам
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м		
2019 г.					
0,108	Подземная бесканальная	ППМ	20	11 233,86	224,68
ИТОГО, км			**0,0200**		224,68

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 г. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.4.2.

Таблица 7.4.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	11,23	11,23
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	13,48	13,48
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	195,47	195,47
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	220,18	220,18
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	4,49	4,49
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	224,68	224,68
НДС	тыс. руб.	40,44	40,44
Всего смета проекта	тыс. руб.	265,12	265,12

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.4.3.

Таблица 7.4.3

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	265,12	265,12
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	278,38	278,38

7.4.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 4

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 4 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта,

при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.4.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 4

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.4.4.

Таблица 7.4.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	33,1	---	0,09	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-97,42	---	-0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.4.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 4

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.4.5.

Таблица 7.4.5

Наименование показателя	Ед. изм.	**2019 г.**
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	**0,382**
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**281,35**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	28,14
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	5,63
Итого	тыс. руб.	315,12
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	803,88

7.5. Проект 001.02.01.003.005. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 5

7.5.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 5

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 5 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.5.1.

Таблица 7.5.1

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс.руб./км	ИТОГО по годам
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м		
2019 г.					
0,112	Подземная бесканальная	ППМ	62	14 408,55	893,33
ИТОГО, км					893,33

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2020 – 2022 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.5.2.

Таблица 7.5.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	44,67	44,67
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	53,60	53,60
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	777,20	777,20
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	875,46	875,46
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	17,87	17,87
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**893,33**	**893,33**
НДС	тыс. руб.	178,67	178,67
Всего смета проекта	тыс. руб.	**1 072,00**	**1 072,00**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.5.3.

Таблица 7.5.3

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**1 072,00**	**1 072,00**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 072,00	1 072,00

7.5.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 5

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 5 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемо-

сти инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.5.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 5

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.5.4.

Таблица 7.5.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	298,77	---	0,09	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-840,53	---	-0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.5.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 5

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.5.5.

Таблица 7.5.5

Наименование показателя	Ед. изм.	**2019 г.**
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	**0,9479**
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**893,33**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	89,33
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	17,87
Итого	тыс. руб.	1 000,53
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 055,52

7.6. Проект 001.02.01.003.006. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 6

7.6.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 6

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 6 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.6.1.

Таблица 7.6.1

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс.руб./км	ИТОГО по годам
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м		
2019 г.					
0,079	Подземная бесканальная	ППМ	30	11 584,27	347,53
ИТОГО, км					347,53

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр). Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 г. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.6.2.

Таблица 7.6.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	17,38	17,38
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	20,85	20,85
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	302,35	302,35
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	340,58	340,58
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	6,95	6,95
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**347,53**	**347,53**
НДС	тыс. руб.	69,51	69,51
Всего смета проекта	тыс. руб.	**417,04**	**417,04**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.6.3.

Таблица 7.6.3

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	417,04	417,04
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	417,04	417,04

7.6.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 6

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 6 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта,

при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.6.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 6

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.6.4.

Таблица 7.6.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	298,77	---	0,09	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-840,53	---	-0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.6.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 6

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.6.5.

Таблица 7.6.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,4219
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	0,4219
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	**347,53**
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	34,75
Итого	тыс. руб.	6,95
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	389,23
Наименование показателя	Ед. изм.	922,57

7.7. Проект 001.02.01.003.007. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 7

7.7.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 7

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 7 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.7.1.

Таблица 7.7.1

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс.руб./км	ИТОГО по годам
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м		
2020 г.					
0,112	Подземная бесканальная	ППМ	50	14 408,55	720,43
ИТОГО, км					

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2020 – 2022 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.7.2.

Таблица 7.7.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	36,02	36,02
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	43,23	43,23
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	626,77	626,77
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	706,02	706,02
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	14,41	14,41
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**720,43**	**720,43**
НДС	тыс. руб.	144,09	144,09
Всего смета проекта	тыс. руб.	**864,52**	**864,52**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.7.3.

Таблица 7.7.3

Годы	2020 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	864,52	864,52
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	894,77	894,77

7.7.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 7

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 7 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемо-

сти инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.7.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 7

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.7.4.

Таблица 7.7.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	298,77	---	0,09	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-840,53	---	-0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.7.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 7

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.7.5.

Таблица 7.7.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	1,074
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	1,074
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	720,43
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	72,04
Итого	тыс. руб.	14,41
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	806,88

7.8. Проект 001.02.01.003.008. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 8

7.8.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 8

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 8 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.8.1.

Таблица 7.8.1

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс.руб./км	ИТОГО по годам
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м		
2019 г.					
0,112	Подземная бесканальная	ППМ	60	14 408,55	864,51
			0,06		864,51
2023 г.					
0,112	Подземная бесканальная	ППМ	100	14 408,55	1 440,85
			0,1		1 440,85
ИТОГО, км			**0,16**		2 305,37

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр). Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2020 – 2022 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.8.2.

Таблица 7.8.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2023 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	43,23	72,04	115,27
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	51,87	86,45	138,32
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	752,12	1 253,54	2 005,66
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	847,22	1 412,03	2 259,25
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	17,29	28,82	46,11
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	864,51	1 440,85	2 305,36
НДС	тыс. руб.	172,90	288,17	461,07
Всего смета проекта	тыс. руб.	1 037,41	1 729,02	2 766,43

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.8.3.

Таблица 7.8.3

Годы	2019 г.	2023 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	1 037,41	1 729,02	2 766,43
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 037,41	1 961,17	2 998,58

7.8.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 8

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 8 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемо-

сти инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.8.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 8

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.8.4.

Таблица 7.8.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	298,77	---	0,09	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-840,53	---	-0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.8.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 8

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.8.5.

Таблица 7.8.5

Наименование показателя	Ед. изм.	
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,7053
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	864,51
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	86,45
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	17,29
Итого	тыс. руб.	968,25
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 372,82

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.8.6.

Таблица 7.8.6

Наименование показателя	Ед. изм.	
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,8364
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	1 440,85
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	144,09
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	28,82
Итого	тыс. руб.	1 613,75
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 929,40

7.9. Проект 001.02.01.003.009. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 9

7.9.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 9

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 9 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.9.1.

Таблица 7.9.1

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс.руб./км	ИТОГО по годам
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м		
2019 г.					
0,057	Подземная бесканальная	ППМ	40	8 358,27	334,33
ИТОГО, км			**0,04**		334,33

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр). Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2020 – 2022 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.9.2.

Таблица 7.9.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	16,72	16,72
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	20,06	20,06
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	290,87	290,87
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	327,64	327,64
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	6,69	6,69
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**334,33**	**334,33**
НДС	тыс. руб.	66,87	66,87
Всего смета проекта	тыс. руб.	**401,20**	**401,20**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.9.3.

Таблица 7.9.3

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	401,20	401,20
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	401,20	401,20

7.9.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 9

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 9 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его про-

должения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.9.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 9

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.9.4.

Таблица 7.9.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	298,77	---	0,09	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-840,53	---	-0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.9.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 9

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.9.5.

Таблица 7.9.5

Наименование показателя	Ед. изм.	**2019 г.**
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,0735
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**334,33**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	33,43
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	6,69
Итого	тыс. руб.	374,45
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	5 094,55

7.10. Проект 001.02.01.003.014. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 14

7.10.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 14

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 14 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.10.1.

Таблица 7.10.1

№ п/п	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог по годам
1	70	40	6	2021	Подземная бесканальная, ППМ	463,37
2	70	60	8	2022	Подземная бесканальная, ППМ	695,06
3	125	150	38	2022	Подземная бесканальная, ППМ	2 383,15
4	50	60	6	2023	Подземная бесканальная, ППМ	501,5
5	125	60	15	2023	Подземная бесканальная, ППМ	953,26
6	50	100	10	2024	Подземная бесканальная, ППМ	835,83
	ИТОГО, км	0,47			ИТОГО	5832,17

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 – 2022 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.10.2.

Таблица 7.10.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	23,17	153,91	72,74	41,79	**291,61**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	27,80	184,69	87,29	50,15	**349,93**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	403,13	2 678,03	1 265,63	727,17	**5 073,97**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	454,10	3 016,64	1 425,66	819,11	**5 715,51**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	9,27	61,56	29,10	16,72	**116,64**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**463,37**	**3 078,20**	**1 454,75**	**835,83**	**5 832,15**
НДС	тыс. руб.	92,67	615,64	290,95	167,17	1 166,43
Всего смета проекта	тыс. руб.	**556,04**	**3 693,84**	**1 745,70**	**1 003,00**	**6 998,58**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.10.3.

Таблица 7.10.3

Годы	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий ценах 2018 г., тыс. руб., с НДС	556,04	3 693,84	1 745,70	1 003,00	6 998,58
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	594,50	4 071,72	1 980,09	1 197,32	7 843,62

7.10.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 14

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 14 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.10.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 14

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.10.4.

Таблица 7.10.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	722,02	---	0,11	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-2797,36	---	-0,33	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.10.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 14

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.10.5.

Таблица 7.10.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2021 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,3863
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**463,37**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	46,34
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	9,27
Итого	тыс. руб.	518,97
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 343,45

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.10.6.

Таблица 7.10.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	1,9383
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**3 078,20**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	307,82
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	61,56
Итого	тыс. руб.	3 447,58
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 778,66

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.10.7.

Таблица 7.10.7

Наименование показателя	Ед. изм.	2023 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	1,6953
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 454,75**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	145,48
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	29,10
Итого	тыс. руб.	1 629,32
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	961,08

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.10.8.

Таблица 7.10.8

Наименование показателя	Ед. изм.	2024 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,0657
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**835,83**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	83,58
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	16,72
Итого	тыс. руб.	936,13
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	14 248,55

7.11. Проект 001.02.02.002.015. Котельная 67-й городок. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 15

7.11.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 15

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 15 предлагается подключить к котельной «67 городок». Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.11.1.

Таблица 7.11.1

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс.руб./км	ИТОГО по годам
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м		
2019 г.					
0,89	Подземная бесканальная	ППМ	60	13 050,63	783,04
	Итого		0,0600		783,04

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной тепловой нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр). Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 г. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.11.2.

Таблица 7.11.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	39,15	39,15
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	46,98	46,98
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	681,24	681,24
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	767,38	767,38
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	15,66	15,66
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**783,04**	**783,04**
НДС	тыс. руб.	156,61	156,61
Всего смета проекта	тыс. руб.	**939,65**	**939,65**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.11.3.

Таблица 7.11.3

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	939,65	939,65
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	939,65	939,65

7.11.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 15

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 15 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.11.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 15

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.11.4.

Таблица 7.11.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	**271,74**	---	**0,3**	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-396	---	-0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 15 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.11.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 15

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.11.5.

Таблица 7.11.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,319
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	783,04
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	78,30
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	15,66
Итого	тыс. руб.	877,00
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 749,23

7.12. Проект 001.02.01.003.017. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 17

7.12.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 17

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 17 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.12.1.

Таблица 7.12.1

№ п/п	Условный диаметр, мм	Длина в2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог по годам
1	80	50	8	2019	Подземная бесканальная, ППМ	652,53
4	70	200	28	2024	Подземная бесканальная, ППМ	231,69
3	100	300	60	2024	Подземная бесканальная, ППМ	4 322,56
2	125	100	25	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 588,76
	ИТОГО, км	0,65			ИТОГО	6795,54

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 – 2023 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.12.2.

Таблица 7.12.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2024 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	32,63	307,15	**339,78**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	39,15	368,58	**407,73**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	567,70	5 344,42	**5 912,12**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	639,48	6 020,15	**6 659,63**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	13,05	122,86	**135,91**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**652,53**	**6 143,01**	**6 795,54**
НДС	тыс. руб.	130,51	1 228,60	1 359,11
Всего смета проекта	тыс. руб.	**783,04**	**7 371,61**	**8 154,65**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.12.3.

Таблица 7.12.3

Годы	2019 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	783,04	7 371,61	8 154,65
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	783,04	8 799,85	9 582,89

7.12.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 17

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 17 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах.

Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.12.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 17

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.12.4.

Таблица 7.12.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	788,49	---	0,3	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-766,64	---	-0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.12.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 17

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075. Расчет платы за техническое подключение в 2019 г. приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.12.5.

Таблица 7.12.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,6761
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	652,53
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	65,25
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	13,05
Итого	тыс. руб.	730,83
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 080,95

Расчет платы за техническое подключение в 2024 г. приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.12.6.

Таблица 7.12.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2024 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	7,66
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	6 143,01
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	614,30
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	122,86
Итого	тыс. руб.	6 880,17
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	898,19

7.13. Проект 001.02.01.003.020. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 20

7.13.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 20

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 20 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.13.1.

Таблица 7.13.1

№ п/п	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог по годам
1	100	80	16	2019	Подземная бесканальная, ППМ	1 152,68
2	125	40	10	2019	Подземная бесканальная, ППМ	635,51
4	50	50	5	2020	Подземная бесканальная, ППМ	417,91
3	150	60	18	2020	Подземная бесканальная, ППМ	1 074,73
5	150	80	24	2021	Подземная бесканальная, ППМ	1 432,97
6	150	200	60	2021	Подземная бесканальная, ППМ	3 582,44
7	150	60	18	2022	Подземная бесканальная, ППМ	1 074,73
	ИТОГО, км	0,57			ИТОГО	9 370,97

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 – 2022 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.13.2.

Таблица 7.13.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	89,41	74,63	71,65	53,74	**289,43**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	107,29	89,56	85,98	64,48	**347,31**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	1 555,73	1 298,60	1 246,68	935,02	**5 036,02**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	1 752,43	1 462,79	1 404,31	1 053,24	**5 672,76**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	35,76	29,85	28,66	21,49	**115,77**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**1 788,19**	**1 492,64**	**1 432,97**	**1 074,73**	**5 788,53**
НДС	тыс. руб.	357,64	298,53	286,59	214,95	1 157,71
Всего смета проекта	тыс. руб.	**2 145,83**	**1 791,17**	**1 719,56**	**1 289,68**	**6 946,24**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.13.3.

Таблица 7.13.3

Годы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	289,43	289,43	289,43	289,43	2 145,83
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	347,31	347,31	347,31	347,31	2 145,83

7.13.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 20

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 20 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.13.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 20

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.13.4.

Таблица 7.13.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	5555,56	---	0,11	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-1289,79	---	-0,33	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.13.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 20

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии, выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075. Расчет платы за техническое подключение 2019 г. приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.13.5.

Таблица 7.13.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	2,7488
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 788,19**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	178,82

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	35,76
Итого	тыс. руб.	2 002,77
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	728,60

Расчет платы за техническое подключение 2020 г. приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.13.6.

Таблица 7.13.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	2,326
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 492,64**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	149,26
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	29,85
Итого	тыс. руб.	1 671,76
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	718,73

Расчет платы за техническое подключение 2021 г. приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.13.7.

Таблица 7.13.7

Наименование показателя	Ед. изм.	2021 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	5,94
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 432,97**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	143,30
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	28,66
Итого	тыс. руб.	1 604,93
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	270,19

Расчет платы за техническое подключение 2022 г. приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.13.8.

Таблица 7.13.8

Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	3,28
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 074,73**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	107,47
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	21,49
Итого	тыс. руб.	1 203,70
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	366,98

7.14. Проект 001.02.01.003.024. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 24

7.14.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 24

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 24 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.14.1.

Таблица 7.14.1

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс.руб./км	ИТОГО по годам
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м		
2019 г.					
0,108	Подземная бесканальная	ППМ	38	11 233,86	426,89
ИТОГО, км			**0,0380**		**426,89**

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 г. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.14.2.

Таблица 7.14.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	21,34	21,34
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	25,61	25,61
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	371,39	371,39
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	418,35	418,35
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	8,54	8,54
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**426,89**	**426,89**
НДС	тыс. руб.	76,84	76,84
Всего смета проекта	тыс. руб.	503,73	503,73

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.14.3.

Таблица 7.14.3

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	503,73	503,73
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	503,73	503,73

7.14.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 24

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 24 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург под-

бирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.14.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 24

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.14.4.

Таблица 7.14.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	138,92	---	0,3	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-135,07	---	-0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 24 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125 % суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.14.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 24

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение 2019 г. приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.14.5.

Таблица 7.14.5

Наименование показателя	Ед. изм.	**2019 г.**
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	1,0922
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**426,89**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	42,69
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	8,54
Итого	тыс. руб.	478,12
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	437,76

7.15. Проект 001.02.01.003.027. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 27

7.15.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 27

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 27 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.15.1.

Таблица 7.15.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-х трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог по годам
1	300	140	84	2022	Подземная бесканальная, ППУ	2 881,71
2	200	200	80	2022	Подземная бесканальная, ППУ	3 582,44
3	150	200	60	2022	Подземная бесканальная, ППУ	4 475,97
4	100	200	40	2022	Подземная бесканальная, ППУ	4 583,49
	ИТОГО, км	0,74			ИТОГО	15 523,6

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2023 г. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл.7.15.2.

Таблица 7.15.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2022 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	776,18	776,18
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	931,42	931,42
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	13 505,54	13 505,54
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	15 213,14	15 213,14
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	310,47	310,47
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**15 523,61**	**15 523,61**
НДС	тыс. руб.	3 104,72	3 104,72
Всего смета проекта	тыс. руб.	**18 628,33**	**18 628,33**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.15.3.

Таблица 7.15.3

Годы	2022 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	18 628,33	18 628,33
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	20 533,99	20 533,99

7.15.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 27

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 27 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проек-

та, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.15.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 27

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.15.4.

Таблица 7.15.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	10015,6	---	0,16	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	18271,88	---	0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.15.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 27

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.15.5.

Таблица 7.15.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	10,519
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	15 523,61
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	1 552,36
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	310,47
Итого	тыс. руб.	17 386,44
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 652,86

7.16. Проект 001.02.01.003.028. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 28

7.16.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 28

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 28 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.16.1.

Таблица 7.16.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог по годам
1	70	58	8	2019	Подземная бесканальная, ППУ	671,89
3	100	100	20	2020	Подземная бесканальная, ППУ	1 440,85
4	125	60	15	2020	Подземная бесканальная, ППУ	953,26
2	150	80	24	2020	Подземная бесканальная, ППУ	1 432,97
5	125	120	30	2021	Подземная бесканальная, ППУ	1 906,52
6	100	80	16	2022	Подземная бесканальная, ППУ	1 152,68
8	150	100	30	2024	Подземная бесканальная, ППУ	1 791,22
7	200	150	60	2024	Подземная бесканальная, ППУ	3 356,98
	ИТОГО, км	0,75			ИТОГО	12 706,4

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2020 – 2027 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.16.2.

Таблица 7.16.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2020г.	2021 г.	2022 г.	2024 - 2028 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	33,59	191,35	95,33	57,63	257,41	**635,32**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	40,31	229,63	114,39	69,16	308,89	**762,38**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	584,54	3 329,57	1 658,67	1 002,83	4 478,93	**11 054,55**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	658,45	3 750,55	1 868,39	1 129,63	5 045,24	**12 452,25**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	13,44	76,54	38,13	23,05	102,96	**254,13**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**671,89**	**3 827,09**	**1 906,52**	**1 152,68**	**5 148,20**	**12 706,38**
НДС	тыс. руб.	134,38	765,42	381,30	230,54	1 029,64	2 541,28
Всего смета проекта	тыс. руб.	**806,27**	**4 592,51**	**2 287,82**	**1 383,22**	**6 177,84**	**15 247,66**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.16.3.

Таблица 7.16.3

Годы	2019 г.	2020г.	2021 г.	2022 г.	2024 - 2028 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	806,27	4 592,51	2 287,82	1 383,22	6 177,84	15 247,66
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	806,27	4 753,25	2 446,04	1 524,72	7 374,79	16 905,06

7.16.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 28

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 28 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.16.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 28

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.16.4.

Таблица 7.16.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	6226,91	---	0,3	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-2478,84	---	-0,1	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.16.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 28

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075. Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.16.5.

Таблица 7.16.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	2,7007
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**671,89**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	67,19
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	13,44
Итого	тыс. руб.	752,52
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	278,64

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.16.6.

Таблица 7.16.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	5,0723
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**3 827,09**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	382,71
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	76,54
Итого	тыс. руб.	4 286,34
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	845,05

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.16.7.

Таблица 7.16.7

Наименование показателя	Ед. изм.	2021 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	4,6384
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 906,52**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	190,65
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	38,13
Итого	тыс. руб.	2 135,30
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	460,35

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.16.8.

Таблица 7.16.8

Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	1,1206
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 152,68**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	115,27
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	23,05
Итого	тыс. руб.	1 291,00
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 152,06

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.16.9.

Таблица 7.16.9

Наименование показателя	Ед. изм.	2024-2028 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	7,2079
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**5 148,20**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	514,82
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	102,96
Итого	тыс. руб.	5 765,98
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	799,95

7.17. Проект 001.02.01.003.029. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 29

7.17.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 29

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 29 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.17.1.

Таблица 7.17.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	80	150	24	2019	Подземная бесканальная, ППМ	1 957,60
2	100	50	10	2019	Подземная бесканальная, ППМ	720,43
3	80	40	6	2020	Подземная бесканальная, ППМ	522,03
4	100	70	14	2020	Подземная бесканальная, ППМ	1 008,60
5	80	40	6	2021	Подземная бесканальная, ППМ	522,03
6	100	140	28	2021	Подземная бесканальная, ППМ	2 017,20
7	125	80	20	2021	Подземная бесканальная, ППМ	1 271,01
8	150	100	30	2021	Подземная бесканальная, ППМ	1 791,22
	ИТОГО, км	0,67			ИТОГО	9 810,12

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 – 2021 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.17.2.

Таблица 7.17.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	133,90	76,53	280,07	**490,50**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	160,68	91,84	336,09	**588,61**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	2 329,88	1 331,64	4 873,26	**8 534,78**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	2 624,46	1 500,01	5 489,42	**9 613,89**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	53,56	30,61	112,03	**196,20**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**2 678,02**	**1 530,62**	**5 601,45**	**9 810,09**
НДС	тыс. руб.	535,60	306,12	1 120,29	1 962,02
Всего смета проекта	тыс. руб.	**3 213,62**	**1 836,74**	**6 721,74**	**11 772,11**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.17.3.

Таблица 7.17.3

Годы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	3 213,62	1 836,74	6 721,74	**11 772,11**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	3 213,62	1 901,03	7 186,58	**12 301,24**

7.17.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 29

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 29 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.17.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 29

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.17.4.

Таблица 7.17.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	3092,99	---	0,3	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-3588,85	---	-0,36	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.17.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 29

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075. Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.17.5.

Таблица 7.17.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	2,6296
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**2 678,02**

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	267,80
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	53,56
Итого	тыс. руб.	2 999,38
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 140,62

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.17.6.

Таблица 7.17.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	1,6959
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 530,62**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	153,06
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	30,61
Итого	тыс. руб.	1 714,29
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 010,85

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.17.7.

Таблица 7.17.7

Наименование показателя	Ед. изм.	2021 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	7,2301
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**5 601,45**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	560,15
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	112,03
Итого	тыс. руб.	6 273,62
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	867,71

7.18. Проект 001.02.01.003.030. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 30

7.18.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 30

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 30 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Прирост площади строительных фондов в период 2019 - 2033 гг. составит 31 500 м^2. Прирост потребления тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 30 составит 1,6946 Гкал/ч. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.18.1.

Таблица 7.18.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	70	40	6	2019	Подземная бесканальная, ППМ	463,37
2	125	20	5	2019	Подземная бесканальная, ППМ	317,75
	ИТОГО, км	0,06			ИТОГО	781,12

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2021 г. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.18.2.

Таблица 7.18.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	39,06	39,06
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	46,87	46,87
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	679,57	679,57
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	765,50	765,50
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	15,62	15,62
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**781,12**	**781,12**
НДС	тыс. руб.	156,22	156,22
Всего смета проекта	тыс. руб.	**937,34**	**937,34**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.18.3.

Таблица 7.18.3

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**937,34**	**937,34**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	937,34	937,34

7.18.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 30

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 30 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуе-

мости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.18.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 30

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.18.4.

Таблица 7.18.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	446,13	---	0,05	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	49,96	---	0,005	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125 % суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.18.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 30

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.18.5.

Таблица 7.18.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	2,6152
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**781,12**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	78,11
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	15,62
Итого	тыс. руб.	874,85
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	334,53

7.19. Проект 001.02.01.003.031. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 31

7.19.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 31

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 31 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.19.1.

Таблица 7.19.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	80	62	10	2019	Подземная бесканальная, ППМ	809,14
3	80	55	9	2020	Подземная бесканальная, ППМ	717,78
2	125	80	20	2020	Подземная бесканальная, ППМ	1 271,01
	ИТОГО, км	0,20			ИТОГО	2 797,93

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 – 2020 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.19.2.

Таблица 7.19.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	40,46	99,44	**139,90**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	48,55	119,33	**167,88**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	703,95	1 730,26	**2 434,21**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	792,96	1 949,02	**2 741,98**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	16,18	39,78	**55,96**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**809,14**	**1 988,80**	**2 797,94**
НДС	тыс. руб.	161,83	397,76	559,59
Всего смета проекта	тыс. руб.	**970,97**	**2 386,56**	**3 357,53**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.19.3.

Таблица 7.19.3

Годы	2019 г.	2020 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	970,97	2 386,56	3 357,53
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	970,97	2 470,09	3 441,06

7.19.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 31

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 31 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах.

Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.19.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 31

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.19.4.

Таблица 7.19.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	1415,62	---	0,26	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-465,84	---	-0,03	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.19.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 31

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.19.5.

Таблица 7.19.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,9855
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**809,14**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	80,91
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	16,18
Итого	тыс. руб.	906,24
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	919,57

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.19.6.

Таблица 7.19.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	2,3303
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 988,80**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	198,88
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	39,78
Итого	тыс. руб.	2 227,46
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	955,87

7.20. Проект 001.02.01.003.032. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 32

7.20.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 32

Перспективная зона теплоснабжения № 32 – мкр. «Имени Маршала Советского Союза Рокоссовского» на территории, занимаемой ранее ПО «Стрела».

Перспективная зона теплоснабжения мкр. «Имени Маршала Советского Союза Рокоссовского» (1 и 2 очередь) входит в зону действия Сакмарской ТЭЦ. Объекты нового строительства в данной перспективной зоне теплоснабжения предлагается подключить к тепловым сетям Сакмарской ТЭЦ. Сакмарская ТЭЦ располагает достаточным резервом тепловой мощности на протяжении всего расчетного периода.

Для обеспечения качественного и надежного теплоснабжения подключаемого мкр. «Имени Маршала Советского Союза Рокоссовского» необходимо будет осуществить строительство теплотрассы общая длина теплотрассы через Машзаводское поле суммарно по 3-м участкам составит около 2500 м диаметром 700 мм. Технические характеристики и стоимость тепловых сетей, планируемых к строительству во 2-ю очередь для подключения потребителей тепловой энергии к СТЭЦ будут определены при последующей актуализации схемы теплоснабжения г. Оренбурга.

Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.20.1.

Таблица 7.20.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Мат. характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	100	50	10	2019	Подземная бесканальная, ППМ	720,43
2	100	90	18	2020	Подземная бесканальная, ППМ	1 296,77
3	100	60	12	2021	Подземная бесканальная, ППМ	864,51
4	100	50	10	2022	Подземная бесканальная, ППМ	720,43
5	150	40	12	2022	Подземная бесканальная, ППМ	716,49
6	700	800	200	2022	Подземная бесканальная, ППУ	68 438,72
7	80	50	8	2023	Подземная бесканальная, ППМ	652,53
8	100	100	20	2023	Подземная бесканальная, ППМ	1 440,85
9	150	30	9	2023	Подземная бесканальная, ППМ	537,37
10	700	800	200	2023	Подземная бесканальная, ППУ	68 438,72
11	80	150	24	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 957,60
12	100	110	22	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 584,94
13	125	100	25	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 588,76
14	150	100	30	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 791,22
15	200	220	88	2024	Подземная бесканальная, ППМ	4 923,57
16	700	800	200	2024	Подземная бесканальная, ППУ	68 438,72
	ИТОГО, км	3,55			ИТОГО	224 111,63

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение

к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр). Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.20.2.

Таблица 7.20.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	36,02	64,84	43,23	3 493,78	3 553,47	4 014,24	**11 205,58**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	43,23	77,81	51,87	4 192,54	4 264,17	4 817,09	**13 446,70**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	626,77	1 128,19	752,12	60 791,81	61 830,44	69 847,78	**194 977,12**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	706,02	1 270,83	847,22	68 478,13	69 648,08	78 679,11	**219 629,40**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	14,41	25,94	17,29	1 397,51	1 421,39	1 605,70	**4 482,23**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**720,43**	**1 296,77**	**864,51**	**69 875,64**	**71 069,47**	**80 284,81**	**224 111,63**
НДС	тыс. руб.	144,09	259,35	172,90	13 975,13	14 213,89	16 056,96	44 822,33
Всего смета проекта	тыс. руб.	**864,52**	**1 556,12**	**1 037,41**	**83 850,77**	**85 283,36**	**96 341,77**	**268 933,96**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.20.3.

Таблица 7.20.3

Годы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**864,52**	**1 556,12**	**1 037,41**	**83 850,77**	**85 283,36**	**96 341,77**	**268 933,96**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	864,52	1 610,59	1 109,15	92 428,60	96 733,97	115 007,8	**307 754,66**

7.20.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 32

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 32 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.20.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 32

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.20.4.

Таблица 7.20.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	5979,82	---	**0,18**	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	6533,67	---	**0,2**	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.20.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 32

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.20.5.

Таблица 7.20.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	6,1758
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**720,43**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	72,04
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	14,41
Итого	тыс. руб.	806,88
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	130,65

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.20.6.

Таблица 7.20.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	3,759
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 296,77**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	129,68
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	25,94
Итого	тыс. руб.	1 452,38
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	386,37

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.20.7.

Таблица 7.20.7

Наименование показателя	Ед. изм.	2021 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	3,743
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**864,51**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	86,45
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	17,29
Итого	тыс. руб.	968,25
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	258,68

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.20.8.

Таблица 7.20.8

Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	6,9899
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**69 875,64**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	6 987,56
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	1 397,51
Итого	тыс. руб.	78 260,72
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	11 196,26

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.20.9.

Таблица 7.20.9

Наименование показателя	Ед. изм.	2023 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	5,6059
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**71 069,47**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	7 106,95
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	1 421,39
Итого	тыс. руб.	79 597,81
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	14 198,93

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.20.10.

Таблица 7.20.10

Наименование показателя	Ед. изм.	2024-2028 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	21,3461
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**80 284,81**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	8 028,48
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	1 605,70
Итого	тыс. руб.	89 918,99
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	4 212,43

7.21. Проект 001.02.01.003.034. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 34

7.21.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 34

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 34 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.21.1.

Таблица 7.21.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	50	20	2	2019	Подземная бесканальная, ППУ	167,17
2	80	50	8	2020	Подземная бесканальная, ППУ	652,53
	ИТОГО, км	0,07			ИТОГО	819,70

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.21.2.

Таблица 7.21.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	8,36	32,63	**40,99**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	10,03	39,15	**49,18**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	145,44	567,70	**713,14**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	163,83	639,48	**803,31**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	3,34	13,05	**16,39**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	167,17	652,53	**819,70**
НДС	тыс. руб.	33,43	130,51	163,94
Всего смета проекта	тыс. руб.	200,60	783,04	**983,64**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.21.3.

Таблица 7.21.3

Годы	2019 г.	2020 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	200,60	783,04	983,64
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	200,60	810,44	1 011,05

7.21.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 34

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 34 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах.

Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.21.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 34

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.21.4.

Таблица 7.21.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	209,05	---	0,3	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-203,25	---	-0,26	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 34 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.21.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 34

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.21.5.

Таблица 7.21.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,0927
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**167,17**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	16,72
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	3,34
Итого	тыс. руб.	187,23
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 019,75

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.21.6.

Таблица 7.21.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,9306
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**652,53**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	65,25
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	13,05
Итого	тыс. руб.	730,83
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	785,34

7.22. Проект 001.02.01.003.037. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 37

7.22.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 37

Общественно-деловую застройку (Автосалон Volvo, Загородное шоссе) в перспективной зоне теплоснабжения № 37 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ.

Прирост площади строительных фондов в период 2019 г. составит 1500 м^2. Прирост потребления тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 37 составит 0,2335 Гкал/ч.

На присоединение строящегося автосалона к тепловым сетям Сакмарской ТЭЦ выданы технические условия. Мероприятие находится на стадии окончания выполнения работ.

7.23. Проект 001.02.01.003.039.Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 39

7.23.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 39

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 39 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.23.1.

Таблица 7.23.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	ИТОГ
6	70	400	56	2024	Подземная бесканальная, ППУ	4 633,71
5	100	1000	200	2024	Подземная бесканальная, ППУ	14 408,55
4	150	400	120	2024	Подземная бесканальная, ППУ	7 164,87
3	200	500	200	2024	Подземная бесканальная, ППУ	11 189,93
2	300	400	240	2024	Подземная бесканальная, ППУ	13 095,69
1	700	1100	1540	2024	Подземная бесканальная, ППУ	114 604,14
9	70	400	56	2029	Подземная бесканальная, ППУ	4 633,71
8	100	1000	200	2029	Подземная бесканальная, ППУ	14 408,55
7	125	300	75	2029	Подземная бесканальная, ППУ	4 766,29
	ИТОГО, км	5,50			ИТОГО	188 905,44

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр). Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2023 г. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) - в табл. 7.23.2.

Таблица 7.23.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	8 254,84	1 190,43	**9 445,27**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	9 905,81	1 428,51	**11 334,33**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	143 634,29	20 713,44	**164 347,72**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	161 794,94	23 332,38	**185 127,32**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	3 301,94	476,17	**3 778,11**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**165 096,88**	**23 808,55**	**188 905,43**
НДС	тыс. руб.	33 019,38	4 761,71	37 781,09
Всего смета проекта	тыс. руб.	**198 116,26**	**28 570,26**	**226 686,52**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.23.3.

Таблица 7.23.3

Годы	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**198 116,26**	**28 570,26**	**226 686,52**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	236 500,95	38 063,79	**274 564,74**

7.23.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 39

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 39 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.23.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 39

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.23.4.

Таблица 7.23.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	25 269,04	---	0,06	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	17 615,35	---	0,04	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 37 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.23.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 39

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.23.5.

Таблица 7.23.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2024-2028 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	31,9334
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**165 096,88**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	16 509,69

Наименование показателя	Ед. изм.	2024-2028 гг.
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	3 301,94
Итого	тыс. руб.	184 908,51
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	5 790,44

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.23.6.

Таблица 7.23.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2029-2033 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	29,0824
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**23 808,55**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	2 380,86
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	476,17
Итого	тыс. руб.	26 665,58
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	916,90

7.24. Проект 001.02.01.003.040.Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 40

7.24.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 40

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 40 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.24.1.

Таблица 7.24.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	80	82	13	2019	Подземная бесканальная, ППМ	1 070,15
2	125	150	38	2019	Подземная бесканальная, ППМ	2 383,15
3	100	150	30	2020	Подземная бесканальная, ППМ	2 161,28
4	100	120	24	2021	Подземная бесканальная, ППМ	1 729,03
5	70	100	14	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 158,43
6	100	200	40	2024	Подземная бесканальная, ППМ	2 881,71
7	125	100	25	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 588,76
	ИТОГО, км	0,90			ИТОГО	12 972,51

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр). Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2023 г. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.24.2.

Таблица 7.24.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2024-2028 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	172,67	108,06	86,45	281,45	**648,63**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	207,20	129,68	103,74	337,73	**778,35**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	3 004,37	1 880,31	1 504,26	4 897,14	**11 286,08**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	3 384,23	2 118,05	1 694,45	5 516,32	**12 713,06**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	69,07	43,23	34,58	112,58	**259,45**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**3 453,30**	**2 161,28**	**1 729,03**	**5 628,90**	**12 972,51**
НДС	тыс. руб.	690,66	432,26	345,81	1 125,78	2 594,50
Всего смета проекта	тыс. руб.	**4 143,96**	**2 593,54**	**2 074,84**	**6 754,68**	**15 567,01**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.24.3.

Таблица 7.24.3

Годы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2024-2028 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	4 143,96	2 593,54	2 074,84	6 754,68	15 567,01
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	4 143,96	2 684,31	2 218,32	8 063,39	17 109,98

7.24.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 40

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 40 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.24.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 40

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.24.4.

Таблица 7.24.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	1485,65	---	0,21	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	1035,66	---	0,14	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 40 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.24.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 40

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075. Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.24.5.

Таблица 7.24.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	3,4389
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**3 453,30**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	345,33

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	69,07
Итого	тыс. руб.	3 867,70
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 124,69

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.24.6.

Таблица 7.24.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	1,7415
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**2 161,28**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	216,13
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	43,23
Итого	тыс. руб.	2 420,63
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 389,97

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.24.7.

Таблица 7.24.7

Наименование показателя	Ед. изм.	2021 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	1,1688
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 729,03**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	172,90
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	34,58
Итого	тыс. руб.	1 936,51
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 656,84

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.24.8.

Таблица 7.24.8

Наименование показателя	Ед. изм.	2024-2028 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	5,7921
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**5 628,90**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	562,89
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	112,58
Итого	тыс. руб.	6 304,37
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 088,44

7.25. Проект 001.02.02.002.044. Котельная «Карачи». Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 44

7.25.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 44

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 44 предлагается подключить к котельной «Карачи». Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.25.1.

Таблица 7.25.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	80	50	8	2019	Подземная бесканальная, ППМ	652,53
2	100	190	38	2020	Подземная бесканальная, ППМ	2 737,62
	ИТОГО, км	0,24			ИТОГО	3 390,15

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр). Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 – 2023 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.25.2.

Таблица 7.25.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	32,63	136,88	169,51
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	39,15	164,26	203,41
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	567,70	2 381,73	2 949,43
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	639,48	2 682,87	3 322,35
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	13,05	54,75	67,80
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	652,53	2 737,62	3 390,15
НДС	тыс. руб.	130,51	547,52	678,03
Всего смета проекта	тыс. руб.	783,04	3 285,14	4 068,18

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.25.3.

Таблица 7.25.3

Годы	2019 г.	2020 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	783,04	3 285,14	4 068,18
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	783,04	3 400,12	4 183,16

7.25.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 44

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 44 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуе-

мости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.25.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 44

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.25.4.

Таблица 7.25.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	898,19	---	0,24	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	89,06	---	0,02	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 44 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.25.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 44

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075. Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.25.5.

Таблица 7.25.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,3218
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**652,53**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	65,25
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	13,05
Итого	тыс. руб.	730,83
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 271,08

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.25.5.

Таблица 7.25.5

Наименование показателя	**Ед. изм.**	**2020 г.**
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,7837
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**2 737,62**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	273,76
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	54,75
Итого	тыс. руб.	3 066,13
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	3 912,38

7.26. Проект 001.02.01.003.054. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54

7.26.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 54 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Прирост площади строительных фондов в период 2019 - 2033 гг. составит 850 000 м^2. Прирост потребления тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 54 составит 44,62 Гкал/ч. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.26.1.

Таблица 7.26.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-труб. исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	150	40	12	2020	Подземная бесканальная, ППМ	716,49
2	250	350	175	2020	Подземная бесканальная, ППМ	9 355,12
3	150	40	12	2022	Подземная бесканальная, ППМ	716,49
4	50	70	7	2023	Подземная бесканальная, ППМ	585,08
5	150	40	12	2023	Подземная бесканальная, ППМ	716,49
6	125	80	20	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 271,01
7	70	200	28	2029	Подземная бесканальная, ППМ	2 316,85
8	100	500	100	2029	Подземная бесканальная, ППМ	7 204,27
	ИТОГО, км	1,32			ИТОГО	22 881,8

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр). Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2019 – 2028 гг. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.26.2.

Таблица 7.26.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	503,58	35,82	65,08	63,55	476,06	**1 144,09**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	604,30	42,99	78,09	76,26	571,27	**1 372,91**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	8 762,30	623,35	1 132,37	1 105,78	8 283,38	**19 907,17**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	9 870,18	702,16	1 275,54	1 245,59	9 330,71	**22 424,17**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	201,43	14,33	26,03	25,42	190,42	**457,64**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**10 071,61**	**716,49**	**1 301,57**	**1 271,01**	**9 521,13**	**22 881,81**
НДС	тыс. руб.	2 014,32	143,30	260,31	254,20	1 904,23	4 576,36
Всего смета проекта	тыс. руб.	**12 085,93**	**859,79**	**1 561,88**	**1 525,21**	**11 425,36**	**27 458,17**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.26.3.

Таблица 7.26.3

Годы	2020 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	12 085,93	859,79	1 561,9	1 525,21	11 425,36	**27 458,17**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	12 508,94	947,74	1 771,59	1 820,72	15 221,85	**32 270,85**

7.26.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 54 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.26.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.26.4.

Таблица 7.26.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	20002,05	---	0,19	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	12852,56	---	0,12	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.26.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075. Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.26.5.

Таблица 7.26.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2020 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	2,49
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**10 071,61**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	1 007,16
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	201,43
Итого	тыс. руб.	11 280,20
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	4 530,20

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.26.6.

Таблица 7.26.6

Наименование показателя	Ед. изм.	2022 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	2,35
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**716,49**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	71,65
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	14,33
Итого	тыс. руб.	802,47
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	341,48

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.26.7.

Таблица 7.26.7

Наименование показателя	Ед. изм.	2023 г.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	1,19
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 301,57**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	130,16
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	26,03
Итого	тыс. руб.	1 457,76
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 225,01

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.26.8.

Таблица 7.26.8

Наименование показателя	Ед. изм.	2024-2028 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	2,00
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**1 271,01**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	127,10
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	25,42
Итого	тыс. руб.	1 423,53
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	711,77

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.26.9.

Таблица 7.26.9

Наименование показателя	Ед. изм.	2029-2033 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	4,03
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**9 521,13**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	952,11
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	190,42
Итого	тыс. руб.	10 663,67
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 646,07

7.27. Проект 001.02.01.003.056. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 56

7.27.1. Оценка финансовых потребностей по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 56

Многоэтажную жилую застройку в перспективной зоне теплоснабжения № 56 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Прирост площади строительных фондов в период 2019 - 2033 гг. составит 220 000 м^2. Прирост потребления тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 56 составит 7,95 Гкал/ч. Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.27.1.

Таблица 7.27.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год прокладки	Тип прокладки	Итог
1	70	1000	140	2029	Подземная бесканальная, ППМ	11 584,27
2	100	1000	200	2029	Подземная бесканальная, ППМ	14 408,55
3	150	500	150	2029	Подземная бесканальная, ППМ	8 956,09
4	200	400	160	2029	Подземная бесканальная, ППМ	8 951,94
5	300	200	120	2029	Подземная бесканальная, ППМ	6 547,84
6	600	1800	2160	2029	Подземная бесканальная, ППМ	161 487,65
	ИТОГО, км	4,90			ИТОГО	211 936,34

Стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей для присоединения перспективной нагрузки рассчитаны в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр).

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий 2028 г. по строительству тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.27.2.

Таблица 7.27.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2029-2033 гг.	Итого
ПИР и ПСД	тыс. руб.	10 596,82	**10 596,82**
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	12 716,18	**12 716,18**
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	184 384,62	**184 384,62**
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	207 697,61	**207 697,61**
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	4 238,73	**4 238,73**
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	**211 936,34**	**211 936,34**
НДС	тыс. руб.	42 387,27	42 387,27
Всего смета проекта	тыс. руб.	**254 323,61**	**254 323,61**

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 7.27.3.

Таблица 7.27.3

Годы	2029-2033 гг.	Итого
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	**254 323,61**	**254 323,61**
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	338 832,04	**338 832,04**

7.27.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 56

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 56 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.27.3. Расчеты эффективности инвестиций по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 56

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 7.27.4.

Таблица 7.27.4

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Степень устойчивости инвестиционного проекта	Срок окупаемости проекта (статический)	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	16935,58	---	0,12	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	52573,71	---	0,38	---	Менее года	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.27.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 56

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.27.5.

Таблица 7.27.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2029-2033 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	54,7
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	**211 936,34**
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	21 193,63
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	4 238,73
Итого	тыс. руб.	237 368,70
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	4 339,46

7.28. Проект 001.02.02.002.057. Котельная «Авиагородок». Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 57

Жилой дом по ул. Лётная в перспективной зоне теплоснабжения № 57 предлагается подключить к Сакмарской ТЭЦ. Прирост площади строительных фондов в период 2019 г. составит 220 м^2. Прирост потребления тепловой энергии в перспективной зоне теплоснабжения № 37 составит 0,0147 Гкал/ч. На присоединение объекта к тепловым сетям выданы технические условия.

Тепловые сети для присоединения жилого дома уже построены.

7.29. Проект 001.02.01.003.061. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 61

Перспективная зона теплоснабжения № 61 входит в зону действия Сакмарской ТЭЦ. Строящиеся секции И, К, Л, М дома по ул. Комсомольской, 199/1 присоединяются к тепловым сетям Сакмарской ТЭЦ. Сакмарская ТЭЦ располагает достаточным резервом тепловой мощности на протяжении всего расчетного периода.

Тепловые сети к дому уже построены.

7.30. Проект 001.02.01.003.068. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 68

7.30.1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 68

Администрацией города Оренбурга определены земельные участки, освобожденные из под ветхих (аварийных) жилых домов, расположенных по адресу: г. Оренбург, пер. Станочный, № 13, № 15, для строительства в 2019 году жилых домов для детей-сирот в рамках федерального финансирования.

Для строительства жилых домов предварительно проведен расчет тепловой нагрузки в точках подключения к системе теплоснабжения.

По результатам расчета нагрузка составила – 0,33 Гкал.

Основные технические и стоимостные характеристики трубопроводов тепловых сетей, планируемых к строительству для осуществления подключения потребителей, приведены в табл. 7.30.1.

Таблица 7.30.1

№ участка	Условный диаметр, мм	Длина в 2-трубном исч., м	Материальная характеристика, м^2	Год про-прокладки	Тип прокладки	Итог
	Сакмарская ТЭЦ					
1	70	100	14	2019	Подземная бесканальная, ППМ	1 158,43
2	100	200	40	2019	Подземная бесканальная, ППМ	2 881,71
3	70	50	7	2020	Подземная бесканальная, ППМ	579,21
4	70	50	7	2021	Подземная бесканальная, ППМ	579,21
	ИТОГО, км	0,40			ИТОГО	5 198,56

Объем финансовых потребностей на проведение мероприятий с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2019 г.) приведен в табл. 7.30.2.

Таблица 7.30.2

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	202,01	28,96	28,96	259,93
Доп. оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	242,41	34,75	34,75	311,91
Стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	3 514,92	503,91	503,91	4 522,75
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	3 959,34	567,63	567,63	5 094,59
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	80,80	11,58	11,58	103,97
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	4 040,14	579,21	579,21	5 198,56
НДС	тыс. руб.	808,03	115,84	115,84	1 039,71
Всего смета проекта	тыс. руб.	4 848,17	695,05	695,05	6 238,27

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР – в табл. 7.30.3.

Таблица 7.30.3

Годы	2019 г.	2020 г.	2021 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2019 г., тыс. руб., с НДС	4 848,17	695,05	695,05	6 238,27
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	4 848,17	719,38	743,12	6 310,67

7.30.2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 68

Схема финансирования строительства тепловых сетей в перспективной зоне теплоснабжения № 56 по программе перспективного развития теплоснабжения г. Оренбург подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге t_m величины накопленного сальдо денежного потока.

Финансирование предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

7.30.3. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 68

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2019 – 2033гг. приведены в табл. 7.30.4.

Таблица 7.30.4

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	718,77	---	0,12	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	2 276,12	---	0,38	Менее года

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- при варианте финансирования № 2 нужно иметь ввиду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

7.30.4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при строительстве тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 68

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии выполнен в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 20 % в табл. 7.30.5.

Таблица 7.30.5

Наименование показателя	Ед. изм.	2019 - 2021 гг.
Прогноз приростов тепловых нагрузок	Гкал/ч	0,33
в уровне цен 2019 г. в сумме:	тыс. руб.	5 348,02
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	534,80
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	106,96
Итого	тыс. руб.	5 989,78
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	18 150,86

7.31. Проект 001.02.01.003.069. Сакмарская ТЭЦ. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 69

Перспективная зона теплоснабжения № 69 входит в зону действия Сакмарской ТЭЦ. Подключение потребителей тепловой энергии на отопление и горячее водоснабжение в данной перспективной зоне теплоснабжения предлагается осуществить к тепловым сетям Сакмарской ТЭЦ.

Сакмарская ТЭЦ располагает достаточным резервом тепловой мощности на протяжении всего расчетного периода.

Тепловые сети для присоединения потребителей в данной зоне теплоснабжения уже построены.

Раздел 8. Группа проектов № 003 Индивидуальные источники теплоснабжения

8.1. Группа проектов 003.01.00.000 «Индивидуальные источники теплоснабжения»

8.1.1. Подгруппа проектов 003.01.01.000.000. Строительство источников тепловой энергии в зонах перспективного строительства

Часть площадок нового строительства находится вне зон действия существующих источников тепловой энергии.

Для отопления и горячего водоснабжения потребителей предлагается использовать индивидуальные водогрейные двухконтурные газовые котлы.

Для отопления и горячего водоснабжения многоквартирных домов запланирована установка двухконтурных газовых котлов мощностью 15 кВт, для индивидуальных жилых домов – двухконтурных газовых котлов мощностью 40 кВт.

Перечень площадок с указанием количества индивидуальных котлов приведен в табл. 8.1.18.1.1.

Стоимость установки оборудования в ценах 2019 г. приведена в табл. 8.1.2.

Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 8.1.3.

Таблица 8.1.1

№ проекта в реестре проектов	№ пл. стр-ва	Мощность котла, кВт	Наименование объекта	Источник теплоснабжения	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2034 гг.	Итого индивидуальных котлов, шт
003.01.00.008.001	8	15	Жилой дом по ул. Новой	индивидуальные газовые котлы	292	0	0	0	0	0	0	**292**
003.01.00.010.001	10	15	Перспективная зона теплоснабжения № 10 между улицей Черепановых и переулками Слесарным, Токарным и Урюпинским	индивидуальные газовые котлы	99	0	0	0	0	396	0	**495**
003.01.00.036.001	36	40	Жилая индивидуальная застройка в северо-западной части города	индивидуальные газовые котлы	0	40	40	40	40	0	0	**160**
003.01.00.042.001	42	40	Жилая индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы						54	54	**108**
003.01.00.043.001	43	40	Жилая индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы							107	**107**
003.01.00.048.001	48	40	Жилая индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	0	0	0	0	0	56	56	**112**
003.01.00.050.001	50	40	Перспективная зона теплоснабжения № 50 в северо-восточной части города	индивидуальные газовые котлы	0	0	0	0	0	217	137	**354**
003.01.00.052.001	52	40	Перспективная зона теплоснабжения № 52 в северо-восточной части города	индивидуальные газовые котлы	88	80	81	85	82	0	0	**416**
003.01.00.053.001	53	40	Перспективная зона теплоснабжения № 53 в северо-восточной части города	индивидуальные газовые котлы	0	0	0	0	0	52	32	**84**
003.01.00.054.001	54	40	Перспективная зона теплоснабжения № 54 вдоль улицы Уральской	индивидуальные газовые котлы	0	0	0	0	0	102	102	**204**
003.01.00.055.001	55	40	Жилая индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	0	0	0	0	0	120	120	**240**
	ИТОГО				**479,00**	**120,00**	**121,00**	**125,00**	**122,00**	**997,00**	**608,00**	**2 572**

Таблица 8.1.2

№ проекта в реестре проектов	№ пл. стр-ва	Мощность котла, кВт	Наименование объекта	Источник теплоснабжения	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2034 гг.	Итого, тыс. руб. с НДС в ценах 2019 г.
003.01.00.008.001	8	15	Жилой дом по ул. Новой	индивидуальные газовые котлы	34 310,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**34 310,00**
003.01.00.010.001	10	15	Перспективная зона теплоснабжения № 10 между улицей Черепановых и переулками Слесарным, Токарным и Урюпинским	индивидуальные газовые котлы	11 632,50	0,00	0,00	0,00	0,00	46 530,00	0,00	**58 162,50**
003.01.00.036.001	36	40	Жилая индивидуальная застройка в северо-западной части города	индивидуальные газовые котлы	0,00	10 400,00	10 400,00	10 400,00	10 400,00	0,00	0,00	**41 600,00**
003.01.00.042.001	42	40	Жилая индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14 040,00	14 040,00	**28 080,00**
003.01.00.043.001	43	40	Жилая индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	27 820,00	**27 820,00**
003.01.00.048.001	48	40	Жилая индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	14 560,00	14 560,00	**29 120,00**
003.01.00.050.001	50	40	Перспективная зона теплоснабжения № 50 в северо-восточной части города	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	56 420,00	35 620,00	**92 040,00**

№ проекта в реестре проектов	№ пл. стр-ва	Мощность котла, кВт	Наименование объекта	Источник теплоснабжения	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2034 гг.	Итого, тыс. руб. с НДС в ценах 2019 г.
003.01.00.052.001	52	40	Перспективная зона теплоснабжения № 52 в северо-восточной части города	индивидуальные газовые котлы	22 880,00	20 800,00	21 060,00	22 100,00	21 320,00	0,00	0,00	**108 160,00**
003.01.00.053.001	53	40	Перспективная зона теплоснабжения № 53 в северо-восточной части города	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	13 520,00	8 320,00	**21 840,00**
003.01.00.054.001	54	40	Перспективная зона теплоснабжения № 54 вдоль улицы Уральской	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	26 520,00	26 520,00	**53 040,00**
003.01.00.055.001	55	40	Жилая индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31 200,00	31 200,00	**62 400,00**
	ИТОГО				**68 822,50**	**31 200,00**	**31 460,00**	**32 500,00**	**31 720,00**	**202 790,0**	**158 080,0**	**556 572,50**

Таблица 8.1.3

№ проекта в реестре проектов	№ пл. стр-ва	Мощность котла	Наименование	Источник теплоснабжения	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024-2028 гг.	2029-2033 гг.	Итого, тыс. руб. с НДС в ценах с учетом индексов МЭР
003.01.00.008.001	8	15	Жилой дом по ул. Новой	индивидуальные газовые котлы	34 310,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	**34 310,00**
003.01.00.010.001	10	15	Перспективная зона теплоснабжения № 10 между улицей Черепановых и переулками Слесарным, Токарным и Урюпинским	индивидуальные газовые котлы	11 632,50	0,00	0,00	0,00	0,00	54 624,58	0,00	**66 257,08**
003.01.00.036.001	36	40	Жилая индивидуальная застройка в северо-западной части города	индивидуальные газовые котлы	0,00	10 764,00	11 140,74	11 508,38	11 865,14	0,00	0,00	**45 278,27**
003.01.00.042.001	42	40	Жилая индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	16 482,47	16 943,97	**33 426,44**
003.01.00.043.001	43	40	Жилая индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33 574,17	**33 574,17**
003.01.00.048.001	48	40	Жилая индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	17 092,93	17 571,53	**34 664,46**
003.01.00.050.001	50	40	Перспективная зона теплоснабжения № 50 в северо-восточной части города	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	66 235,09	42 987,49	**109 222,58**
003.01.00.052.001	52	40	Перспективная зона теплоснабжения № 52 в северо-восточной части города	индивидуальные газовые котлы	22 880,00	21 528,00	22 560,00	24 455,32	24 323,55	0,00	0,00	**115 746,86**
003.01.00.053.001	53	40	Перспективная зона теплоснабжения № 53 в северо-восточной части города	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	15 872,00	10 040,87	**25 912,88**
003.01.00.054.001	54	40	Перспективная зона теплоснабжения № 54 вдоль улицы Уральской	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31 133,55	32 005,28	**63 138,83**
003.01.00.055.001	55	40	Жилая индивидуальная застройка	индивидуальные газовые котлы	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	36 627,70	37 653,28	**74 280,98**
	Общий итог				**352 472,50**	**269 837,44**	**153 752,92**	**126 702,89**	**165 110,9**	**1 306 068,1**	**1 479 357,4**	**3 853 302,1**

Раздел 9. Обобщенный расчет ценовых последствий мероприятий по модернизации источников тепловой энергии систем теплоснабжения МО город Оренбург в целях повышения качества и надежности теплоснабжения

9.1. Изменения в обосновании инвестиций с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности

9.1.1. Изменения в обосновании инвестиций с учетом фактически осуществленных инвестиций и показателей их фактической эффективности

Сравнение мероприятий в зоне действия ЕТО № 1 филиала «Оренбургский» ПАО «Т Плюс» Схемы теплоснабжения в редакции 2018 г. и актуализированной Схемы теплоснабжения на 2019 г. приведены в табл. 9.1.1.

Сравнение мероприятий в зоне действия перспективных источников Схемы теплоснабжения в редакции 2018 г. и актуализированной Схемы теплоснабжения на 2019 г. приведены в табл. 9.1.2.

Сравнение мероприятий в зоне действия индивидуальных источников теплоснабжения Схемы теплоснабжения в редакции 2018 г. и актуализированной Схемы теплоснабжения на 2019 г. приведены в табл. 9.1.3.

На основании приведенных данных можно сделать следующие выводы:

1. В зоне действия ЕТО № 1 сметная стоимость мероприятий увеличилась на 23%, выполнено 10% мероприятий.

2. В зоне действия перспективных источников стоимость мероприятий выросла на 22%, выполнено 29% мероприятий.

3. В зоне действия индивидуальных источников теплоснабжения стоимость мероприятий снизилась на 55%, выполнено 14% мероприятий.

В связи с тем, что мероприятия, влияющие на показатели эффективности работы объектов теплоснабжения находятся на стадии разработки ПСД, не представляется возможным оценить их фактическую эффективность.

Таблица 9.1.1

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
	Группа проектов № 001 ЕТО № 1							
001.01.00.000.000	Группа проектов 001.01.00.000 «Источники теплоснабжения»							
001.01.01.000.000	Группа проектов 001.01.01.000.000 «Сакмарская ТЭЦ»							
001.01.01.001.000	Подгруппа проектов 001.01.01.001.000 «Реконструкция и модернизация основного оборудования Сакмарской ТЭЦ»							
001.01.01.001.001	Техническое перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 6 в связи с неудовлетворительной работой система «СИВОК», установленной на ТА ст. № 6	Техническое перевооружению аппаратуры виброконтроля и механических величин на турбоагрегате ст. № 6 в связи с неудовлетворительной работой система «СИВОК», установленной на ТА ст. № 6	7 390,16	7 266,99	-123,17		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.01.01.001.002	Организация подачи пара от коллектора 13 ата через РОУ 13/2,5 на ПСГ-2 турбоагрегата Т-50-130, ст. № 3 после вывода турбины из эксплуатации	Организация подачи пара от коллектора 13 ата через РОУ 13/2,5 на ПСГ-2 турбоагрегата Т-50-130, ст. № 3 после вывода турбины из эксплуатации	7 118,64	7 000,00	-118,64		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.01.01.001.003	Организация отбора пара 13 ата от ТА-110/120-130 ст. № 5	Организация отбора пара 13 ата от ТА-110/120-130 ст. № 5	32 033,91	31 500,01	-533,90		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.01.01.001.004	Техническое перевооружение ПЭН ст. № 4 с установкой гидромуфты	Техническое перевооружение ПЭН ст. № 4 с установкой гидромуфты	21 149,50	20 797,00	-352,50		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.01.01.001.005	Установка нового водогрейного котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч	Установка нового водогрейного котла тепловой мощностью 100 Гкал/ч	320 250,70	294 116,18	-26 134,52		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом ин-

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
								дексов МЭР.
001.01.01.002.000	Подгруппа проектов 001.01.01.002.000 "Расширение зоны действия Сакмарской ТЭЦ за счет вывода в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных "							
001.01.01.002.001	Переключение на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельных Уральская, Чкалова	Переключение на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельных Уральская, Чкалова	134 238,26	166 613,64	32 375,38		См. табл. 2.1-1	Выполнены ПИР, выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.01.01.002.002	Переключение на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной 4-й квартал	Переключение на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной 4-й квартал	34 654,80	34 077,22	-577,58		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.01.01.002.003	Переключение на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельных «Лесозащитная» и «ФКУ ИК-1»	Переключение на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельных «Лесозащитная» и «ФКУ ИК-1»	82 468,80	81 094,32	-1 374,48		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.01.01.002.004	Переключение на Сакмарскую ТЭЦ нагрузок котельной ЗАО «Хлебопродукт-1»		3 876,12		-3 876,12		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.01.01.002.005	Переключение на СТЭЦ тепловых нагрузок потребителей пер. Станочный		6 238,27		-6 238,27		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.01.01.002.004	Котельная № 5 АО «ПО «Стрела». Переключение на СТЭЦ тепловых нагрузок котельной АО «ПО «Стрела» с выводом из эксплуатации котельной	Котельная № 5 АО «ПО «Стрела». Переключение на СТЭЦ тепловых нагрузок котельной АО «ПО «Стрела» с выводом из эксплуатации котельной	204 395,60	200 989,00	-3 406,60		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
001.01.02.000.000	Группа проектов 001.01.02.000. «Котельные с установленной мощностью более 10 Гкал/ч»							
001.01.02.001.000	Подгруппа проектов 001.01.02.001. "Вывод в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных с установленной мощностью более 10 Гкал/ч за счет расширения зоны действия других источников"							
001.01.02.001.001	Оренбургская котельная. Строительство БМК мощностью 35 Гкал/ч для передачи на нее нагрузки отопительного периода и летней нагрузки БМК Оренбургская на СТЭЦ	Оренбургская котельная. Строительство БМК мощностью 35 Гкал/ч для передачи на нее нагрузки отопительного периода и летней нагрузки БМК Оренбургская на СТЭЦ	419 652,00	233 598,53	-186 053,47		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости на основании разработанной ПСД, выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства.
001.01.02.001.002	Строительство новой БМК и переключение потребителей котельной Оренбургского ЛРЗ ОАО «Желдорреммаш»	Строительство новой БМК и переключение потребителей котельной Оренбургского ЛРЗ ОАО «Желдорреммаш»		10 520,88	10 520,88			Выполнение мероприятия признано нецелесообразным
001.01.02.001.003	Строительство новой БМК в районе ул. Уральской и переключение на нее нагрузок 12-ти котельных	Строительство новой БМК в районе ул. Уральской и переключение на нее нагрузок 12-ти котельных	951 778,86	935 915,89	-15 862,97		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.01.02.001.004	Строительство новых БМК вместо существующих		498 610,01		-498 610,01		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.01.03.000.000	Группа проектов 001.01.03.000. «Котельные с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч»							
001.01.03.001.000	Подгруппа проектов 001.01.03.001. " Вывод в резерв и (или) вывода из эксплуатации котельных с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч за счет расширения зоны действия других источников"							
001.01.03.001.001	Организация теплоснабжения потребителей удалённых сельских котельных от индивидуальных источников	Организация теплоснабжения потребителей удалённых сельских котельных от индивидуальных источников	37 635,29	139 723,21	102 087,92		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.01.03.001.002	Строительство БМК для перевода потребителей котельных «Гаражи УВД» и «Трико-	Строительство БМК для перевода потребителей котельных «Гаражи УВД» и «Три-	60 271,20	59 266,68	-1 004,52		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового зако-

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
	тажная фабрика» с выводом из эксплуатации последних	котажная фабрика» с выводом из эксплуатации последних						нодательства, ростом индексов МЭР.
001.01.03.001.003	Строительство БМК для перевода потребителей котельных «МЧ», «ЖСК», «Ногина» с выводом из эксплуатации последних	Строительство БМК для перевода потребителей котельных «МЧ», «ЖСК», «Ногина» с выводом из эксплуатации последних	58 288,80	53 033,92	-5 254,88		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
	Организация теплоснабжения потребителей котельной БМК «ОКЗ»	Организация теплоснабжения потребителей котельной БМК «ОКЗ»		2 955,97	2 955,97			Выполнение мероприятия признано нецелесообразным
	Организации теплоснабжения потребителей ПАО «Оренбургское хлебоприёмное предприятие»	Организации теплоснабжения потребителей ПАО «Оренбургское хлебоприёмное предприятие»		24 480,28	24 480,28			Выполнение мероприятия признано нецелесообразным
001.01.03.001.006	Строительство новых БМК вместо существующих		175 698,07		-175 698,07		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.02.00.000.000	Группа проектов 001.02.00.000. «Тепловые сети и сооружения на них»							
001.02.01.000.000	Группа проектов 001.02.01.000.000 «Сакмарская ТЭЦ»							
001.02.01.001.000	Подгруппа проектов 001.02.01.001. «Реконструкция тепловых сетей и сооружений на них от Сакмарской ТЭЦ, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»							
001.02.01.001.001	Реконструкция тепловых сетей от Сакмарской ТЭЦ, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Реконструкция тепловых сетей от Сакмарской ТЭЦ, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	5 506 244,40	5 414 472,00	-91 772,40	1 053 843,11	См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнена реконструкция 8,3 км тепловых сетей за период 2017 - 2018 гг.
001.02.01.001.002.	Мероприятия по замене изоляции на магистральных и квартальных тепловых сетях		250 252,80					Новый проект

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
001.02.01.002.000	Подгруппа проектов 001.02.01.002. «Реконструкция тепловых сетей от Сакмарской ТЭЦ для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения»							
001.02.01.002.001	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	2 591 761,35	747 210,00	-1 844 551,35		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР, дополнен участками тепловых сетей.
001.02.01.002.002	Техническое перевооружение тепломагистрали ТМ-1 на промплощадке СТЭЦ	Техническое перевооружение тепломагистрали ТМ-1 на промплощадке СТЭЦ	56 250,51	55 313,00	-937,51		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.02.01.002.004	Техническое перевооружение магистральных тепловых сетей М5 и М6 от Сакмарской ТЭЦ с выводом из эксплуатации участка магистральной тепловой сети М5		30 898,34		-30 898,34		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.02.01.003.000	Подгруппа проектов 001.02.01.003. «Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки от Сакмарской ТЭЦ»							
001.02.01.003.001	Зона теплоснабжения № 1	Зона теплоснабжения № 1						
001.02.01.003.001	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 1	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 1	21 681,48	12 996,25	-8 685,23	649,81	См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Подключены к системе теплоснабжения: Автомобильная мойка по ул. Джангильдина
001.02.01.003.002	Зона теплоснабжения № 2	Зона теплоснабжения № 2						

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
001.02.01.003.002	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 2	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 2	13 897,47	581,90	-13 315,57	581,90	См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Подключены к системе теплоснабжения: Гостиница по ул. Советская, 27
	Зона теплоснабжения № 3	Зона теплоснабжения № 3						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 3	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 3		365,42	365,42	365,42		Подключены к системе теплоснабжения: Жилой дом по ул. Правды/9 Января ("Ваш дом")
001.02.01.003.005	Зона теплоснабжения № 5	Зона теплоснабжения № 5						
001.02.01.003.005	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 5	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 5	1 072,00		-1 072,00		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.02.01.003.006	Зона теплоснабжения № 6	Зона теплоснабжения № 6						
001.02.01.003.006	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 6	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 6	417,04		-417,04		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.02.01.003.007	Зона теплоснабжения № 7	Зона теплоснабжения № 7						
001.02.01.003.007	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 7	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 7	864,52		-864,52		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.02.01.003.008	Зона теплоснабжения № 8	Зона теплоснабжения № 8						

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
001.02.01.003.008	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 8	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 8	2 766,43	2 651,19	-115,24	795,36	См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта. Подключены к системе теплоснабжения: Торговый комплекс "Пролетарский" по пр. Нижний
001.02.01.003.009	Зона теплоснабжения № 9	Зона теплоснабжения № 9						
001.02.01.003.009	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 9	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 9	401,20		-401,20		См. табл. 2.1-1	Новый проект
	Зона теплоснабжения № 11	Зона теплоснабжения № 11						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 11	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 11		639,46	639,46	639,46		Подключены к системе теплоснабжения: Медицинский диагностический центр с оказанием поликлинических услуг
001.02.01.003.014	Зона теплоснабжения № 14	Зона теплоснабжения № 14						
001.02.01.003.014	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 14	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 14	6 998,58	5 765,47	-1 233,11		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
001.02.01.003.017	Зона теплоснабжения № 17	Зона теплоснабжения № 17						
001.02.01.003.017	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 17	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 17	8 154,65	6 517,44	-1 637,21	651,74	См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта. Подключены к системе теплоснабжения: Торгово-офисное здание, пр. Мира
001.02.01.003.020	Зона теплоснабжения № 20	Зона теплоснабжения № 20						
001.02.01.003.020	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 20	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 20	6 946,24	23 177,76	16 231,52	2 317,78	См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта. Подключены к системе теплоснабжения: Многоквартирный жилой дом в ЖК "Победа" №4
001.02.01.003.024	Зона теплоснабжения № 24	Зона теплоснабжения № 24						
001.02.01.003.024	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 24	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 24	512,27	503,73	-8,54		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
								налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.02.01.003.027	Зона теплоснабжения № 27	Зона теплоснабжения № 27						
001.02.01.003.027	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 27	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 27	18 628,33	23 732,02	5 103,69	4 746,40	См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Подключены к системе теплоснабжения: Жилой дом № 4/1 в 20 мкр. СВЖР, Жилой дом № 4/2 в 20 мкр. СВЖР подключены
001.02.01.003.028	Зона теплоснабжения № 28	Зона теплоснабжения № 28						
001.02.01.003.028	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 28	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 28	15 247,66	24 931,59	9 683,93	4 986,32	См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта. Подключены к системе теплоснабжения: Многоквартирный жилой дом №3 в 15-Б мкр. СВЖР, ул. Дорофеева, 5
001.02.01.003.029	Зона теплоснабжения № 29	Зона теплоснабжения № 29						
001.02.01.003.029	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабже-	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснаб-	11 772,10	18 175,15	6 403,05	3 635,03	См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового зако-

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
	ния № 29	жения № 29						нодательства, ростом индексов МЭР. Подключены к системе теплоснабжения: Жилой многоквартирный дом №15 в 16 мкр. СВЖР
001.02.01.003.030	Зона теплоснабжения № 30	Зона теплоснабжения № 30						
001.02.01.003.030	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 30	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 30	937,34	1 793,37	856,03	896,69	См. табл. 2.1-1	Объекты подключены к системе теплоснабжения. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.02.01.003.031	Зона теплоснабжения № 31	Зона теплоснабжения № 31						
001.02.01.003.031	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 31	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 31	3 357,53	5 557,78	2 200,25	4 446,22	См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Подключены к системе теплоснабжения: Многоквартирный жилой дом №1 (4 этап строит.) в 19 мкр. СВЖР, Жилой дом № 31 в 19 мкр. СВЖР, Ж.д. №6 в 19 мкр. СВЖР, Жилой многоквартирный дом №1 в 16 мкр. СВЖР, Жилой многоквартирный дом №5 в 16 мкр. СВЖР, Жилой многоквартирный дом №4 в 16 мкр. СВЖР,

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
								Жилой многоквартирный дом №16 в 16 мкр. СВЖР
001.02.01.003.032	Зона теплоснабжения № 32	Зона теплоснабжения № 32						
001.02.01.003.032	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 32	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 32	268 933,95	31 077,14	-237 856,81	15 538,57	См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта. Подключены к системе теплоснабжения: Многоквартирный жилой дом №2 в районе пр. Победы, 149, Жилой дом №9 в ЖК "Времена года", Центр спортивной гимнастики и акробатики
	Зона теплоснабжения № 33	Зона теплоснабжения № 33						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 33	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 33		8 377,96	8 377,96	8 377,96		Подключены к системе теплоснабжения: Перспективная зона теплоснабжения № 33 в районе Оренбургского государственного университета
001.02.01.003.034	Зона теплоснабжения № 34	Зона теплоснабжения № 34						

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
001.02.01.003.034	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 34	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 34	983,64	758,03	-225,61	151,61	См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Подключены к системе теплоснабжения: Административно-торговое здание по ул. Корецкой
	Зона теплоснабжения № 35	Зона теплоснабжения № 35						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 35	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 35		1 212,19	1 212,19	1 212,19		Подключены к системе теплоснабжения: Жилой дом по ул. Карагандинской 37б, ЖК "Лазурный"
	Зона теплоснабжения № 37	Зона теплоснабжения № 37						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 37	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 37		922,76	922,76	922,76		Подключены к системе теплоснабжения: Административно-торговый комплекс
001.02.01.003.039	Зона теплоснабжения № 39	Зона теплоснабжения № 39						
001.02.01.003.039	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 39	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 39	226 686,52	112 604,29	-114 082,23		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
001.02.01.003.040	Зона теплоснабжения № 40	Зона теплоснабжения № 40						

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
001.02.01.003.040	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 40	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 40	15 567,02	6 620,37	-8 946,65			Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
	Зона теплоснабжения № 41	Зона теплоснабжения № 41						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 41	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 41		27 521,78	27 521,78	27 521,78		Присоединение объектов данной зоны теплоснабжения к СТЭЦ признано нецелесообразным. Объекты будут подключены к перспективному источнику теплоснабжения.
	Зона теплоснабжения № 43	Зона теплоснабжения № 43						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 43	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 43		25 965,13	25 965,13	25 965,13		Присоединение объектов данной зоны теплоснабжения к СТЭЦ признано нецелесообразным. Объекты будут подключены к перспективному источнику теплоснабжения.
	Зона теплоснабжения № 45	Зона теплоснабжения № 45						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 45	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 45		3 416,70	3 416,70	3 416,70		Присоединение объектов данной зоны теплоснабжения к СТЭЦ признано нецелесообразным. Объекты будут подключены к перспективному источнику теплоснабжения.

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
	Зона теплоснабжения № 46	Зона теплоснабжения № 46						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 46	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 46		6 350,32	6 350,32	6 350,32		Присоединение объектов данной зоны теплоснабжения к СТЭЦ признано нецелесообразным. Объекты будут подключены к перспективному источнику теплоснабжения.
	Зона теплоснабжения № 48	Зона теплоснабжения № 48						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 48	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 48		25 965,46	25 965,46	25 965,46		Присоединение объектов данной зоны теплоснабжения к СТЭЦ признано нецелесообразным. Объекты будут подключены к перспективному источнику теплоснабжения.
	Зона теплоснабжения № 49	Зона теплоснабжения № 49						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 49	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 49		74 749,29	74 749,29	74 749,29		Присоединение объектов данной зоны теплоснабжения к СТЭЦ признано нецелесообразным. Объекты будут подключены к перспективному источнику теплоснабжения.
001.02.01.003.054	Зона теплоснабжения № 54	Зона теплоснабжения № 54						
001.02.01.003.054	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54	27 458,19	115 159,19	87 701,00		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
								объекта. Присоединение части объектов данной зоны теплоснабжения к СТЭЦ признано нецелесообразным. Объекты будут подключены к перспективному источнику теплоснабжения.
	Зона теплоснабжения № 55	Зона теплоснабжения № 55						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 55	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 55		128 132,69	128 132,69			Присоединение объектов данной зоны теплоснабжения к СТЭЦ признано нецелесообразным. Объекты будут подключены к перспективному источнику теплоснабжения.
001.02.01.003.056	Зона теплоснабжения № 56	Зона теплоснабжения № 56						
001.02.01.003.056	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 56	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 56	254 323,61	111 083,83	-143 239,78		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
	Зона теплоснабжения № 60	Зона теплоснабжения № 60						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 60	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 60		1 760,58	1 760,58			Подключены к системе теплоснабжения: Административно-торговый комплекс
	Зона теплоснабжения № 72	Зона теплоснабжения № 72						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспектив-	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспектив-		956,72	956,72			Подключены к системе теплоснабжения: 17-ти этажный многоквартир-

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
	ной зоне теплоснабжения № 72	ной зоне теплоснабжения № 72						ный жилой дом (2 очередь строительства) по ул. Лабужского, Многоквартирный жилой дом в ЖК "Новый квартал", ул. Народная, 36, очередь 2
	Зона теплоснабжения № 73	Зона теплоснабжения № 73						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 73	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 73		1 032,57	1 032,57			Подключены к системе теплоснабжения: Жилой дом со встроенными офисными помещениями по ул. Профсоюзная, 11 (ЖК "Профсоюзный")
	Зона теплоснабжения № 79	Зона теплоснабжения № 79						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 79	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 79		729,08	729,08			Подключены к системе теплоснабжения: Производственная база
	Зона теплоснабжения № 81	Зона теплоснабжения № 81						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 81	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 81		76,90	76,90			Подключены к системе теплоснабжения: Автобусный и троллейбусный парк по пр. Автоматики, Цех по производству керамзитоблоков
	Зона теплоснабжения № 82	Зона теплоснабжения № 82						
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 82	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 82		1 461,04	1 461,04			Подключены к системе теплоснабжения: Производственная база, Шарлыкское ш., Станция технического обслуживания с автомойкой, Шарлыкское ш.
	Зона теплоснабжения № 87	Зона теплоснабжения № 87						

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 87	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 87		821,87	821,87			Подключены к системе теплоснабжения: Административно-торговый комплекс
001.02.01.000.000	Подгруппа проектов 001.02.01.000 «Реконструкция тепловых сетей с увеличением диаметра трубопроводов для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки»							
001.02.02.000.000	Группа проектов 001.02.02.000.000 «Котельные, установленной мощностью более 10 Гкал/ч»							
001.02.02.001.000	Подгруппа проектов 001.02.02.001. «Реконструкция тепловых сетей и сооружений на них от котельных, установленной мощностью более 10 Гкал/ч, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»							
001.02.02.001.001	Оренбургская котельная. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Оренбургская котельная. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	408 724,44	401 912,37	-6 812,07		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.02.02.001.002	Оренбургская котельная. Реконструкция трубопроводов сетевой воды для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	Оренбургская котельная. Реконструкция трубопроводов сетевой воды для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	38 694,18	38 049,28	-644,90		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.02.02.001.003	Реконструкция тепловых сетей котельных, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Реконструкция тепловых сетей котельных, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	1 239 552,60	1 218 893,39	-20 659,21		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.02.02.001.004	Туркестанская котельная. Реконструкция тепловых сетей котельных, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Туркестанская котельная. Реконструкция тепловых сетей котельных, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	31 634,15	31 106,91	-527,24		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
001.02.02.001.005	Котельная Чкалова. Реконструкция тепловых сетей котельных, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Котельная Чкалова. Реконструкция тепловых сетей котельных, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	114 495,56	112 587,30	-1 908,26		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.02.02.002.000	Подгруппа проектов 001.02.02.002. «Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки от котельных с установленной мощностью более 10 Гкал/ч»							
001.02.02.002.003	Зона теплоснабжения № 3	Зона теплоснабжения № 3						
001.02.02.002.003	Котельная АО «ПО «Стрела». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 3	Котельная АО «ПО «Стрела». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 3	2 819,69		-2 819,69		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.02.02.002.015	Зона теплоснабжения № 15	Зона теплоснабжения № 15						
001.02.02.002.015	Котельная 67-й городок. Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 15	Котельная 67-й городок. Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 15	939,65	868,53	-71,12		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
001.02.02.002.044	Зона теплоснабжения № 44	Зона теплоснабжения № 44						
001.02.02.002.044	Котельная «Карачи». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 44	Котельная «Карачи». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 44	4 068,18	3 705,57	-362,61		См. табл. 2.1-1	Подключены к системе теплоснабжения: Индивидуальный жилой дом
001.02.02.002.057	Зона теплоснабжения № 57	Зона теплоснабжения № 57						
001.02.02.002.057	Котельная «Авиагоро-	Котельная «Авиагоро-	0,00	2 120,95	2 120,95		См. табл. 2.1-1	Подключены к системе

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
	док». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 57	док». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 57						теплоснабжения: Жилой дом для переселенцев в мкр. Авиагородок, ул. Авиационная, 14
001.02.02.009.000	Зона теплоснабжения № 58	Зона теплоснабжения № 58						
001.02.02.009.001	Котельная «Мебельная фабрика». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 58	Котельная «Мебельная фабрика». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 58		18 109,86	18 109,86			Подключены к системе теплоснабжения: Административно-торговый комплекс
001.02.02.011.000	Зона теплоснабжения № 65	Зона теплоснабжения № 65						
001.02.02.011.001	Котельная «Оренбургская». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 65	Котельная «Оренбургская». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 65		638,24	638,24			Подключены к системе теплоснабжения: Административно-торговый комплекс
001.02.03.000.000	Группа проектов 001.02.03.000.000 «Котельные, установленной мощностью менее 10 Гкал/ч»	Группа проектов 001.02.03.000.000 «Котельные, установленной мощностью менее 10 Гкал/ч»						
001.02.03.001.000	Подгруппа проектов 001.02.03.001 «Реконструкция тепловых сетей и сооружений на них от котельных, установленной мощностью менее 10 Гкал/ч, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса»							
001.02.03.001.001	Реконструкция тепловых сетей котельных, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	Реконструкция тепловых сетей котельных, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	429 733,76	422 571,54	-7 162,22		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.02.03.002.000	Подгруппа проектов 001.02.03.002 «Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки от котельных с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч»							
001.02.03.002.004	Зона теплоснаб. № 4	Зона теплоснаб. № 4						
001.02.03.002.004	Котельная «Кадетский корпус». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 4	Котельная «Кадетский корпус». Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 4	278,38	265,12	-13,26		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
001.02.02.004.000	Зона теплоснабжения № 85	Зона теплоснабжения № 85						
001.02.02.004.001	Котельная «Мебельная фабрика». Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 85	Котельная «Мебельная фабрика». Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству ТС для подключения перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 85		92,28	92,28			Подключены к системе теплоснабжения: Административно-торговый комплекс
001.02.04.000.000	Подгруппа проектов 001.02.04.001. «Строительство и реконструкция насосных станций и ЦТП»							
001.02.04.001.001	Ликвидация «перетопов» в системах теплоснабжения у потребителей тепловой энергии	Ликвидация «перетопов» в системах теплоснабжения у потребителей тепловой энергии	275 280,00	270 692,00	-4 588,00		См. табл. 2.1-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
001.02.04.001.002	Перевод потребителей тепловой энергии от ЦТП Зулфигаровой на ИТП		850,00		-850,00		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.02.04.001.003.	Обоснование инвестиций в мероприятия по модернизации ЦТП (теплообменного и иного оборудования)		346 852,80		-346 852,80		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.02.04.001.004.	мероприятия по тех. перевооружению ЦТП		380 488,35		-380 488,35		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.02.04.001.005.	мероприятия по автоматизации ЦТП и НС		203 920,80		-203 920,80		См. табл. 2.1-1	Новый проект
001.02.04.001.006.	мероприятия по техническому перевооружению НС №№ 1, 2		0,00		0,00		См. табл. 2.1-1	Новый проект
	ИТОГО		**14 945 834,75**	**11 855 702,48**	**-2 839 879,47**	**1 268 727,01**	**См. табл. 2.1-1**	

Таблица 9.1.2

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
002	Группа проектов № 002 перспективные источники теплоснабжения							
002.01.00.000.000	Группа проектов 002.01.00.000 «Источники теплоснабжения»							
002.01.01.000.000	Подгруппа проектов 002.01.01.000 «Строительство источников теплоснабжения»							
	Зона перспективного строительства № 23.							
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 23			17 228,00	17 228,00	17 228,00		Подключены к системе теплоснабжения: Перспективная зона теплоснабжения № 23 по проспекту Братьев Коростелёвых
002.01.01.037.000	Зона перспективного строительства № 37.							
002.01.01.037.001	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 37		4 643,00		-4 643,00		См. табл. 2.2-1	Новый проект
	Зона перспективного строительства № 40.							
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 40		0,00	55 756,00	55 756,00	55 756,00		Присоединение объектов данной зоны теплоснабжения к перспективной котельной признано нецелесообразным. Объекты будут подключены к системе теплоснабжения СТЭЦ
002.01.01.041.000	Зона перспективного строительства № 41.							
002.01.01.041.001	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 41		53 036,74		-53 036,74		См. табл. 2.2-1	Новый проект
002.01.01.043.000	Зона перспективного строительства № 43.							
002.01.01.043.001	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 43		35 906,08		-35 906,08		См. табл. 2.2-1	Новый проект
002.01.01.046.000	Зона перспективного строительства № 46.							

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
002.01.01.046.001	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 46		64 481,72		-64 481,72		См. табл. 2.2-1	Новый проект
002.01.01.049.000	Зона перспективного строительства № 49.							
002.01.01.049.001	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 49		33 522,92		-33 522,92		См. табл. 2.2-1	Новый проект
002.01.01.054.000	Зона перспективного строительства № 54.							
002.01.01.054.001	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 54		56 427,47		-56 427,47		См. табл. 2.2-1	Новый проект
002.01.01.055.000	Зона перспективного строительства № 55.							
002.01.01.055.001	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 55		63 252,65		-63 252,65		См. табл. 2.2-1	Новый проект
002.01.01.057.000	Зона перспективного строительства № 57.							
002.01.01.057.001	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 57		3 324,62		-3 324,62		См. табл. 2.2-1	Новый проект
002.01.01.058.000	Зона перспективного строительства № 58.							
002.01.01.058.001	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 58		30 145,38		-30 145,38		См. табл. 2.2-1	Новый проект
002.01.01.067.000	Зона перспективного строительства № 67.							
002.01.01.067.001	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения № 67		15 932,80	25 159,91	9 227,11	9 227,11	См. табл. 2.2-1	Подключены к системе теплоснабжения: Жилой многоквартирный дом в ЖК "Соболиная гора", пр. Братьев Коростелевых, 68/2 (дом №4), класс энергоэффективности А++

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
	Зона перспективного строительства № 77.							
	Подключение перспективных тепловых нагрузок в перспективной зоне теплоснабжения №77			25 159,91	25 159,91	25 159,91		Подключены к системе теплоснабжения: Жилой многоквартирный дом в ЖК "Соболиная гора", пр. Братьев Коростелевых, 68/2 (дом №4), класс энергоэффективности А++
	ИТОГО		**360 673,38**	**123 303,82**	**-237 369,56**	**107 371,02**		
002.02.01.000.000	Подгруппа проектов 002.02.01.000 «Строительство крышных котельных»							
002.02.01.023.000	Зона перспективного строительства № 23.							
002.02.01.023.001	Жилой дом №3 по пр. Братьев Коростелевых, ЖК «Сакмарский», персп. крышная котельная 0,9 Гкал/ч		7 499,14	7300	-199,14		См. табл. 2.2-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
002.02.01.023.002	Жилой дом №3 по пр. Братьев Ко-ростелевых, ЖК «Сакмарский», персп. крышная котельная 0,9 Гкал/ч		7 499,14	7300	-199,14		См. табл. 2.2-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР.
	Зона перспективного строительства № 40.							
	Жилой многоквартирный дом №1 в мкр. «Заводской»			19 664,42	19 664,42	19 664,42		Объекты подключены к системе теплоснабжения
002.02.01.046.000	Зона перспективного строительства № 46.							
002.02.01.046.001	Многоквартирный дом №21 в ЖК «Оренбуржье»		12 498,57	19 664,42	7 165,85		См. табл. 2.2-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
002.02.01.046.002	Многоквартирный дом №20 (секции 1/2/3/4/5) в ЖК «Оренбуржье»		16 664,76	14 748,31	-1 916,45		См. табл. 2.2-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового за-

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
								конодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
	Многоквартирный дом №20 (секции 9/10) в ЖК «Оренбуржье»			9 832,21	9 832,21	9 832,21		Объекты подключены к системе теплоснабжения
	Многоквартирный дом №21 в ЖК «Оренбуржье»			14 748,31	14 748,31	14 748,31		Объекты подключены к системе теплоснабжения
002.02.01.054.000	Зона перспективного строительства № 54.							
002.02.01.054.001	Перспективная зона теплоснабжения № 54 вдоль улицы Уральской. Жилые дома №№ 8, 11, 12, 14-30 в мкр. Дубки. 20 крышных котельных по 1,47 Гкал/ч		244 971,97	12 598,56	-232 373,41		См. табл. 2.2-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
002.02.01.054.002	Жилой дом № 7 (7/1,7/2,7/3) в мкр. Дубки (1 очередь). Крышная котельная 1,47 Гкал/ч		12 248,60	130 651,72	118 403,12		См. табл. 2.2-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
002.02.01.054.003	Жилой дом № 13 (13/1/2/3/4/5) в мкр. Дубки, класс энергоэффективности А. крышная котельная 1,86 Гкал/ч		15 498,23	182 912,41	167 414,18		См. табл. 2.2-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
002.02.01.060.000	Зона перспективного строительства № 60.							
002.02.01.060.001	Перспективная зона теплоснабжения № 60 Крышная котельная Жилой дом по ул. Есимова			14 866,30	14 866,30	14 866,30		Объекты подключены к системе теплоснабжения
	ИТОГО		316 880,41	434 286,66	117 406,25	59 111,24		

Таблица 9.1.3

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
003.	Группа проектов 003. «Индивидуальные источники теплоснабжения»							
003.01.00.000	Подгруппа проектов 003.01.00.000 «Установка индивидуальных источников теплоснабжения»							
003.01.00.008.000	Зона перспективного строительства № 8							
003.01.00.008.001	Жилой дом по ул. Новой		34 310,00		-34 310,00		См. табл. 2.3-1	Новый проект
003.01.00.010.000	Зона перспективного строительства № 10							
003.01.00.010.001	Перспективная зона теплоснабжения № 10 между улицей Черепановых и переулками Слесарным, Токарным и Урюпинским		58 162,50		-58 162,50		См. табл. 2.3-1	Новый проект
003.01.00.036.000	Зона перспективного строительства № 36	Зона перспективного строительства № 36						
003.01.00.036.001	Жилая индивидуальная застройка в северо-западной части города	Жилая индивидуальная застройка в северо-западной части города	41 600,00	356 053,20	314 453,20		См. табл. 2.3-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
003.01.00.042.000	Зона перспективного строительства № 40	Зона перспективного строительства № 40						

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
003.01.00.042.001	Жилая индивидуальная застройка	Жилая индивидуальная застройка		55 756,00	55 756,00	55 756,00		Объекты подключены к системе теплоснабжения
003.01.00.042.000	Зона перспективного строительства № 42	Зона перспективного строительства № 42						
003.01.00.042.001	Жилая индивидуальная застройка	Жилая индивидуальная застройка	28 080,00	46 586,40	18 506,40		См. табл. 2.3-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
003.01.00.043.000	Зона перспективного строительства № 43	Зона перспективного строительства № 43						
003.01.00.043.001	Жилая индивидуальная застройка	Жилая индивидуальная застройка	27 820,00	40 537,50	12 717,50		См. табл. 2.3-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
003.01.00.048.000	Зона перспективного строительства № 48	Зона перспективного строительства № 48						
003.01.00.048.001	Жилая индивидуальная застройка	Жилая индивидуальная застройка	29 120,00	33 276,00	4 156,00		См. табл. 2.3-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
003.01.00.050.000	Зона перспективного строительства № 50	Зона перспективного строительства № 50						
003.01.00.050.001	Перспективная зона теплоснабжения № 50 в северо-восточной части города	Перспективная зона теплоснабжения № 50 в северо-восточной части города	92 040,00	144 750,60	52 710,60		См. табл. 2.3-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
003.01.00.052.000	Зона перспективного строительства № 52	Зона перспективного строительства № 52						
003.01.00.052.001	Перспективная зона теплоснабжения № 52 в северо-восточной части города	Перспективная зона теплоснабжения № 52 в северо-восточной части города	108 160,00	82 774,05	-25 385,95		См. табл. 2.3-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
003.01.00.053.000	Зона перспективного строительства № 53	Зона перспективного строительства № 53						
003.01.00.053.001	Перспективная зона теплоснабжения № 53 в северо-восточной части города	Перспективная зона теплоснабжения № 53 в северо-восточной части города	21 840,00	37 019,55	15 179,55		См. табл. 2.3-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
003.01.00.054.000	Зона перспективного строительства № 54	Зона перспективного строительства № 54						
003.01.00.054.001	Перспективная зона теплоснабжения № 54 вдоль улицы Уральской	Перспективная зона теплоснабжения № 54 вдоль улицы Уральской	53 040,00	118 684,40	65 644,40		См. табл. 2.3-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
003.01.00.055.000	Зона перспективного строительства № 55	Зона перспективного строительства № 55						
003.01.00.055.001	Жилая индивидуальная застройка	Жилая индивидуальная застройка	62 400,00	207 975,0	145 575,00		См. табл. 2.3-1	Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
003.01.00.056.000	Зона перспективного строительства № 56	Зона перспективного строительства № 56						

№ п/п	Наименование проекта в СхТС в актуальной редакции	Наименование проекта в СхТС в редакции 2018 г.	Стоимость проекта в СхТС актуальной редакции	Стоимость проекта в СхТС 2018 г.	Изменения, тыс. руб.		Ожидаемый срок выполнения	Примечание
					Изменения, тыс. руб.	в т.ч. Выполнено		
003.01.00.056.001	Жилая индивидуальная застройка	Жилая индивидуальная застройка		116 466,0	116 466,00			Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями налогового законодательства, ростом индексов МЭР. Выполнен перерасчет стоимости выполнения работ в связи с изменениями условий подключения объекта
	ИТОГО		**556 572,50**	**1 239 878,7**	**683 306,2**	**55 756,0**		

9.2. Затраты на мероприятия в Схеме теплоснабжения МО г. Оренбург

Данные по категориям затрат на мероприятия в Схеме теплоснабжения МО г. Оренбург в ценах 2019 г. приведены в табл. 9.2.1.

Таблица 9.2.1

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость, тыс. руб	Доля в %
1	Реконструкция и модернизация основного оборудования СТЭЦ	**388 525,80**	**3,4**
2	Расширение зоны действия СТЭЦ за счет вывода из эксплуатации котельных	**459 634,20**	**4,1**
3	Вывод из эксплуатации котельных с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч за счет расширения зоны действия других источников	**2201789**	**19,5**
4	Строительство источников теплоснабжения	**359 825,40**	**3,2**
5	Строительство крышных котельных	**316 989,10**	**2,8**
6	Индивидуальные источники теплоснабжения	**556 872,70**	**4,9**
7	Реконструкция тепловых сетей и сооружений на них, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса	**2 192 522,60**	**19,4**
8	Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения	**2 678 910,20**	**23,7**
9	Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки	**921 930,10**	**8,2**
10	Строительство и реконструкция насосных станций и ЦТП	**1 207 392,00**	**10,7**
	Итого	**11 284 391,10**	

Анализ данных, приведенных в табл. 9.2.1 показывает, что наиболее значительные затраты в Схеме теплоснабжения МО г. Оренбург, актуализированной в 2019 г., запланированы по трем категориям мероприятий:

1. Реконструкция тепловых сетей и сооружений на них, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса – 19,4 % от суммарных затрат, запланированных в Схеме теплоснабжения.

2. Реконструкция тепловых сетей для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения – 23,7 % от суммарных затрат, запланированных в Схеме теплоснабжения.

3. Строительство тепловых сетей для обеспечения перспективных приростов тепловой нагрузки –8,2 % от суммарных затрат, запланированных в Схеме теплоснабжения.

Стоимость мероприятий на тепловых сетях по этим трем категориям составит 5 793 362,9 тыс. руб. или более 51 % от суммарных затрат, запланированных в Схеме теплоснабжения.

Структура затрат на проведение мероприятий в схеме теплоснабжения МО г. Оренбург проиллюстрирована на диаграмме рис. 9.2.1.

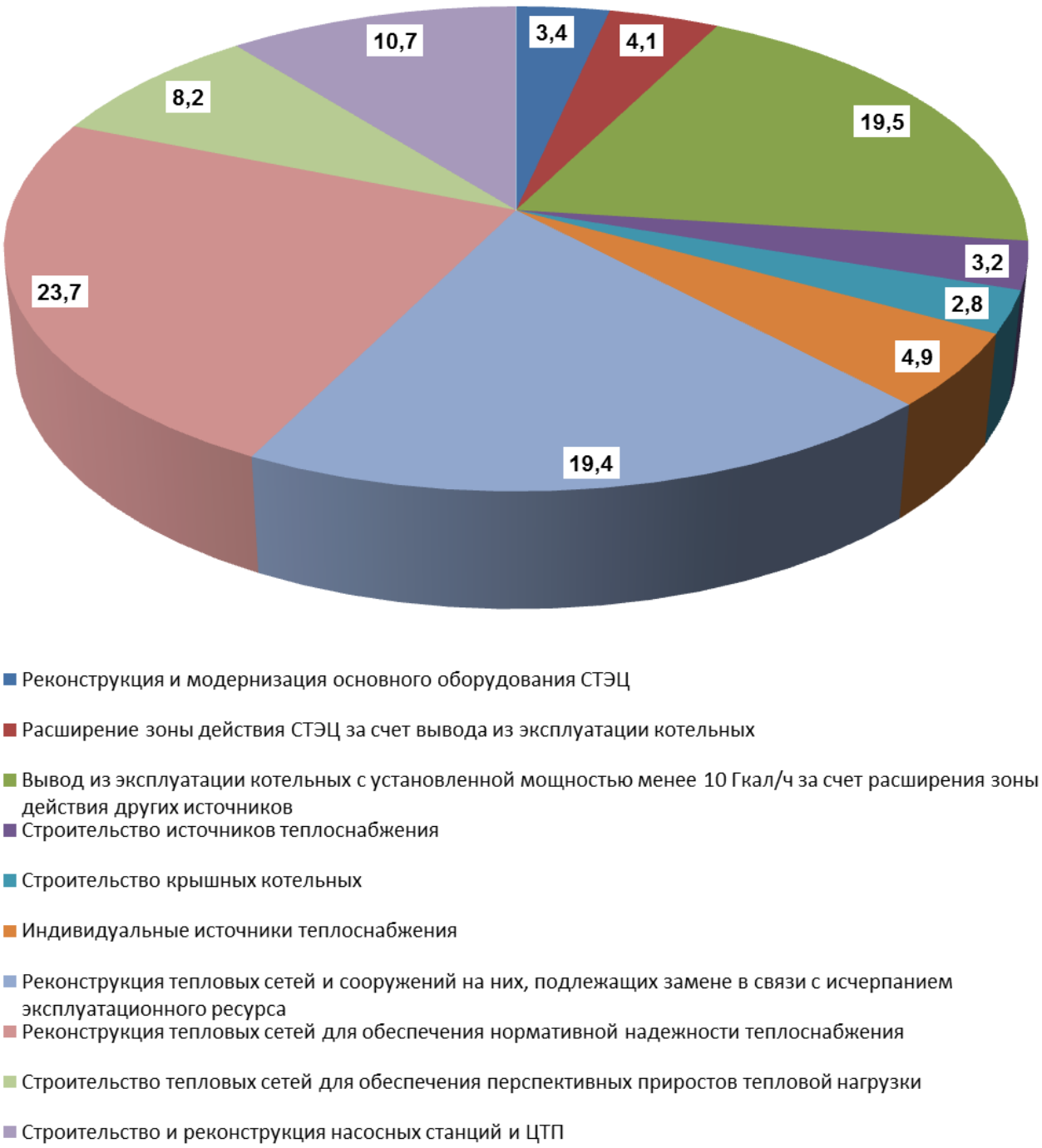

Рис 9.2.1. Структура затрат на проведение мероприятий в схеме теплоснабжения МО г. Оренбург

9.3. Источники финансирования запланированных мероприятий

Источники финансирования запланированных в схеме теплоснабжения мероприятий можно разделить на три группы:

- собственные средства предприятия (амортизация, прибыль);
- плата за подключение;
- средства застройщиков, средства собственников жилых помещений.

Структура источников финансирования приведена в табл. 9.3.1.

Таблица 9.3.1

Структура источников финансирования	Стоимость, тыс. руб	Доля в %
Собственные средства предприятия (амортизация, прибыль)	**9 129 073,0**	**80,9%**
Плата за подключение	**1 286 420,7**	**11,4%**
Средства застройщиков, средства собственников жилых помещений	**868 898,2**	**7,7%**
Итого	**11 284 391,9**	

Структура источников финансирования приведена на графике рис. 9.3.1.

Рис 9.3.1. Структура источников финансирования

Таким образом, большая часть мероприятий будет профинансирована за счет собственных средств предприятия (прибыль, амортизация) – 66,38% мероприятий (9 129,1 млн. руб. или 608,6 млн. руб. ежегодно в течение 2019 - 2033 гг.).

Источник возврата инвестиций – доходы от реализации тепловой энергии.

Подключение участков перспективной застройки будет выполнено за счет собственных средств предприятия (11,4 % мероприятий – 1 286,4 млн. руб.).

Источник возврата инвестиций – плата за подключение.

За счет средств застройщиков и собственников жилых помещений будет профинансировано 7,7 % мероприятий (868,9 млн. руб.).

Список использованных источников

1. Жилищный кодекс Российской Федерации

2. Налоговый кодекс РФ

3. Федеральный закон от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ «О теплоснабжении».

4. Федеральный Закон Российской Федерации от 23.11.2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

5. Приказ Министерства энергетики РФ от 30 декабря 2008 г. № 325 "Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя"

6. Приказ Министерства регионального развития РФ от 23 августа 2010 г. № 378 "Об утверждении методических указаний по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги"

7. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».

8. Постановление Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения»

9. Постановление Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 «О ценообразовании в теплоэнергетике»

10. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом № 645/667 Минэнерго и Минрегион России 29.12.2012 г.

11. Государственные сметные нормативы НЦС 81-02-13-2017 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2017 (приложение к приказу Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ от 21 июля 2018 г. № 1011/пр)

12. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети» (утв. 1 сентября 2003 г. постановлением Госстроя России от 24.06.2003 г. № 110)

13. Методические указания по регулированию тарифов с применением метода доходности инвестированного капитала (Приказ Федеральной службы по тарифам от 30 марта 2012 г. № 228-э).

14. РД 153-34.1-09.321-2002. «Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС»

15. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономики РФ, МинФином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК 477)

16. ВСН 29-95. Ведомственные строительные нормы по проектированию и бесканальной прокладке в г. Москве городских двухтрубных тепловых сетей из труб с индустриальной теплоизоляцией из пенополиуретана в полиэтиленовой оболочке

17. «Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок», 2003.

18. СНиП 41-02-2003 «Тепловые сети».

19. СП 41-103-2000 «Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов».

20. МДК 4-05.2004 «Методика определения потребности в топливе, электрической энергии и воде при производстве и передаче тепловой энергии и теплоносителей в системах коммунального теплоснабжения», утв. Госстроем России 12.08.2003.

21. ГОСТ 30732-2006 «Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой. Технические условия».

22. Слепченок В.С., Кузнецов Е.П., Зак М.Л., Быстров В.Д. «Расчет потребности в ресурсах для производства и передачи тепловой энергии». СПб: ФГОУ ДПО «ПЭ-ИПК», 2010.

23. Копко В.М. «Теплоизоляция трубопроводов теплосетей. Учебно-методическое пособие». Минск: «Технопринт», 2002.

24. Слепченок В.С. Петраков Г.П. Определение экономической эффективности замены старых трубопроводов тепловой сети в Санкт-Петербурге.

25. Ковалевский В.Б. Петухов Ю.С. Технико-экономические показатели теплоизолированных труб для тепловых сетей бесканальной прокладки.

Приложения

П1. Сакмарская ТЭЦ. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса и для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от Сакмарской ТЭЦ для обеспечения нормативной надежности теплоснабжения приведены табл. 0-1.

Таблица 0-1

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО по годам в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м			
0,325	Подземная бесканальная	ППУ	210	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	32 752,87	6 878,10
0,820	Подземная бесканальная	ППУ	1542	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	118 655,80	182 967,24
		ИТОГО, км	1,7520			189 845,34
2020						
0,273	Подземная бесканальная	ППУ	222	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	26 728,92	5 933,82
0,520	Подземная бесканальная	ППУ	496	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	71 638,05	35 532,47
0,820	Подземная бесканальная	ППУ	682	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	118 655,80	80 923,25
1,020	Подземная бесканальная	ППУ	322	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	147 596,24	47 525,99
		ИТОГО, км	1,7220			169 915,53
2021						
0,325	Подземная бесканальная	ППУ	7242	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	31 182,77	225 825,60
0,520	Подземная бесканальная	ППУ	794	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	71 638,05	56 880,61
		ИТОГО, км	8,0360			282 706,21
2022						
0,325	Подземная бесканальная	ППУ	1060	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	32 739,22	34 703,58
0,720	Подземная бесканальная	ППУ	1294	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	104 185,58	134 816,14
0,820	Подземная бесканальная	ППУ	570	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	118 655,80	67 633,80
1,020	Подземная бесканальная	ППУ	1048	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	147 596,24	154 680,86
		ИТОГО, км	3,9720			391 834,38
2023						
0,325	Подземная бесканальная	ППУ	768	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	32 752,87	25 154,21
0,426	Подземная бесканальная	ППУ	854	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	49 156,13	41 979,34

0,520	Подземная бесканальная	ППУ	408	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	71 638,05	29 228,32
0,720	Подземная бесканальная	ППУ	396	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	104 185,58	41 257,49
0,820	Подземная бесканальная	ППУ	500	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	118 655,80	59 327,90
1,020	Подземная бесканальная	ППУ	1328	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	147 596,24	196 007,80
		ИТОГО, км	4,2540			392 955,05
2024 – 2028 гг.						
0,426	Подземная бесканальная	ППУ	580	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	49 156,13	28 510,56
1,020	Подземная бесканальная	ППУ	2710	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	147 596,24	399 985,80
		ИТОГО, км	3,2900			428 496,36
2029 – 2033 гг.						
1,020	Подземная бесканальная	ППУ	2060	НЦС 81-02-13-2014 Таблица 13-05-003	147 596,24	304 048,25
		ИТОГО, км	2,0600			304 048,25
ИТОГО			**25,0860**			**2 159 801,12**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от Сакмарской ТЭЦ, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены табл. 0-2.

Таблица 0-2

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
2019 г.												
0.032	Подземная в непроходных каналах	ППУ	1.2	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	6 896.75	8.28	0.90	6.21	0.60	4.14	0.30	2.07
0.045		ППУ	0.2		9 698.56	1.94	0.15	1.46	0.10	0.97	0.05	0.49
0.057		ППУ	22.9		12 284.84	281.32	17.18	210.99	11.45	140.66	5.73	70.33
0.079		ППУ	13.1		17 026.36	223.05	9.83	167.29	6.55	111.53	3.28	55.76
0.089		ППУ	10.3		19 181.59	197.57	7.73	148.18	5.15	98.79	2.58	49.39
0.112		ППУ	63.8		22 373.79	1 427.45	47.85	1 070.59	31.90	713.73	15.95	356.86
0.133		ППУ	3		23 332.39	70	2.25	52.50	1.50	35.00	0.75	17.50
0.159		ППУ	74.3		25 574.93	1 900.22	55.73	1 425.17	37.15	950.11	18.58	475.06
0.219		ППУ	74		29 453.20	2 179.54	55.50	1 634.66	37.00	1 089.77	18.50	544.89
0.273		ППУ	84.7		32 245.36	2 731.18	63.53	2 048.39	42.35	1 365.59	21.18	682.80
0.325		ППУ	179.4		32 823.26	5 888.49	134.55	4 416.37	89.70	2 944.25	44.85	1 472.12
0.377		ППУ	21.5		38 074.98	818.61	16.13	613.96	10.75	409.31	5.38	204.65
0.426		ППУ	78.1		43 023.72	3 360.15	58.58	2 520.11	39.05	1 680.08	19.53	840.04
0.478		ППУ	6.9		48 275.44	333.1	5.18	249.83	3.45	166.55	1.73	83.28
0.52		ППУ	290.2		52 517.21	15 240.50	217.65	11 430.38	145.10	7 620.25	72.55	3 810.13
0.62		ППУ	20.7		62 616.68	1 296.17	15.53	972.13	10.35	648.09	5.18	324.04
0.72		ППУ	180.6		72 716.14	13 132.53	135.45	9 849.40	90.30	6 566.27	45.15	3 283.13
0.82		ППУ	353.1		82 815.60	29 242.19	264.83	21 931.64	176.55	14 621.10	88.28	7 310.55
0.92		ППУ	5.4		92 915.07	501.74	4.05	376.31	2.70	250.87	1.35	125.44
1.02		ППУ	121.2		103 014.53	12 485.36	90.90	9 364.02	60.60	6 242.68	30.30	3 121.34
ИТОГО, км			1.6046		ИТОГО	91 311.10	1.20	68 489.54	0.80	45 659.70	0.40	22 829.85
2020 г.												
0.032	Подземная в непроходных каналах	ППУ	1.5	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	6 896.75	10.35	1.13	7.76	0.75	5.18	0.38	2.59
0.045		ППУ	0.2		9 698.56	1.94	0.15	1.46	0.10	0.97	0.05	0.49
0.057		ППУ	28.9		12 284.84	355.03	21.68	266.27	14.45	177.52	7.23	88.76
0.063		ППУ	0		13 577.98	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
0.079		ППУ	16.3		17 026.36	277.53	12.23	208.15	8.15	138.77	4.08	69.38
0.089		ППУ	13.1		19 181.59	251.28	9.83	188.46	6.55	125.64	3.28	62.82
0.112		ППУ	79.3		22 373.79	1 774.24	59.48	1 330.68	39.65	887.12	19.83	443.56
0.133		ППУ	3.7		23 332.39	86.33	2.78	64.75	1.85	43.17	0.93	21.58
0.159		ППУ	92		25 574.93	2 352.89	69.00	1 764.67	46.00	1 176.45	23.00	588.22
0.219		ППУ	91.5		29 453.20	2 694.97	68.63	2 021.23	45.75	1 347.49	22.88	673.74
0.273		ППУ	105.6		32 245.36	3 405.11	79.20	2 553.83	52.80	1 702.56	26.40	851.28

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.325		ППУ	224.3		32 823.26	7 362.26	168.23	5 521.70	112.15	3 681.13	56.08	1 840.57
0.377		ППУ	27		38 074.98	1 028.02	20.25	771.02	13.50	514.01	6.75	257.01
0.426	Подземная в непроходных каналах	ППУ	98.3	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	43 023.72	4 229.23	73.73	3 171.92	49.15	2 114.62	24.58	1 057.31
0.478		ППУ	8.6		48 275.44	415.17	6.45	311.38	4.30	207.59	2.15	103.79
0.52		ППУ	361.6		52 517.21	18 990.22	271.20	14 242.67	180.80	9 495.11	90.40	4 747.56
0.62		ППУ	25.7		62 616.68	1 609.25	19.28	1 206.94	12.85	804.63	6.43	402.31
0.72		ППУ	225.3		72 716.14	16 382.95	168.98	12 287.21	112.65	8 191.48	56.33	4 095.74
0.82		ППУ	440.9		82 815.60	36 513.40	330.68	27 385.05	220.45	18 256.70	110.23	9 128.35
0.92		ППУ	6.7		92 915.07	622.53	5.03	466.90	3.35	311.27	1.68	155.63
1.02		ППУ	150.3		103 014.53	15 483.08	112.73	11 612.31	75.15	7 741.54	37.58	3 870.77
ИТОГО, км			2.0008		ИТОГО	113 835.44	1.50	85 384.34	1.00	56 922.89	0.50	28 461.45
2021 г.												
0.032	Подземная в непроходных каналах	ППУ	1.8	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	6 896.75	12.41	1.35	9.31	0.90	6.21	0.45	3.10
0.045		ППУ	0.2		9 698.56	1.94	0.15	1.46	0.10	0.97	0.05	0.49
0.057		ППУ	34.8		12 284.84	427.51	26.10	320.63	17.40	213.76	8.70	106.88
0.079		ППУ	19.5		17 026.36	332.01	14.63	249.01	9.75	166.01	4.88	83.00
0.089		ППУ	15.8		19 181.59	303.07	11.85	227.30	7.90	151.54	3.95	75.77
0.112		ППУ	94.8		22 373.79	2 121.04	71.10	1 590.78	47.40	1 060.52	23.70	530.26
0.133		ППУ	4.4		23 332.39	102.66	3.30	77.00	2.20	51.33	1.10	25.67
0.159		ППУ	109.8		25 574.93	2 808.13	82.35	2 106.10	54.90	1 404.07	27.45	702.03
0.219		ППУ	109		29 453.20	3 210.40	81.75	2 407.80	54.50	1 605.20	27.25	802.60
0.273		ППУ	126.5		32 245.36	4 079.04	94.88	3 059.28	63.25	2 039.52	31.63	1 019.76
0.325		ППУ	269.2		32 823.26	8 836.02	201.90	6 627.02	134.60	4 418.01	67.30	2 209.01
0.377		ППУ	32.4		38 074.98	1 233.63	24.30	925.22	16.20	616.82	8.10	308.41
0.426		ППУ	118.5		43 023.72	5 098.31	88.88	3 823.73	59.25	2 549.16	29.63	1 274.58
0.478		ППУ	10.2		48 275.44	492.41	7.65	369.31	5.10	246.21	2.55	123.10
0.52		ППУ	433		52 517.21	22 739.95	324.75	17 054.96	216.50	11 369.98	108.25	5 684.99
0.62		ППУ	30.7		62 616.68	1 922.33	23.03	1 441.75	15.35	961.17	7.68	480.58
0.72		ППУ	269.9		72 716.14	19 626.09	202.43	14 719.57	134.95	9 813.05	67.48	4 906.52
0.82		ППУ	528.6		82 815.60	43 776.33	396.45	32 832.25	264.30	21 888.17	132.15	10 944.08
0.92		ППУ	8		92 915.07	743.32	6.00	557.49	4.00	371.66	2.00	185.83
1.02		ППУ	179.5		103 014.53	18 491.11	134.63	13 868.33	89.75	9 245.56	44.88	4 622.78
ИТОГО, км			2.3966		ИТОГО	136 345.30	1.80	102 268.28	1.20	68 178.86	0.60	34 089.43
2022 г.												
0.032	Подземная в непроходных	ППУ	2.1	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	6 896.75	14.48	1.58	10.86	1.05	7.24	0.53	3.62
0.045		ППУ	0.3		9 698.56	2.91	0.23	2.18	0.15	1.46	0.08	0.73

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.057	каналах	ППУ	40.7		12 284.84	499.99	30.53	374.99	20.35	250.00	10.18	125.00
0.079		ППУ	22.7		17 026.36	386.5	17.03	289.88	11.35	193.25	5.68	96.63
0.089		ППУ	18.5		19 181.59	354.86	13.88	266.15	9.25	177.43	4.63	88.72
0.112		ППУ	110.3		22 373.79	2 467.83	82.73	1 850.87	55.15	1 233.92	27.58	616.96
0.133		ППУ	5.2		23 332.39	121.33	3.90	91.00	2.60	60.67	1.30	30.33
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	127.5	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	25 574.93	3 260.80	95.63	2 445.60	63.75	1 630.40	31.88	815.20
0.219		ППУ	126.5		29 453.20	3 725.83	94.88	2 794.37	63.25	1 862.92	31.63	931.46
0.273		ППУ	147.4		32 245.36	4 752.97	110.55	3 564.73	73.70	2 376.49	36.85	1 188.24
0.325		ППУ	314.1		32 823.26	10 309.79	235.58	7 732.34	157.05	5 154.90	78.53	2 577.45
0.377		ППУ	37.9		38 074.98	1 443.04	28.43	1 082.28	18.95	721.52	9.48	360.76
0.426		ППУ	138.6		43 023.72	5 963.09	103.95	4 472.32	69.30	2 981.55	34.65	1 490.77
0.478		ППУ	11.9		48 275.44	574.48	8.93	430.86	5.95	287.24	2.98	143.62
0.52		ППУ	504.4		52 517.21	26 489.68	378.30	19 867.26	252.20	13 244.84	126.10	6 622.42
0.62		ППУ	35.7		62 616.68	2 235.42	26.78	1 676.57	17.85	1 117.71	8.93	558.86
0.72		ППУ	314.6		72 716.14	22 876.50	235.95	17 157.38	157.30	11 438.25	78.65	5 719.13
0.82		ППУ	616.4		82 815.60	51 047.54	462.30	38 285.66	308.20	25 523.77	154.10	12 761.89
0.92		ППУ	9.4		92 915.07	873.4	7.05	655.05	4.70	436.70	2.35	218.35
1.02		ППУ	208.7		103 014.53	21 499.13	156.53	16 124.35	104.35	10 749.57	52.18	5 374.78
ИТОГО, км			2.7929		ИТОГО	158 885.08	2.09	119 174.68	1.40	79 449.79	0.70	39 724.89
2023 г.												
0.032	Подземная в непроходных каналах	ППУ	2.4	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	6 896.75	16.55	1.80	12.41	1.20	8.28	0.60	4.14
0.045		ППУ	0.3		9 698.56	2.91	0.23	2.18	0.15	1.46	0.08	0.73
0.057		ППУ	46.6		12 284.84	572.47	34.95	429.35	23.30	286.24	11.65	143.12
0.079		ППУ	25.9		17 026.36	440.98	19.43	330.74	12.95	220.49	6.48	110.25
0.089		ППУ	21.2		19 181.59	406.65	15.90	304.99	10.60	203.33	5.30	101.66
0.112		ППУ	125.8		22 373.79	2 814.62	94.35	2 110.97	62.90	1 407.31	31.45	703.66
0.133		ППУ	5.9		23 332.39	137.66	4.43	103.25	2.95	68.83	1.48	34.42
0.159		ППУ	145.3		25 574.93	3 716.04	108.98	2 787.03	72.65	1 858.02	36.33	929.01
0.219		ППУ	144		29 453.20	4 241.26	108.00	3 180.95	72.00	2 120.63	36.00	1 060.32
0.273		ППУ	168.3		32 245.36	5 426.89	126.23	4 070.17	84.15	2 713.45	42.08	1 356.72
0.325		ППУ	359		32 823.26	11 783.55	269.25	8 837.66	179.50	5 891.78	89.75	2 945.89
0.377		ППУ	43.4		38 074.98	1 652.45	32.55	1 239.34	21.70	826.23	10.85	413.11
0.426		ППУ	158.8		43 023.72	6 832.17	119.10	5 124.13	79.40	3 416.09	39.70	1 708.04
0.478		ППУ	13.5		48 275.44	651.72	10.13	488.79	6.75	325.86	3.38	162.93
0.52		ППУ	575.7		52 517.21	30 234.16	431.78	22 675.62	287.85	15 117.08	143.93	7 558.54
0.62		ППУ	40.7		62 616.68	2 548.50	30.53	1 911.38	20.35	1 274.25	10.18	637.13

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.72		ППУ	359.2		72 716.14	26 119.64	269.40	19 589.73	179.60	13 059.82	89.80	6 529.91
0.82		ППУ	704.1		82 815.60	58 310.47	528.08	43 732.85	352.05	29 155.24	176.03	14 577.62
0.92		ППУ	10.7		92 915.07	994.19	8.03	745.64	5.35	497.10	2.68	248.55
1.02		ППУ	237.8		103 014.53	24 496.86	178.35	18 372.65	118.90	12 248.43	59.45	6 124.22
ИТОГО, км			3.1886		ИТОГО	181 383.19	2.39	136 049.81	1.59	90 699.87	0.80	45 349.94
2024 - 2028 гг.												
0.032	Подземная в непроходных каналах	ППУ	12.6	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	6 896.75	86.9	9.45	65.18	6.30	43.45	3.15	21.73
0.045		ППУ	1.5		9 698.56	14.55	1.13	10.91	0.75	7.28	0.38	3.64
0.057		ППУ	245.8		12 284.84	3 019.61	184.35	2 264.71	122.90	1 509.81	61.45	754.90
0.079		ППУ	135.6		17 026.36	2 308.77	101.70	1 731.58	67.80	1 154.39	33.90	577.19
0.089		ППУ	112		19 181.59	2 148.34	84.00	1 611.26	56.00	1 074.17	28.00	537.09
0.112		ППУ	658.2		22 373.79	14 726.43	493.65	11 044.82	329.10	7 363.22	164.55	3 681.61
0.133		ППУ	30.8		23 332.39	718.64	23.10	538.98	15.40	359.32	7.70	179.66
0.159		ППУ	758.6		25 574.93	19 401.14	568.95	14 550.86	379.30	9 700.57	189.65	4 850.29
0.219		ППУ	751.3		29 453.20	22 128.19	563.48	16 596.14	375.65	11 064.10	187.83	5 532.05
0.273		ППУ	882.2		32 245.36	28 446.86	661.65	21 335.15	441.10	14 223.43	220.55	7 111.72
0.325		ППУ	1885		32 823.26	61 871.84	1 413.75	46 403.88	942.50	30 935.92	471.25	15 467.96
0.377		ППУ	228.5		38 074.98	8 700.13	171.38	6 525.10	114.25	4 350.07	57.13	2 175.03
0.426		ППУ	837.1		43 023.72	36 015.15	627.83	27 011.36	418.55	18 007.58	209.28	9 003.79
0.478		ППУ	70.8		48 275.44	3 417.90	53.10	2 563.43	35.40	1 708.95	17.70	854.48
0.52		ППУ	3016.8		52 517.21	158 433.93	2 262.60	118 825.45	1 508.40	79 216.97	754.20	39 608.48
0.62		ППУ	212.8		62 616.68	13 324.83	159.60	9 993.62	106.40	6 662.42	53.20	3 331.21
0.72		ППУ	1883.4		72 716.14	136 953.58	1 412.55	102 715.19	941.70	68 476.79	470.85	34 238.40
0.82		ППУ	3693.8		82 815.60	305 904.28	2 770.35	229 428.21	1 846.90	152 952.14	923.45	76 476.07
0.92		ППУ	55.8		92 915.07	5 184.66	41.85	3 888.50	27.90	2 592.33	13.95	1 296.17
1.02		ППУ	1243		103 014.53	128 047.06	932.25	96 035.30	621.50	64 023.53	310.75	32 011.77
ИТОГО, км			16.7156		ИТОГО	950 765.89	12.54	713 139.59	8.36	475 426.40	4.18	237 713.20
2029 - 2033 гг.												
0.032	Подземная в непроходных каналах	ППУ	3.9	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	6 896.75	26.9	2.93	20.18	1.95	13.45	0.98	6.73
0.045		ППУ	0.5		9 698.56	4.85	0.38	3.64	0.25	2.43	0.13	1.21
0.057		ППУ	76.3		12 284.84	937.33	57.23	703.00	38.15	468.67	19.08	234.33
0.079		ППУ	41.9		17 026.36	713.4	31.43	535.05	20.95	356.70	10.48	178.35
0.089		ППУ	34.8		19 181.59	667.52	26.10	500.64	17.40	333.76	8.70	166.88
0.112		ППУ	203.2		22 373.79	4 546.35	152.40	3 409.76	101.60	2 273.18	50.80	1 136.59
0.133		ППУ	9.5		23 332.39	221.66	7.13	166.25	4.75	110.83	2.38	55.42
0.159		ППУ	234		25 574.93	5 984.53	175.50	4 488.40	117.00	2 992.27	58.50	1 496.13

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.219		ППУ	231.6		29 453.20	6 821.36	173.70	5 116.02	115.80	3 410.68	57.90	1 705.34
0.273		ППУ	272.8		32 245.36	8 796.53	204.60	6 597.40	136.40	4 398.27	68.20	2 199.13
0.325		ППУ	583.5		32 823.26	19 152.37	437.63	14 364.28	291.75	9 576.19	145.88	4 788.09
0.377		ППУ	70.8		38 074.98	2 695.71	53.10	2 021.78	35.40	1 347.86	17.70	673.93
0.426	Подземная в непроходных каналах	ППУ	259.7	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	43 023.72	11 173.26	194.78	8 379.95	129.85	5 586.63	64.93	2 793.32
0.478		ППУ	21.9		48 275.44	1 057.23	16.43	792.92	10.95	528.62	5.48	264.31
0.52		ППУ	932.7		52 517.21	48 982.80	699.53	36 737.10	466.35	24 491.40	233.18	12 245.70
0.62		ППУ	65.6		62 616.68	4 107.65	49.20	3 080.74	32.80	2 053.83	16.40	1 026.91
0.72		ППУ	582.5		72 716.14	42 357.15	436.88	31 767.86	291.25	21 178.58	145.63	10 589.29
0.82		ППУ	1142.8		82 815.60	94 641.67	857.10	70 981.25	571.40	47 320.84	285.70	23 660.42
0.92		ППУ	17.2		92 915.07	1 598.14	12.90	1 198.61	8.60	799.07	4.30	399.54
1.02		ППУ	383.7		103 014.53	39 526.68	287.78	29 645.01	191.85	19 763.34	95.93	9 881.67
ИТОГО, км			5.1689		ИТОГО	293 986.22	3.88	220 509.82	2.58	147 006.55	1.29	73 503.27
2019 г.												
0.025	Подземная бесканальная	ППУ	11.9	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-05-003	3 116.02	37.08	8.93	27.81	5.95	18.54	2.98	9.27
0.032		ППУ	32.4		3 988.51	129.23	24.30	96.92	16.20	64.62	8.10	32.31
0.038		ППУ	0.5		4 736.35	2.37	0.38	1.78	0.25	1.19	0.13	0.59
0.045		ППУ	50.7		5 608.84	284.37	38.03	213.28	25.35	142.19	12.68	71.09
0.057		ППУ	303		7 104.53	2 152.67	227.25	1 614.50	151.50	1 076.34	75.75	538.17
0.065		ППУ	32		8 101.66	259.25	24.00	194.44	16.00	129.63	8.00	64.81
0.079		ППУ	191.9		9 846.63	1 889.57	143.93	1 417.18	95.95	944.79	47.98	472.39
0.089		ППУ	198.2		11 093.04	2 198.64	148.65	1 648.98	99.10	1 099.32	49.55	549.66
0.096		ППУ	32.7		12 247.27	400.49	24.53	300.37	16.35	200.25	8.18	100.12
0.112		ППУ	595.2		12 247.27	7 289.57	446.40	5 467.18	297.60	3 644.79	148.80	1 822.39
0.133		ППУ	132.1		13 504.50	1 783.94	99.08	1 337.96	66.05	891.97	33.03	445.99
0.159		ППУ	748		15 225.35	11 388.56	561.00	8 541.42	374.00	5 694.28	187.00	2 847.14
0.219		ППУ	459		19 022.88	8 731.50	344.25	6 548.63	229.50	4 365.75	114.75	2 182.88
0.273		ППУ	235.4		22 719.58	5 348.19	176.55	4 011.14	117.70	2 674.10	58.85	1 337.05
0.325		ППУ	217.7		27 839.94	6 060.76	163.28	4 545.57	108.85	3 030.38	54.43	1 515.19
0.377		ППУ	54.7		32 280.88	1 765.76	41.03	1 324.32	27.35	882.88	13.68	441.44
0.426		ППУ	59.2		41 782.71	2 473.54	44.40	1 855.16	29.60	1 236.77	14.80	618.39
0.52		ППУ	87.4		63 958.37	5 589.96	65.55	4 192.47	43.70	2 794.98	21.85	1 397.49
0.62		ППУ	8.3		76 258.06	632.94	6.23	474.71	4.15	316.47	2.08	158.24
0.72		ППУ	11.2		88 557.74	991.85	8.40	743.89	5.60	495.93	2.80	247.96
0.82		ППУ	27		100 857.43	2 723.15	20.25	2 042.36	13.50	1 361.58	6.75	680.79
ИТОГО, км			3.4885			62 133.39	2.62	46 600.04	1.74	31 066.70	0.87	15 533.35

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
2020 г.												
0.025	Подземная бесканальная	ППУ	14.7	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-05-003	3 116.02	45.81	11.03	34.36	7.35	22.91	3.68	11.45
0.032		ППУ	40.5		3 988.51	161.53	30.38	121.15	20.25	80.77	10.13	40.38
0.038		ППУ	0.6		4 736.35	2.84	0.45	2.13	0.30	1.42	0.15	0.71
0.045		ППУ	62.8		5 608.84	352.24	47.10	264.18	31.40	176.12	15.70	88.06
0.057		ППУ	379.6		7 104.53	2 696.88	284.70	2 022.66	189.80	1 348.44	94.90	674.22
0.065		ППУ	39.7		8 101.66	321.64	29.78	241.23	19.85	160.82	9.93	80.41
0.079		ППУ	239.5		9 846.63	2 358.27	179.63	1 768.70	119.75	1 179.14	59.88	589.57
0.089		ППУ	248.8		11 093.04	2 759.95	186.60	2 069.96	124.40	1 379.98	62.20	689.99
0.096		ППУ	40.5		12 247.27	496.01	30.38	372.01	20.25	248.01	10.13	124.00
0.112		ППУ	743.1		12 247.27	9 100.94	557.33	6 825.71	371.55	4 550.47	185.78	2 275.24
0.133		ППУ	165		13 504.50	2 228.24	123.75	1 671.18	82.50	1 114.12	41.25	557.06
0.159		ППУ	934.5		15 225.35	14 228.09	700.88	10 671.07	467.25	7 114.05	233.63	3 557.02
0.219		ППУ	573.2		19 022.88	10 903.91	429.90	8 177.93	286.60	5 451.96	143.30	2 725.98
0.273		ППУ	296.2		22 719.58	6 729.54	222.15	5 047.16	148.10	3 364.77	74.05	1 682.39
0.325		ППУ	271.3		27 839.94	7 552.98	203.48	5 664.74	135.65	3 776.49	67.83	1 888.25
0.377		ППУ	69.9		32 280.88	2 256.43	52.43	1 692.32	34.95	1 128.22	17.48	564.11
0.426		ППУ	76.1		41 782.71	3 179.66	57.08	2 384.75	38.05	1 589.83	19.03	794.92
0.52		ППУ	115.4		63 958.37	7 380.80	86.55	5 535.60	57.70	3 690.40	28.85	1 845.20
0.62		ППУ	11.1		76 258.06	846.46	8.33	634.85	5.55	423.23	2.78	211.62
0.72		ППУ	15.1		88 557.74	1 337.22	11.33	1 002.92	7.55	668.61	3.78	334.31
0.82		ППУ	33.9		100 857.43	3 419.07	25.43	2 564.30	16.95	1 709.54	8.48	854.77
ИТОГО, км			4.3715			78 358.51	3.28	58 768.88	2.19	39 179.26	1.09	19 589.63
2021 г.												
0.025	Подземная бесканальная	ППУ	17.5	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-05-003	3 116.02	54.53	13.13	40.90	8.75	27.27	4.38	13.63
0.032		ППУ	48.6		3 988.51	193.84	36.45	145.38	24.30	96.92	12.15	48.46
0.038		ППУ	0.7		4 736.35	3.32	0.53	2.49	0.35	1.66	0.18	0.83
0.045		ППУ	74.9		5 608.84	420.1	56.18	315.08	37.45	210.05	18.73	105.03
0.057		ППУ	456.2		7 104.53	3 241.09	342.15	2 430.82	228.10	1 620.55	114.05	810.27
0.065		ППУ	47.5		8 101.66	384.83	35.63	288.62	23.75	192.42	11.88	96.21
0.079		ППУ	287.1		9 846.63	2 826.97	215.33	2 120.23	143.55	1 413.49	71.78	706.74
0.089		ППУ	299.4		11 093.04	3 321.26	224.55	2 490.95	149.70	1 660.63	74.85	830.32
0.096		ППУ	48.4		12 247.27	592.77	36.30	444.58	24.20	296.39	12.10	148.19
0.112		ППУ	890.9		12 247.27	10 911.09	668.18	8 183.32	445.45	5 455.55	222.73	2 727.77
0.133		ППУ	198		13 504.50	2 673.89	148.50	2 005.42	99.00	1 336.95	49.50	668.47
0.159		ППУ	1121		15 225.35	17 067.62	840.75	12 800.72	560.50	8 533.81	280.25	4 266.91

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.219		ППУ	687.5		19 022.88	13 078.23	515.63	9 808.67	343.75	6 539.12	171.88	3 269.56
0.273		ППУ	357		22 719.58	8 110.89	267.75	6 083.17	178.50	4 055.45	89.25	2 027.72
0.325	Подземная бесканальная	ППУ	324.8	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-05-003	27 839.94	9 042.41	243.60	6 781.81	162.40	4 521.21	81.20	2 260.60
0.377		ППУ	85		32 280.88	2 743.87	63.75	2 057.90	42.50	1 371.94	21.25	685.97
0.426		ППУ	92.9		41 782.71	3 881.61	69.68	2 911.21	46.45	1 940.81	23.23	970.40
0.52		ППУ	143.5		63 958.37	9 178.03	107.63	6 883.52	71.75	4 589.02	35.88	2 294.51
0.62		ППУ	14		76 258.06	1 067.61	10.50	800.71	7.00	533.81	3.50	266.90
0.72		ППУ	19		88 557.74	1 682.60	14.25	1 261.95	9.50	841.30	4.75	420.65
0.82		ППУ	40.9		100 857.43	4 125.07	30.68	3 093.80	20.45	2 062.54	10.23	1 031.27
ИТОГО, км			5.2548			94 601.62	3.94	70 951.22	2.63	47 300.82	1.31	23 650.41
2022 г.												
0.025	Подземная бесканальная	ППУ	20.3	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-05-003	3 116.02	63.26	15.23	47.45	10.15	31.63	5.08	15.82
0.032		ППУ	56.7		3 988.51	226.15	42.53	169.61	28.35	113.08	14.18	56.54
0.038		ППУ	0.8		4 736.35	3.79	0.60	2.84	0.40	1.90	0.20	0.95
0.045		ППУ	87		5 608.84	487.97	65.25	365.98	43.50	243.99	21.75	121.99
0.057		ППУ	532.7		7 104.53	3 784.58	399.53	2 838.44	266.35	1 892.29	133.18	946.15
0.065		ППУ	55.2		8 101.66	447.21	41.40	335.41	27.60	223.61	13.80	111.80
0.079		ППУ	334.7		9 846.63	3 295.67	251.03	2 471.75	167.35	1 647.84	83.68	823.92
0.089		ППУ	350		11 093.04	3 882.56	262.50	2 911.92	175.00	1 941.28	87.50	970.64
0.096		ППУ	56.2		12 247.27	688.3	42.15	516.23	28.10	344.15	14.05	172.08
0.112		ППУ	1038.8		12 247.27	12 722.46	779.10	9 541.85	519.40	6 361.23	259.70	3 180.62
0.133		ППУ	230.9		13 504.50	3 118.19	173.18	2 338.64	115.45	1 559.10	57.73	779.55
0.159		ППУ	1307.5		15 225.35	19 907.14	980.63	14 930.36	653.75	9 953.57	326.88	4 976.79
0.219		ППУ	801.8		19 022.88	15 252.54	601.35	11 439.41	400.90	7 626.27	200.45	3 813.14
0.273		ППУ	417.8		22 719.58	9 492.24	313.35	7 119.18	208.90	4 746.12	104.45	2 373.06
0.325		ППУ	378.4		27 839.94	10 534.63	283.80	7 900.97	189.20	5 267.32	94.60	2 633.66
0.377		ППУ	100.2		32 280.88	3 234.54	75.15	2 425.91	50.10	1 617.27	25.05	808.64
0.426		ППУ	109.8		41 782.71	4 587.74	82.35	3 440.81	54.90	2 293.87	27.45	1 146.94
0.52		ППУ	171.6		63 958.37	10 975.26	128.70	8 231.45	85.80	5 487.63	42.90	2 743.82
0.62		ППУ	16.9		76 258.06	1 288.76	12.68	966.57	8.45	644.38	4.23	322.19
0.72		ППУ	23		88 557.74	2 036.83	17.25	1 527.62	11.50	1 018.42	5.75	509.21
0.82		ППУ	47.9		100 857.43	4 831.07	35.93	3 623.30	23.95	2 415.54	11.98	1 207.77
ИТОГО, км			6.1382			110 860.90	4.60	83 145.67	3.07	55 430.45	1.53	27 715.22
2023 г.												
0.025	Подземная бесканальная	ППУ	23.1	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-05-003	3 116.02	71.98	17.33	53.99	11.55	35.99	5.78	18.00
0.032		ППУ	64.8		3 988.51	258.46	48.60	193.85	32.40	129.23	16.20	64.62

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.038		ППУ	0.9		4 736.35	4.26	0.68	3.20	0.45	2.13	0.23	1.07
0.045		ППУ	99.1		5 608.84	555.84	74.33	416.88	49.55	277.92	24.78	138.96
0.057		ППУ	609.3		7 104.53	4 328.79	456.98	3 246.59	304.65	2 164.40	152.33	1 082.20
0.065		ППУ	62.9		8 101.66	509.59	47.18	382.19	31.45	254.80	15.73	127.40
0.079	Подземная бесканальная	ППУ	382.3	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-05-003	9 846.63	3 764.37	286.73	2 823.28	191.15	1 882.19	95.58	941.09
0.089		ППУ	400.6		11 093.04	4 443.87	300.45	3 332.90	200.30	2 221.94	100.15	1 110.97
0.096		ППУ	64		12 247.27	783.83	48.00	587.87	32.00	391.92	16.00	195.96
0.112		ППУ	1186.6		12 247.27	14 532.61	889.95	10 899.46	593.30	7 266.31	296.65	3 633.15
0.133		ППУ	263.8		13 504.50	3 562.49	197.85	2 671.87	131.90	1 781.25	65.95	890.62
0.159		ППУ	1494		15 225.35	22 746.67	1 120.50	17 060.00	747.00	11 373.34	373.50	5 686.67
0.219		ППУ	916.1		19 022.88	17 426.86	687.08	13 070.15	458.05	8 713.43	229.03	4 356.72
0.273		ППУ	478.6		22 719.58	10 873.59	358.95	8 155.19	239.30	5 436.80	119.65	2 718.40
0.325		ППУ	432		27 839.94	12 026.85	324.00	9 020.14	216.00	6 013.43	108.00	3 006.71
0.377		ППУ	115.4		32 280.88	3 725.21	86.55	2 793.91	57.70	1 862.61	28.85	931.30
0.426		ППУ	126.7		41 782.71	5 293.87	95.03	3 970.40	63.35	2 646.94	31.68	1 323.47
0.52		ППУ	199.7		63 958.37	12 772.49	149.78	9 579.37	99.85	6 386.25	49.93	3 193.12
0.62		ППУ	19.8		76 258.06	1 509.91	14.85	1 132.43	9.90	754.96	4.95	377.48
0.72		ППУ	26.9		88 557.74	2 382.20	20.18	1 786.65	13.45	1 191.10	6.73	595.55
0.82		ППУ	54.9		100 857.43	5 537.07	41.18	4 152.80	27.45	2 768.54	13.73	1 384.27
ИТОГО, км			7.0215			127 110.81	5.27	95 333.11	3.51	63 555.41	1.76	31 777.70
2024 - 2028 гг.												
0.025	Подземная бесканальная	ППУ	120.6	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-05-003	3 116.02	375.79	90.45	281.84	60.30	187.90	30.15	93.95
0.032		ППУ	339.9		3 988.51	1 355.69	254.93	1 016.77	169.95	677.85	84.98	338.92
0.038		ППУ	4.6		4 736.35	21.79	3.45	16.34	2.30	10.90	1.15	5.45
0.045		ППУ	517.4		5 608.84	2 902.01	388.05	2 176.51	258.70	1 451.01	129.35	725.50
0.057		ППУ	3203.2		7 104.53	22 757.23	2 402.40	17 067.92	1 601.60	11 378.62	800.80	5 689.31
0.065		ППУ	328.8		8 101.66	2 663.83	246.60	1 997.87	164.40	1 331.92	82.20	665.96
0.079		ППУ	2005.2		9 846.63	19 744.46	1 503.90	14 808.35	1 002.60	9 872.23	501.30	4 936.12
0.089		ППУ	2108.4		11 093.04	23 388.56	1 581.30	17 541.42	1 054.20	11 694.28	527.10	5 847.14
0.096		ППУ	334		12 247.27	4 090.59	250.50	3 067.94	167.00	2 045.30	83.50	1 022.65
0.112		ППУ	6224.8		12 247.27	76 236.78	4 668.60	57 177.59	3 112.40	38 118.39	1 556.20	19 059.20
0.133		ППУ	1384.8		13 504.50	18 701.03	1 038.60	14 025.77	692.40	9 350.52	346.20	4 675.26
0.159		ППУ	7841.4		15 225.35	119 388.06	5 881.05	89 541.05	3 920.70	59 694.03	1 960.35	29 847.02
0.219		ППУ	4807		19 022.88	91 442.97	3 605.25	68 582.23	2 403.50	45 721.49	1 201.75	22 860.74
0.273		ППУ	2522.4		22 719.58	57 307.88	1 891.80	42 980.91	1 261.20	28 653.94	630.60	14 326.97
0.325		ППУ	2264		27 839.94	63 029.63	1 698.00	47 272.22	1 132.00	31 514.82	566.00	15 757.41

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.377		ППУ	613.1		32 280.88	19 791.40	459.83	14 843.55	306.55	9 895.70	153.28	4 947.85
0.426		ППУ	675.5		41 782.71	28 224.22	506.63	21 168.17	337.75	14 112.11	168.88	7 056.06
0.52		ППУ	1079.4		63 958.37	69 036.66	809.55	51 777.50	539.70	34 518.33	269.85	17 259.17
0.62		ППУ	108		76 258.06	8 235.87	81.00	6 176.90	54.00	4 117.94	27.00	2 058.97
0.72		ППУ	146.6		88 557.74	12 982.56	109.95	9 736.92	73.30	6 491.28	36.65	3 245.64
0.82		ППУ	289.1		100 857.43	29 157.88	216.83	21 868.41	144.55	14 578.94	72.28	7 289.47
ИТОГО, км			36.9182			670 834.91	27.69	503 126.17	18.46	335 417.45	9.23	167 708.72
2029 - 2033 гг.												
0.025	Подземная бесканальная	ППУ	37.2	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-05-003	3 116.02	115.92	27.90	86.94	18.60	57.96	9.30	28.98
0.032		ППУ	105.2		3 988.51	419.59	78.90	314.69	52.60	209.80	26.30	104.90
0.038		ППУ	1.4		4 736.35	6.63	1.05	4.97	0.70	3.32	0.35	1.66
0.045		ППУ	159.6		5 608.84	895.17	119.70	671.38	79.80	447.59	39.90	223.79
0.057		ППУ	992.2		7 104.53	7 049.12	744.15	5 286.84	496.10	3 524.56	248.05	1 762.28
0.065		ППУ	101.5		8 101.66	822.32	76.13	616.74	50.75	411.16	25.38	205.58
0.079		ППУ	620.3		9 846.63	6 107.86	465.23	4 580.90	310.15	3 053.93	155.08	1 526.97
0.089		ППУ	653.6		11 093.04	7 250.41	490.20	5 437.81	326.80	3 625.21	163.40	1 812.60
0.096		ППУ	103		12 247.27	1 261.47	77.25	946.10	51.50	630.74	25.75	315.37
0.112		ППУ	1925.8		12 247.27	23 585.79	1 444.35	17 689.34	962.90	11 792.90	481.45	5 896.45
0.133		ППУ	428.5		13 504.50	5 786.68	321.38	4 340.01	214.25	2 893.34	107.13	1 446.67
0.159		ППУ	2426.6		15 225.35	36 945.83	1 819.95	27 709.37	1 213.30	18 472.92	606.65	9 236.46
0.219		ППУ	1487.5		19 022.88	28 296.53	1 115.63	21 222.40	743.75	14 148.27	371.88	7 074.13
0.273		ППУ	782.6		22 719.58	17 780.35	586.95	13 335.26	391.30	8 890.18	195.65	4 445.09
0.325		ППУ	700		27 839.94	19 487.96	525.00	14 615.97	350.00	9 743.98	175.00	4 871.99
0.377		ППУ	191.2		32 280.88	6 172.10	143.40	4 629.08	95.60	3 086.05	47.80	1 543.03
0.426		ППУ	211		41 782.71	8 816.15	158.25	6 612.11	105.50	4 408.08	52.75	2 204.04
0.52		ППУ	340.1		63 958.37	21 752.24	255.08	16 314.18	170.05	10 876.12	85.03	5 438.06
0.62		ППУ	34.2		76 258.06	2 608.03	25.65	1 956.02	17.10	1 304.02	8.55	652.01
0.72		ППУ	46.5		88 557.74	4 117.93	34.88	3 088.45	23.25	2 058.97	11.63	1 029.48
0.82		ППУ	89.7		100 857.43	9 046.91	67.28	6 785.18	44.85	4 523.46	22.43	2 261.73
ИТОГО, км			11.4377			208 324.99	8.58	156 243.74	5.72	104 162.50	2.86	52 081.25
2019 г.												
0.025	Надземная на низких опорах	ППУ	20	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	2 083.57	41.67	15.00	31.25	10.00	20.84	5.00	10.42
0.032		ППУ	39.8		2 666.97	106.15	29.85	79.61	19.90	53.08	9.95	26.54
0.038		ППУ	9.9		3 167.03	31.35	7.43	23.51	4.95	15.68	2.48	7.84
0.045		ППУ	35.6		3 750.43	133.52	26.70	100.14	17.80	66.76	8.90	33.38
0.057		ППУ	389.9		4 750.55	1 852.24	292.43	1 389.18	194.95	926.12	97.48	463.06

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.065		ППУ	13.6		5 417.29	73.68	10.20	55.26	6.80	36.84	3.40	18.42
0.079		ППУ	210.1		6 584.09	1 383.32	157.58	1 037.49	105.05	691.66	52.53	345.83
0.089		ППУ	351.1		7 417.52	2 604.29	263.33	1 953.22	175.55	1 302.15	87.78	651.07
0.096		ППУ	11.5		7 797.91	89.68	8.63	67.26	5.75	44.84	2.88	22.42
0.112		ППУ	708.7		7 797.91	5 526.38	531.53	4 144.79	354.35	2 763.19	177.18	1 381.60
0.133		ППУ	187.8		8 204.52	1 540.81	140.85	1 155.61	93.90	770.41	46.95	385.20
0.159		ППУ	681.8		8 685.50	5 921.77	511.35	4 441.33	340.90	2 960.89	170.45	1 480.44
0.219		ППУ	398.1		10 147.71	4 039.80	298.58	3 029.85	199.05	2 019.90	99.53	1 009.95
0.273		ППУ	232		12 217.85	2 834.54	174.00	2 125.91	116.00	1 417.27	58.00	708.64
0.325		ППУ	154.1		13 608.01	2 096.99	115.58	1 572.74	77.05	1 048.50	38.53	524.25
0.377		ППУ	43.2		15 785.30	681.92	32.40	511.44	21.60	340.96	10.80	170.48
0.426		ППУ	63.9		17 836.97	1 139.78	47.93	854.84	31.95	569.89	15.98	284.95
0.52		ППУ	171.3		21 772.82	3 729.68	128.48	2 797.26	85.65	1 864.84	42.83	932.42
0.62	Надземная на низких опорах	ППУ	58.1	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	25 959.90	1 508.27	43.58	1 131.20	29.05	754.14	14.53	377.07
0.72		ППУ	112.3		30 146.98	3 385.51	84.23	2 539.13	56.15	1 692.76	28.08	846.38
0.82		ППУ	390.1		34 334.07	13 393.72	292.58	10 045.29	195.05	6 696.86	97.53	3 348.43
0.92		ППУ	23.5		38 521.15	905.25	17.63	678.94	11.75	452.63	5.88	226.31
1.02		ППУ	239.1		42 708.23	10 211.54	179.33	7 658.66	119.55	5 105.77	59.78	2 552.89
ИТОГО, км			4.5455		0	63 084.03	3.41	47 423.90	2.27	31 615.93	1.14	15 807.97
2020 г.												
0.025		ППУ	24.8		2 083.57	51.67	18.60	38.75	12.40	25.84	6.20	12.92
0.032		ППУ	49.3		2 666.97	131.48	36.98	98.61	24.65	65.74	12.33	32.87
0.038		ППУ	12		3 167.03	38	9.00	28.50	6.00	19.00	3.00	9.50
0.045		ППУ	44		3 750.43	165.02	33.00	123.77	22.00	82.51	11.00	41.26
0.057		ППУ	484.4		4 750.55	2 301.16	363.30	1 725.87	242.20	1 150.58	121.10	575.29
0.065		ППУ	16.9		5 417.29	91.55	12.68	68.66	8.45	45.78	4.23	22.89
0.079		ППУ	260.3		6 584.09	1 713.84	195.23	1 285.38	130.15	856.92	65.08	428.46
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	436.3	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	7 417.52	3 236.26	327.23	2 427.20	218.15	1 618.13	109.08	809.07
0.096		ППУ	14		7 797.91	109.17	10.50	81.88	7.00	54.59	3.50	27.29
0.112		ППУ	876.7		7 797.91	6 836.42	657.53	5 127.32	438.35	3 418.21	219.18	1 709.11
0.133		ППУ	231.8		8 204.52	1 901.81	173.85	1 426.36	115.90	950.91	57.95	475.45
0.159		ППУ	842.6		8 685.50	7 318.40	631.95	5 488.80	421.30	3 659.20	210.65	1 829.60
0.219		ППУ	490.6		10 147.71	4 978.46	367.95	3 733.85	245.30	2 489.23	122.65	1 244.62
0.273		ППУ	285		12 217.85	3 482.09	213.75	2 611.57	142.50	1 741.05	71.25	870.52
0.325		ППУ	190.5		13 608.01	2 592.33	142.88	1 944.25	95.25	1 296.17	47.63	648.08
0.377		ППУ	53.6		15 785.30	846.09	40.20	634.57	26.80	423.05	13.40	211.52

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.426		ППУ	79		17 836.97	1 409.12	59.25	1 056.84	39.50	704.56	19.75	352.28
0.52		ППУ	210.9		21 772.82	4 591.89	158.18	3 443.92	105.45	2 295.95	52.73	1 147.97
0.62		ППУ	72.1		25 959.90	1 871.71	54.08	1 403.78	36.05	935.86	18.03	467.93
0.72		ППУ	139.3		30 146.98	4 199.48	104.48	3 149.61	69.65	2 099.74	34.83	1 049.87
0.82		ППУ	482.4		34 334.07	16 562.75	361.80	12 422.06	241.20	8 281.38	120.60	4 140.69
0.92		ППУ	28.5		38 521.15	1 097.85	21.38	823.39	14.25	548.93	7.13	274.46
1.02		ППУ	296.6		42 708.23	12 667.26	222.45	9 500.45	148.30	6 333.63	74.15	3 166.82
ИТОГО, км			5.6216		0	78 010.68	4.22	58 645.36	2.81	39 096.91	1.41	19 548.45
2021 г.												
0.025		ППУ	29.7		2 083.57	61.88	22.28	46.41	14.85	30.94	7.43	15.47
0.032		ППУ	58.8		2 666.97	156.82	44.10	117.62	29.40	78.41	14.70	39.21
0.038		ППУ	14.1		3 167.03	44.66	10.58	33.50	7.05	22.33	3.53	11.17
0.045		ППУ	52.4		3 750.43	196.52	39.30	147.39	26.20	98.26	13.10	49.13
0.057		ППУ	578.8		4 750.55	2 749.62	434.10	2 062.22	289.40	1 374.81	144.70	687.41
0.065		ППУ	20.2		5 417.29	109.43	15.15	82.07	10.10	54.72	5.05	27.36
0.079		ППУ	310.6		6 584.09	2 045.02	232.95	1 533.77	155.30	1 022.51	77.65	511.26
0.089		ППУ	521.5		7 417.52	3 868.24	391.13	2 901.18	260.75	1 934.12	130.38	967.06
0.096		ППУ	16.6		7 797.91	129.45	12.45	97.09	8.30	64.73	4.15	32.36
0.112		ППУ	1044.6		7 797.91	8 145.69	783.45	6 109.27	522.30	4 072.85	261.15	2 036.42
0.133		ППУ	275.9	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	2 263.63	206.93	1 697.72	137.95	1 131.82	68.98	565.91
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	1003.4	Таблица 13-06-002	8 685.50	8 715.03	752.55	6 536.27	501.70	4 357.52	250.85	2 178.76
0.219		ППУ	583.1		10 147.71	5 917.13	437.33	4 437.85	291.55	2 958.57	145.78	1 479.28
0.273		ППУ	338.1		12 217.85	4 130.85	253.58	3 098.14	169.05	2 065.43	84.53	1 032.71
0.325		ППУ	226.8		13 608.01	3 086.30	170.10	2 314.73	113.40	1 543.15	56.70	771.58
0.377		ППУ	64		15 785.30	1 010.26	48.00	757.70	32.00	505.13	16.00	252.57
0.426		ППУ	94.1		17 836.97	1 678.46	70.58	1 258.85	47.05	839.23	23.53	419.62
0.52		ППУ	250.6		21 772.82	5 456.27	187.95	4 092.20	125.30	2 728.14	62.65	1 364.07
0.62		ППУ	86.1		25 959.90	2 235.15	64.58	1 676.36	43.05	1 117.58	21.53	558.79
0.72		ППУ	166.4		30 146.98	5 016.46	124.80	3 762.35	83.20	2 508.23	41.60	1 254.12
0.82		ППУ	574.7		34 334.07	19 731.79	431.03	14 798.84	287.35	9 865.90	143.68	4 932.95
0.92		ППУ	33.5		38 521.15	1 290.46	25.13	967.85	16.75	645.23	8.38	322.62
1.02		ППУ	354.2		42 708.23	15 127.25	265.65	11 345.44	177.10	7 563.63	88.55	3 781.81
ИТОГО, км			6.6982		0	92 947.65	5.02	69 874.78	3.35	46 583.19	1.67	23 291.59
2022 г.												
0.025	Надземная на низких опорах	ППУ	34.5	НЦС 81-02-13-2017	2 083.57	71.88	25.88	53.91	17.25	35.94	8.63	17.97
0.032		ППУ	68.3	Таблица 13-06-002	2 666.97	182.15	51.23	136.61	34.15	91.08	17.08	45.54

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.038		ППУ	16.2		3 167.03	51.31	12.15	38.48	8.10	25.66	4.05	12.83
0.045		ППУ	60.8		3 750.43	228.03	45.60	171.02	30.40	114.02	15.20	57.01
0.057		ППУ	673.3		4 750.55	3 198.54	504.98	2 398.91	336.65	1 599.27	168.33	799.64
0.065		ППУ	23.6		5 417.29	127.85	17.70	95.89	11.80	63.93	5.90	31.96
0.079		ППУ	360.8		6 584.09	2 375.54	270.60	1 781.66	180.40	1 187.77	90.20	593.89
0.089		ППУ	606.7		7 417.52	4 500.21	455.03	3 375.16	303.35	2 250.11	151.68	1 125.05
0.096		ППУ	19.1		7 797.91	148.94	14.33	111.71	9.55	74.47	4.78	37.24
0.112		ППУ	1212.6		7 797.91	9 455.74	909.45	7 091.81	606.30	4 727.87	303.15	2 363.94
0.133		ППУ	320		8 204.52	2 625.45	240.00	1 969.09	160.00	1 312.73	80.00	656.36
0.159		ППУ	1164.1		8 685.50	10 110.79	873.08	7 583.09	582.05	5 055.40	291.03	2 527.70
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	675.6	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	10 147.71	6 855.79	506.70	5 141.84	337.80	3 427.90	168.90	1 713.95
0.273		ППУ	391.1		12 217.85	4 778.40	293.33	3 583.80	195.55	2 389.20	97.78	1 194.60
0.325		ППУ	263.1		13 608.01	3 580.27	197.33	2 685.20	131.55	1 790.14	65.78	895.07
0.377		ППУ	74.4		15 785.30	1 174.43	55.80	880.82	37.20	587.22	18.60	293.61
0.426		ППУ	109.2		17 836.97	1 947.80	81.90	1 460.85	54.60	973.90	27.30	486.95
0.52		ППУ	290.3		21 772.82	6 320.65	217.73	4 740.49	145.15	3 160.33	72.58	1 580.16
0.62		ППУ	100.1		25 959.90	2 598.59	75.08	1 948.94	50.05	1 299.30	25.03	649.65
0.72		ППУ	193.4		30 146.98	5 830.43	145.05	4 372.82	96.70	2 915.22	48.35	1 457.61
0.82		ППУ	667		34 334.07	22 900.82	500.25	17 175.62	333.50	11 450.41	166.75	5 725.21
0.92		ППУ	38.5		38 521.15	1 483.06	28.88	1 112.30	19.25	741.53	9.63	370.77
1.02		ППУ	411.7		42 708.23	17 582.98	308.78	13 187.24	205.85	8 791.49	102.93	4 395.75
ИТОГО, км			7.7744		0	107 875.60	5.83	81 097.24	3.89	54 064.83	1.94	27 032.41
2023 г.												
0.025	Надземная на низких опорах	ППУ	39.4	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	2 083.57	82.09	29.55	61.57	19.70	41.05	9.85	20.52
0.032		ППУ	77.7		2 666.97	207.22	58.28	155.42	38.85	103.61	19.43	51.81
0.038		ППУ	18.3		3 167.03	57.96	13.73	43.47	9.15	28.98	4.58	14.49
0.045		ППУ	69.3		3 750.43	259.9	51.98	194.93	34.65	129.95	17.33	64.98
0.057		ППУ	767.8		4 750.55	3 647.47	575.85	2 735.60	383.90	1 823.74	191.95	911.87
0.065		ППУ	26.9		5 417.29	145.73	20.18	109.30	13.45	72.87	6.73	36.43
0.079		ППУ	411		6 584.09	2 706.06	308.25	2 029.55	205.50	1 353.03	102.75	676.52
0.089		ППУ	691.8		7 417.52	5 131.44	518.85	3 848.58	345.90	2 565.72	172.95	1 282.86
0.096		ППУ	21.7		7 797.91	169.21	16.28	126.91	10.85	84.61	5.43	42.30
0.112		ППУ	1380.6		7 797.91	10 765.79	1 035.45	8 074.34	690.30	5 382.90	345.15	2 691.45
0.133		ППУ	364.1		8 204.52	2 987.27	273.08	2 240.45	182.05	1 493.64	91.03	746.82
0.159		ППУ	1324.9		8 685.50	11 507.42	993.68	8 630.57	662.45	5 753.71	331.23	2 876.86
0.219		ППУ	768.1		10 147.71	7 794.45	576.08	5 845.84	384.05	3 897.23	192.03	1 948.61

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.273		ППУ	444.1		12 217.85	5 425.95	333.08	4 069.46	222.05	2 712.98	111.03	1 356.49
0.325		ППУ	299.5		13 608.01	4 075.60	224.63	3 056.70	149.75	2 037.80	74.88	1 018.90
0.377		ППУ	84.8		15 785.30	1 338.59	63.60	1 003.94	42.40	669.30	21.20	334.65
0.426		ППУ	124.3		17 836.97	2 217.13	93.23	1 662.85	62.15	1 108.57	31.08	554.28
0.52		ППУ	330		21 772.82	7 185.03	247.50	5 388.77	165.00	3 592.52	82.50	1 796.26
0.62		ППУ	114.1		25 959.90	2 962.03	85.58	2 221.52	57.05	1 481.02	28.53	740.51
0.72		ППУ	220.5		30 146.98	6 647.41	165.38	4 985.56	110.25	3 323.71	55.13	1 661.85
0.82		ППУ	759.3		34 334.07	26 069.86	569.48	19 552.40	379.65	13 034.93	189.83	6 517.47
0.92		ППУ	43.4		38 521.15	1 671.82	32.55	1 253.87	21.70	835.91	10.85	417.96
1.02		ППУ	469.3		42 708.23	20 042.97	351.98	15 032.23	234.65	10 021.49	117.33	5 010.74
ИТОГО, км			8.8509		0	122 809.09	6.64	92 323.80	4.43	61 549.20	2.21	30 774.60
2024 - 2028 гг.												
0.025		ППУ	206.2		2 083.57	429.63	154.65	322.22	103.10	214.82	51.55	107.41
0.032		ППУ	405.6		2 666.97	1 081.72	304.20	811.29	202.80	540.86	101.40	270.43
0.038		ППУ	94.2		3 167.03	298.33	70.65	223.75	47.10	149.17	23.55	74.58
0.045		ППУ	361.2		3 750.43	1 354.66	270.90	1 016.00	180.60	677.33	90.30	338.67
0.057		ППУ	4015.7		4 750.55	19 076.77	3 011.78	14 307.58	2 007.85	9 538.39	1 003.93	4 769.19
0.065		ППУ	141.1		5 417.29	764.38	105.83	573.29	70.55	382.19	35.28	191.10
0.079		ППУ	2146.5		6 584.09	14 132.75	1 609.88	10 599.56	1 073.25	7 066.38	536.63	3 533.19
0.089		ППУ	3619.1		7 417.52	26 844.74	2 714.33	20 133.56	1 809.55	13 422.37	904.78	6 711.19
0.096		ППУ	112.5		7 797.91	877.26	84.38	657.95	56.25	438.63	28.13	219.32
0.112		ППУ	7202.1		7 797.91	56 161.30	5 401.58	42 120.98	3 601.05	28 080.65	1 800.53	14 040.33
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	1897.4	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	8 204.52	15 567.26	1 423.05	11 675.45	948.70	7 783.63	474.35	3 891.82
0.159		ППУ	6907.1		8 685.50	59 991.60	5 180.33	44 993.70	3 453.55	29 995.80	1 726.78	14 997.90
0.219		ППУ	3997.4		10 147.71	40 564.44	2 998.05	30 423.33	1 998.70	20 282.22	999.35	10 141.11
0.273		ППУ	2306.9		12 217.85	28 185.36	1 730.18	21 139.02	1 153.45	14 092.68	576.73	7 046.34
0.325		ППУ	1561.2		13 608.01	21 244.83	1 170.90	15 933.62	780.60	10 622.42	390.30	5 311.21
0.377		ППУ	443.2		15 785.30	6 996.04	332.40	5 247.03	221.60	3 498.02	110.80	1 749.01
0.426		ППУ	648.6		17 836.97	11 569.06	486.45	8 676.80	324.30	5 784.53	162.15	2 892.27
0.52		ППУ	1717		21 772.82	37 383.94	1 287.75	28 037.96	858.50	18 691.97	429.25	9 345.99
0.62		ППУ	596.4		25 959.90	15 482.49	447.30	11 611.87	298.20	7 741.25	149.10	3 870.62
0.72		ППУ	1152.2		30 146.98	34 735.36	864.15	26 051.52	576.10	17 367.68	288.05	8 683.84
0.82		ППУ	3960.6		34 334.07	135 983.50	2 970.45	101 987.63	1 980.30	67 991.75	990.15	33 995.88
0.92		ППУ	223.4		38 521.15	8 605.62	167.55	6 454.22	111.70	4 302.81	55.85	2 151.41

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
1.02		ППУ	2452.6		42 708.23	104 746.20	1 839.45	78 559.65	1 226.30	52 373.10	613.15	26 186.55
ИТОГО, км			46.1682		0	640 565.90	34.63	481 557.93	23.08	321 038.62	11.54	160 519.31
2029 - 2033 гг.												
0.025	Надземная на низких опорах	ППУ	63.7	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	2 083.57	132.72	47.78	99.54	31.85	66.36	15.93	33.18
0.032		ППУ	125.1		2 666.97	333.64	93.83	250.23	62.55	166.82	31.28	83.41
0.038		ППУ	28.8		3 167.03	91.21	21.60	68.41	14.40	45.61	7.20	22.80
0.045		ППУ	111.4		3 750.43	417.8	83.55	313.35	55.70	208.90	27.85	104.45
0.057		ППУ	1240.1		4 750.55	5 891.15	930.08	4 418.36	620.05	2 945.58	310.03	1 472.79
0.065		ППУ	43.6		5 417.29	236.19	32.70	177.14	21.80	118.10	10.90	59.05
0.079		ППУ	662.2		6 584.09	4 359.98	496.65	3 269.99	331.10	2 179.99	165.55	1 090.00
0.089		ППУ	1117.7		7 417.52	8 290.56	838.28	6 217.92	558.85	4 145.28	279.43	2 072.64
0.096		ППУ	34.5		7 797.91	269.03	25.88	201.77	17.25	134.52	8.63	67.26
0.112		ППУ	2220.5		7 797.91	17 315.25	1 665.38	12 986.44	1 110.25	8 657.63	555.13	4 328.81
0.133		ППУ	584.5		8 204.52	4 795.54	438.38	3 596.66	292.25	2 397.77	146.13	1 198.89
0.159		ППУ	2128.7		8 685.50	18 488.82	1 596.53	13 866.62	1 064.35	9 244.41	532.18	4 622.21
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	1230.6	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	10 147.71	12 487.77	922.95	9 365.83	615.30	6 243.89	307.65	3 121.94
0.273		ППУ	709.3		12 217.85	8 666.12	531.98	6 499.59	354.65	4 333.06	177.33	2 166.53
0.325		ППУ	481.1		13 608.01	6 546.82	360.83	4 910.12	240.55	3 273.41	120.28	1 636.71
0.377		ППУ	136.8		15 785.30	2 159.43	102.60	1 619.57	68.40	1 079.72	34.20	539.86
0.426		ППУ	200		17 836.97	3 567.39	150.00	2 675.54	100.00	1 783.70	50.00	891.85
0.52		ППУ	528.5		21 772.82	11 506.94	396.38	8 630.21	264.25	5 753.47	132.13	2 876.74
0.62		ППУ	184.1		25 959.90	4 779.22	138.08	3 584.42	92.05	2 389.61	46.03	1 194.81
0.72		ППУ	355.6		30 146.98	10 720.27	266.70	8 040.20	177.80	5 360.14	88.90	2 680.07
0.82		ППУ	1221		34 334.07	41 921.89	915.75	31 441.42	610.50	20 960.95	305.25	10 480.47
0.92		ППУ	68.3		38 521.15	2 630.99	51.23	1 973.24	34.15	1 315.50	17.08	657.75
1.02		ППУ	757.1		42 708.23	32 334.40	567.83	24 250.80	378.55	16 167.20	189.28	8 083.60
ИТОГО, км			14.2332		0	197 476.78	10.67	148 457.35	7.12	98 971.57	3.56	49 485.78
2019 г.												
0.032	Подвальная	ППУ	2.4	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	1 109.97	2.66	1.80	2.00	1.20	1.33	0.60	0.67
0.038		ППУ	12.3		1 318.09	16.21	9.23	12.16	6.15	8.11	3.08	4.05
0.057		ППУ	12.9		1 977.14	25.51	9.68	19.13	6.45	12.76	3.23	6.38
0.063		ППУ	33.9		2 185.26	74.08	25.43	55.56	16.95	37.04	8.48	18.52
0.079		ППУ	5.3		2 740.24	14.52	3.98	10.89	2.65	7.26	1.33	3.63
0.089		ППУ	14.3		3 087.11	44.15	10.73	33.11	7.15	22.08	3.58	11.04
0.096		ППУ	9.3		3 329.92	30.97	6.98	23.23	4.65	15.49	2.33	7.74

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.133		ППУ	25.9		4 119.80	106.7	19.43	80.03	12.95	53.35	6.48	26.68
0.159		ППУ	4.5		4 906.95	22.08	3.38	16.56	2.25	11.04	1.13	5.52
ИТОГО, км			0.1208		ИТОГО	334.22	0.09	252.66	0.06	168.44	0.03	84.22
2020 г.												
0.032	Подвальная	ППУ	3.2	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	1 109.97	3.55	2.40	2.66	1.60	1.78	0.80	0.89
0.038		ППУ	15.3		1 318.09	20.17	11.48	15.13	7.65	10.09	3.83	5.04
0.057		ППУ	16.2		1 977.14	32.03	12.15	24.02	8.10	16.02	4.05	8.01
0.063		ППУ	42.6		2 185.26	93.09	31.95	69.82	21.30	46.55	10.65	23.27
0.079		ППУ	6.5		2 740.24	17.81	4.88	13.36	3.25	8.91	1.63	4.45
0.089		ППУ	17.7		3 087.11	54.64	13.28	40.98	8.85	27.32	4.43	13.66
0.096		ППУ	11.6		3 329.92	38.63	8.70	28.97	5.80	19.32	2.90	9.66
0.133		ППУ	32.1		4 119.80	132.25	24.08	99.19	16.05	66.13	8.03	33.06
0.159		ППУ	5.6		4 906.95	27.48	4.20	20.61	2.80	13.74	1.40	6.87
ИТОГО, км			0.1508		ИТОГО	416.09	0.11	314.74	0.08	209.83	0.04	104.91
2021 г.												
0.032	Подвальная	ППУ	4	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	1 109.97	4.44	3.00	3.33	2.00	2.22	1.00	1.11
0.038		ППУ	18.2		1 318.09	23.99	13.65	17.99	9.10	12.00	4.55	6.00
0.057		ППУ	19.5		1 977.14	38.55	14.63	28.91	9.75	19.28	4.88	9.64
0.063		ППУ	51.3		2 185.26	112.1	38.48	84.08	25.65	56.05	12.83	28.03
0.079		ППУ	7.8		2 740.24	21.37	5.85	16.03	3.90	10.69	1.95	5.34
0.089		ППУ	21.1		3 087.11	65.14	15.83	48.86	10.55	32.57	5.28	16.29
0.096		ППУ	13.9		3 329.92	46.29	10.43	34.72	6.95	23.15	3.48	11.57
0.133		ППУ	38.3		4 119.80	157.79	28.73	118.34	19.15	78.90	9.58	39.45
0.159		ППУ	6.7		4 906.95	32.88	5.03	24.66	3.35	16.44	1.68	8.22
ИТОГО, км			0.1808		ИТОГО	498.11	0.14	376.91	0.09	251.28	0.05	125.64
2022 г.												
0.032	Подвальная	ППУ	4.9	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	1 109.97	5.44	3.68	4.08	2.45	2.72	1.23	1.36
0.038		ППУ	21.2		1 318.09	27.94	15.90	20.96	10.60	13.97	5.30	6.99
0.057		ППУ	22.8		1 977.14	45.08	17.10	33.81	11.40	22.54	5.70	11.27
0.063		ППУ	60		2 185.26	131.12	45.00	98.34	30.00	65.56	15.00	32.78
0.079		ППУ	9		2 740.24	24.66	6.75	18.50	4.50	12.33	2.25	6.17
0.089		ППУ	24.5		3 087.11	75.63	18.38	56.72	12.25	37.82	6.13	18.91
0.096		ППУ	16.2		3 329.92	53.94	12.15	40.46	8.10	26.97	4.05	13.49

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.133		ППУ	44.5		4 119.80	183.33	33.38	137.50	22.25	91.67	11.13	45.83
0.159		ППУ	7.8		4 906.95	38.27	5.85	28.70	3.90	19.14	1.95	9.57
ИТОГО, км			0.2109		ИТОГО	579.98	0.16	439.06	0.11	292.71	0.05	146.35
2023 г.												
0.032	Подвальная	ППУ	5.7	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	1 109.97	6.33	4.28	4.75	2.85	3.17	1.43	1.58
0.038		ППУ	24.1		1 318.09	31.77	18.08	23.83	12.05	15.89	6.03	7.94
0.057		ППУ	26.1		1 977.14	51.6	19.58	38.70	13.05	25.80	6.53	12.90
0.063		ППУ	68.7		2 185.26	150.13	51.53	112.60	34.35	75.07	17.18	37.53
0.079		ППУ	10.3		2 740.24	28.22	7.73	21.17	5.15	14.11	2.58	7.06
0.089		ППУ	27.9		3 087.11	86.13	20.93	64.60	13.95	43.07	6.98	21.53
0.096		ППУ	18.5		3 329.92	61.6	13.88	46.20	9.25	30.80	4.63	15.40
0.133		ППУ	50.7		4 119.80	208.87	38.03	156.65	25.35	104.44	12.68	52.22
0.159		ППУ	8.8		4 906.95	43.18	6.60	32.39	4.40	21.59	2.20	10.80
ИТОГО, км			0.2408		ИТОГО	661.51	0.18	500.87	0.12	333.92	0.06	166.96
2024 - 2028 гг.												
0.032	Подвальная	ППУ	31.1	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	1 109.97	34.52	23.33	25.89	15.55	17.26	7.78	8.63
0.038		ППУ	126.2		1 318.09	166.34	94.65	124.76	63.10	83.17	31.55	41.59
0.057		ППУ	137.1		1 977.14	271.07	102.83	203.30	68.55	135.54	34.28	67.77
0.063		ППУ	361.4		2 185.26	789.75	271.05	592.31	180.70	394.88	90.35	197.44
0.079		ППУ	53.9		2 740.24	147.7	40.43	110.78	26.95	73.85	13.48	36.93
0.089		ППУ	145.6		3 087.11	449.48	109.20	337.11	72.80	224.74	36.40	112.37
0.096		ППУ	97.2		3 329.92	323.67	72.90	242.75	48.60	161.84	24.30	80.92
0.133		ППУ	265		4 119.80	1 091.75	198.75	818.81	132.50	545.88	66.25	272.94
0.159		ППУ	46.2		4 906.95	226.7	34.65	170.03	23.10	113.35	11.55	56.68
ИТОГО, км			1.2637		ИТОГО	3 466.46	0.95	2 625.74	0.63	1 750.49	0.32	875.25
2029 - 2033 гг.												
0.032	Подвальная	ППУ	9.9	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	1 109.97	10.99	7.43	8.24	4.95	5.50	2.48	2.75
0.038		ППУ	39		1 318.09	51.41	29.25	38.56	19.50	25.71	9.75	12.85
0.057		ППУ	42.5		1 977.14	84.03	31.88	63.02	21.25	42.02	10.63	21.01
0.063		ППУ	112.1		2 185.26	244.97	84.08	183.73	56.05	122.49	28.03	61.24
0.079		ППУ	16.6		2 740.24	45.49	12.45	34.12	8.30	22.75	4.15	11.37
0.089		ППУ	44.9		3 087.11	138.61	33.68	103.96	22.45	69.31	11.23	34.65
0.096		ППУ	30.1		3 329.92	100.23	22.58	75.17	15.05	50.12	7.53	25.06
0.133		ППУ	81.8		4 119.80	337	61.35	252.75	40.90	168.50	20.45	84.25

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп., м				Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп., м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.159		ППУ	14.3		4 906.95	70.17	10.73	52.63	7.15	35.09	3.58	17.54
ИТОГО, км			0.3912		ИТОГО	1 071.90	0.29	812.18	0.20	541.45	0.10	270.73
ИТОГО, км			**204.95**		**ИТОГО**	**4 588 535.34**	**153.71**	**3 443 887.38**	**102.47**	**2 295 924.9**	**51.24**	**1 147 962.5**

П.2. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса на котельных с установленной мощностью более 10 Гкал/ч

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от Оренбургской котельной, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-3.

Таблица 0-3

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
2019 г.												
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	691	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	25 574.93	17 672.28	518.25	13 254.21	345.50	8 836.14	172.75	4 418.07
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	259.6	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	29 453.20	7 646.05	194.70	5 734.54	129.80	3 823.03	64.90	1 911.51
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	419	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	32 245.36	13 510.81	314.25	10 133.11	209.50	6 755.41	104.75	3 377.70
ИТОГО, км			1.3696		ИТОГО	38 829.13	1.03	29 121.86	0.68	19 414.57	0.34	9 707.29
2020 г.												
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	621.9	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	25 574.93	15 905.05	466.43	11 928.79	310.95	7 952.53	155.48	3 976.26
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	233.6	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	29 453.20	6 880.27	175.20	5 160.20	116.80	3 440.14	58.40	1 720.07
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	377.1	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	32 245.36	12 159.72	282.83	9 119.79	188.55	6 079.86	94.28	3 039.93
ИТОГО, км			1.2326		ИТОГО	34 945.04	0.92	26 208.78	0.62	17 472.52	0.31	8 736.26
2021 г.												
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	587.35	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	25 574.93	15 021.44	440.51	11 266.08	293.68	7 510.72	146.84	3 755.36
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	220.7	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	29 453.20	6 500.32	165.53	4 875.24	110.35	3 250.16	55.18	1 625.08

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	356.2	НЦС 81-02-13-2017	32 245.36	11 485.80	267.15	8 614.35	178.10	5 742.90	89.05	2 871.45
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.1643		ИТОГО	33 007.55	0.87	24 755.67	0.58	16 503.78	0.29	8 251.89
2022 г.												
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	518.25	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	13 254.21	388.69	9 940.66	259.13	6 627.11	129.56	3 313.55
				Таблица 13-02-003								
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	194.7	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	5 734.54	146.03	4 300.91	97.35	2 867.27	48.68	1 433.64
				Таблица 13-02-003								
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	314.3	НЦС 81-02-13-2017	32 245.36	10 134.72	235.73	7 601.04	157.15	5 067.36	78.58	2 533.68
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.0273		ИТОГО	29 123.46	0.77	21 842.60	0.51	14 561.74	0.26	7 280.87
2023 г.												
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	414.6	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	10 603.37	310.95	7 952.53	207.30	5 301.69	103.65	2 650.84
				Таблица 13-02-003								
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	155.8	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	4 588.81	116.85	3 441.61	77.90	2 294.41	38.95	1 147.20
				Таблица 13-02-003								
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	251.4	НЦС 81-02-13-2017	32 245.36	8 106.48	188.55	6 079.86	125.70	4 053.24	62.85	2 026.62
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			0.8218		ИТОГО	23 298.66	0.62	17 474.00	0.41	11 649.33	0.21	5 824.67
2024 - 2028 гг.												
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	310.95	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	7 952.52	233.21	5 964.39	155.48	3 976.26	77.74	1 988.13
				Таблица 13-02-003								
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	116.8	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	3 440.13	87.60	2 580.10	58.40	1 720.07	29.20	860.03
				Таблица 13-02-003								
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	188.55	НЦС 81-02-13-2017	32 245.36	6 079.86	141.41	4 559.90	94.28	3 039.93	47.14	1 519.97
				Таблица 13-02-003								

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
ИТОГО, км			616.3		ИТОГО	17 472.52	0.46	13 104.39	0.31	8 736.26	0.15	4 368.13
2029 - 2033 гг.												
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	621.9	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	15 905.05	466.43	11 928.79	310.95	7 952.53	155.48	3 976.26
				Таблица 13-02-003								
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	233.6	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	6 880.27	175.20	5 160.20	116.80	3 440.14	58.40	1 720.07
				Таблица 13-02-003								
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	377.1	НЦС 81-02-13-2017	32 245.36	12 159.72	282.83	9 119.79	188.55	6 079.86	94.28	3 039.93
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.2326		ИТОГО	34 945.04	0.92	26 208.78	0.62	17 472.52	0.31	8 736.26
2019 г.												
0.057	Подземная бесканальная	ППУ	261.9	НЦС 81-02-13-2017	7 104.53	1 860.68	196.43	1 395.51	130.95	930.34	65.48	465.17
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.2619		ИТОГО	1 860.68	0.20	1 395.51	0.13	930.34	0.07	465.17
2020 г.												
0.057	Подземная бесканальная	ППУ	305.55	НЦС 81-02-13-2017	7 104.53	2 170.79	229.16	1 628.09	152.78	1 085.40	76.39	542.70
				Таблица 13-05-003								
0.112	Подземная бесканальная	ППУ	115.8	НЦС 81-02-13-2017	12 247.27	1 418.23	86.85	1 063.67	57.90	709.12	28.95	354.56
				Таблица 13-05-003								
0.159	Подземная бесканальная	ППУ	283	НЦС 81-02-13-2017	15 225.35	4 308.77	212.25	3 231.58	141.50	2 154.39	70.75	1 077.19
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.7044		ИТОГО	7 897.80	0.53	5 923.34	0.35	3 948.90	0.18	1 974.45
2021 г.												
0.057	Подземная бесканальная	ППУ	305.55	НЦС 81-02-13-2017	7 104.53	2 170.79	229.16	1 628.09	152.78	1 085.40	76.39	542.70
				Таблица 13-05-003								
0.112	Подземная бес-	ППУ	77.2	НЦС 81-02-13-2017	12 247.27	945.49	57.90	709.12	38.60	472.75	19.30	236.37

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
	канальная			Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.3828		ИТОГО	3 116.28	0.29	2 337.21	0.19	1 558.14	0.10	779.07
2019 г.												
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	462.3	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	4 015.31	346.73	3 011.48	231.15	2 007.66	115.58	1 003.83
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	413.7	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	4 198.11	310.28	3 148.58	206.85	2 099.06	103.43	1 049.53
				Таблица 13-06-002								
0.426	Надземная на низких опорах	ППУ	369	НЦС 81-02-13-2017	17 836.97	6 581.84	276.75	4 936.38	184.50	3 290.92	92.25	1 645.46
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.245		ИТОГО	14 795.25	0.93	11 096.45	0.62	7 397.63	0.31	3 698.82
2020 г.												
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	400.7	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	3 480.28	300.53	2 610.21	200.35	1 740.14	100.18	870.07
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	358.54	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	3 638.36	268.91	2 728.77	179.27	1 819.18	89.64	909.59
				Таблица 13-06-002								
0.426	Надземная на низких опорах	ППУ	319.8	НЦС 81-02-13-2017	17 836.97	5 704.26	239.85	4 278.20	159.90	2 852.13	79.95	1 426.07
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.079		ИТОГО	12 822.90	0.81	9 617.18	0.54	6 411.45	0.27	3 205.73
2021 г.												
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	369.8	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	3 211.90	277.35	2 408.93	184.90	1 605.95	92.45	802.98
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	330.96	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	3 358.49	248.22	2 518.87	165.48	1 679.25	82.74	839.62
				Таблица 13-06-002								
0.426	Надземная на низких опорах	ППУ	295.2	НЦС 81-02-13-2017	17 836.97	5 265.47	221.40	3 949.10	147.60	2 632.74	73.80	1 316.37
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.996		ИТОГО	11 835.85	0.75	8 876.90	0.50	5 917.93	0.25	2 958.97
2022 г.												
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	308.2	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	2 676.87	231.15	2 007.65	154.10	1 338.44	77.05	669.22
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на	ППУ	275.8	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	2 798.74	206.85	2 099.06	137.90	1 399.37	68.95	699.69

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
	низких опорах			Таблица 13-06-002								
0.426	Надземная на низких опорах	ППУ	246	НЦС 81-02-13-2017	17 836.97	4 387.89	184.50	3 290.92	123.00	2 193.95	61.50	1 096.97
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.83		ИТОГО	9 863.50	0.62	7 397.63	0.42	4 931.75	0.21	2 465.88
2023 г.												
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	308.2	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	2 676.87	231.15	2 007.65	154.10	1 338.44	77.05	669.22
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	275.8	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	2 798.74	206.85	2 099.06	137.90	1 399.37	68.95	699.69
				Таблица 13-06-002								
0.426	Надземная на низких опорах	ППУ	246	НЦС 81-02-13-2017	17 836.97	4 387.89	184.50	3 290.92	123.00	2 193.95	61.50	1 096.97
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.83		ИТОГО	9 863.50	0.62	7 397.63	0.42	4 931.75	0.21	2 465.88
2024 - 2028 гг.												
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	616.40	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	5 353.74	462.30	4 015.31	308.20	2 676.87	154.10	1 338.44
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	551.6	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	5 597.48	413.70	4 198.11	275.80	2 798.74	137.90	1 399.37
				Таблица 13-06-002								
0.426	Надземная на низких опорах	ППУ	365.606	НЦС 81-02-13-2017	17 836.97	6 521.30	274.20	4 890.98	182.80	3 260.65	91.40	1 630.33
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			3.32		ИТОГО	17 472.52	1.15	13 104.39	0.77	8 736.26	0.38	4 368.13
2029 - 2033 гг.												
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	1 232.80	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	10 707.48	924.60	8 030.61	616.40	5 353.74	308.20	2 676.87
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	1103.2	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	11 194.95	827.40	8 396.21	551.60	5 597.48	275.80	2 798.74
				Таблица 13-06-002								
0.426	Надземная на низких опорах	ППУ	984	НЦС 81-02-13-2017	17 836.97	17 551.57	738.00	13 163.68	492.00	8 775.79	246.00	4 387.89
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			3.32		ИТОГО	39 454.01	2.49	29 590.50	1.66	19 727.00	0.83	9 863.50
ИТОГО, км			**16.5**		**ИТОГО**	**340 603.69**	**13.99**	**255 452.79**	**9.32**	**170 301.86**	**4.66**	**85 150.93**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной АО «ПО «Стрела», подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-4.

Таблица 0-4

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп.				Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
			L, м				L, м		L, м		L, м	
2023 г.												
0.079	Подземная в непроходных каналах	ППУ	557	НЦС 81-02-13-2017	17 026.36	9 483.68	417.75	7 112.76	278.50	4 741.84	139.25	2 370.92
				Таблица 13-02-003								
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	860	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	21 994.44	645.00	16 495.83	430.00	10 997.22	215.00	5 498.61
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.417		ИТОГО	31 478.12	1.06	23 608.59	0.71	15 739.06	0.35	7 869.53
2024 - 2028 гг.												
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	860	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	21 994.44	645.00	16 495.83	430.00	10 997.22	215.00	5 498.61
				Таблица 13-02-003								
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	1315	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	38 730.96	986.25	29 048.22	657.50	19 365.48	328.75	9 682.74
				Таблица 13-02-003								
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	2485	НЦС 81-02-13-2017	32 245.36	80 129.72	1 863.75	60 097.29	1 242.50	40 064.86	621.25	20 032.43
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			4.66		ИТОГО	140 855.12	3.50	105 641.34	2.33	70 427.56	1.17	35 213.78
2029 - 2033 гг.												
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	1315	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	38 730.96	986.25	29 048.22	657.50	19 365.48	328.75	9 682.74
				Таблица 13-02-003								
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	2485	НЦС 81-02-13-2017	32 245.36	80 129.72	1 863.75	60 097.29	1 242.50	40 064.86	621.25	20 032.43
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			3.8		ИТОГО	118 860.68	2.85	89 145.51	1.90	59 430.34	0.95	29 715.17

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп.				Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего в ценах 2019 г. с НДС, тыс. руб.
			L, м				L, м		L, м		L, м	
2024 - 2028 гг.												
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	20	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	155.96	15.00	116.97	10.00	77.98	5.00	38.99
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	352	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	3 057.30	264.00	2 292.98	176.00	1 528.65	88.00	764.33
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	7	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	71.03	5.25	53.27	3.50	35.52	1.75	17.76
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.379		ИТОГО	3 284.29	0.28	2 463.22	0.19	1 642.15	0.09	821.07
2029 - 2033 гг.												
0.325	Надземная на низких опорах	ППУ	447	НЦС 81-02-13-2017	13 608.01	6 082.78	335.25	4 562.09	223.50	3 041.39	111.75	1 520.70
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.447		ИТОГО	6 082.78	0.34	4 562.09	0.22	3 041.39	0.11	1 520.70
ИТОГО, км			**10.7**		**ИТОГО**	**300 560.98**	**8.03**	**225 420.74**	**5.35**	**150 280.50**	**2.68**	**75 140.25**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Карачи, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-5.

Таблица 0-5

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х труб. исп. L, м				Длина в 2-х труб. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х труб. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х труб. исп. L, м	Стоимость всего
2022 г.												
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	516.3	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	13 204.34	387.23	9 903.26	258.15	6 602.17	129.08	3 301.09
				Таблица 13-02-003								
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	256.1	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	7 542.96	192.08	5 657.22	128.05	3 771.48	64.03	1 885.74
				Таблица 13-02-003								
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	521.9	НЦС 81-02-13-2017	32 245.36	16 828.85	391.43	12 621.64	260.95	8 414.43	130.48	4 207.21
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.2943		ИТОГО	37 576.15	0.97	28 182.11	0.65	18 788.08	0.32	9 394.04
2023 г.												
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	344.2	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	8 802.89	258.15	6 602.17	172.10	4 401.45	86.05	2 200.72
				Таблица 13-02-003								
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	320.1	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	9 427.97	240.08	7 070.98	160.05	4 713.99	80.03	2 356.99
				Таблица 13-02-003								
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	521.9	НЦС 81-02-13-2017	32 245.36	16 828.85	391.43	12 621.64	260.95	8 414.43	130.48	4 207.21
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.1862		ИТОГО	35 059.71	0.89	26 294.78	0.59	17 529.86	0.30	8 764.93
2024 - 2028 гг.												
0.133	Подземная в непроходных каналах	ППУ	505	НЦС 81-02-13-2017	23 332.39	11 782.86	378.75	8 837.15	252.50	5 891.43	126.25	2 945.72
				Таблица 13-02-003								
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	430.25	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	11 003.61	322.69	8 252.71	215.13	5 501.81	107.56	2 750.90
				Таблица 13-02-003								
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	320.1	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	9 427.97	240.08	7 070.98	160.05	4 713.99	80.03	2 356.99
				Таблица 13-02-003								
0.273	Подзем. в непроходных каналах	ППУ	695.8	НЦС 81-02-13-2017	32 245.36	22 436.32	521.85	16 827.24	347.90	11 218.16	173.95	5 609.08
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.9512		ИТОГО	54 650.76	1.46	40 988.07	0.98	27 325.38	0.49	13 662.69

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х труб. исп. L, м				Длина в 2-х труб. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х труб. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х труб. исп. L, м	Стоимость всего
2029 - 2033 гг.												
0.133	Подземная в непроходных каналах	ППУ	505	НЦС 81-02-13-2017	23 332.39	11 782.86	378.75	8 837.15	252.50	5 891.43	126.25	2 945.72
				Таблица 13-02-003								
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	430.25	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	11 003.61	322.69	8 252.71	215.13	5 501.81	107.56	2 750.90
				Таблица 13-02-003								
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	384.2	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	11 315.92	288.15	8 486.94	192.10	5 657.96	96.05	2 828.98
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.3195		ИТОГО	34 102.39	0.99	25 576.79	0.66	17 051.20	0.33	8 525.60
2022 г.												
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	978.3	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	7 628.69	733.73	5 721.52	489.15	3 814.35	244.58	1 907.17
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	522.6	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	4 539.04	391.95	3 404.28	261.30	2 269.52	130.65	1 134.76
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.5009		ИТОГО	12 167.73	1.13	9 125.80	0.75	6 083.87	0.38	3 041.93
	2023 г.											
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	978.3	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	7 628.69	733.73	5 721.52	489.15	3 814.35	244.58	1 907.17
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	522.6	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	4 539.04	391.95	3 404.28	261.30	2 269.52	130.65	1 134.76
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.5009		ИТОГО	12 167.73	1.13	9 125.80	0.75	6 083.87	0.38	3 041.93
2024 – 2028 гг.												
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	652.2	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	5 085.79	489.15	3 814.34	326.10	2 542.90	163.05	1 271.45
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	348.4	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	3 026.03	261.30	2 269.52	174.20	1 513.02	87.10	756.51
				Таблица 13-06-002								

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х труб. исп. L, м				Длина в 2-х труб. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х труб. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х труб. исп. L, м	Стоимость всего
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	1 081.50	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	10 974.74	811.13	8 231.06	540.75	5 487.37	270.38	2 743.69
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			2.0821		ИТОГО	19 086.57	1.56	14 314.92	1.04	9 543.28	0.52	4 771.64
2029 – 2033 гг.												
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	652.2	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	5 085.79	489.15	3 814.34	326.10	2 542.90	163.05	1 271.45
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	348.4	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	3 026.03	261.30	2 269.52	174.20	1 513.02	87.10	756.51
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	1 081.50	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	10 974.74	811.13	8 231.06	540.75	5 487.37	270.38	2 743.69
				Таблица 13-06-002								
0.377	Надземная на низких опорах	ППУ	1 125.00	НЦС 81-02-13-2017	15 785.30	17 758.46	843.75	13 318.85	562.50	8 879.23	281.25	4 439.62
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			3.2071		ИТОГО	36 845.03	2.41	27 633.77	1.60	18 422.51	0.80	9 211.26
ИТОГО, км			**14.04**		**ИТОГО**	**241 656.08**	**10.53**	**181 242.04**	**7.02**	**120 828.03**	**3.51**	**60 414.01**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Дубки, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-6.

Таблица 0-6

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2024 - 2028 гг.												
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	1117	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	32 899.23	837.75	24 674.42	558.50	16 449.62	279.25	8 224.81
				Таблица 13-02-003								
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	1439	НЦС 81-02-13-2017	32 245.36	46 401.07	1 079.25	34 800.80	719.50	23 200.54	359.75	11 600.27
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			2.556		ИТОГО	79 300.30	1.92	59 475.23	1.28	39 650.15	0.64	19 825.08
2029 - 2033 гг.												
0.112	Подземная в непроходных каналах	ППУ	481	НЦС 81-02-13-2017	22 373.79	10 761.79	360.75	8 071.34	240.50	5 380.90	120.25	2 690.45
				Таблица 13-02-003								
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	1117	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	32 899.23	837.75	24 674.42	558.50	16 449.62	279.25	8 224.81
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.598		ИТОГО	43 661.02	1.20	32 745.77	0.80	21 830.51	0.40	10 915.26
2024 - 2028 гг.												
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	850	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	7 382.67	637.50	5 537.00	425.00	3 691.34	212.50	1 845.67
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.85		ИТОГО	7 382.67	0.64	5 537.00	0.43	3 691.34	0.21	1 845.67
ИТОГО, км			**5**		**ИТОГО**	**130 343.99**	**3.75**	**97 757.99**	**2.50**	**65 172.00**	**1.25**	**32 586.00**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Янтарь-92, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-7.

Таблица 0-7

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				**Обоснование стоимости мероприятия**	**Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та**	**Стоимость всего**	**объем реконструкции 75%**		**объем реконструкции 50%**		**объем реконструкции 25%**	
D_y	**Тип прокладки**	**Тип изоляции**	**Длина в двухтрубном исп. L, м**				**Длина в двухтрубном исп. L, м**	**Стоимость всего**	**Длина в двухтрубном исп. L, м**	**Стоимость всего**	**Длина в двухтрубном исп. L, м**	**Стоимость всего**
2024 - 2028 гг.												
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	1473	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	43 384.56	1 104.75	32 538.42	736.50	21 692.28	368.25	10 846.14
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.473		ИТОГО	43 384.56	1.10	32 538.42	0.74	21 692.28	0.37	10 846.14
2024 - 2028 гг.												
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	254.5	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	1 984.57	190.88	1 488.43	127.25	992.29	63.63	496.14
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	4201.5	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	34 471.30	3 151.13	25 853.48	2 100.75	17 235.65	1 050.38	8 617.83
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	937	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	8 138.31	702.75	6 103.73	468.50	4 069.16	234.25	2 034.58
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			5.393		0	44 594.18	4.04	33 445.64	2.70	22 297.09	1.35	11 148.55
ИТОГО, км			**6.87**		**ИТОГО**	**87 978.75**	**5.15**	**65 984.06**	**3.43**	**43 989.37**	**1.72**	**21 994.69**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Лесозащитная, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-8.

Таблица 0-8

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2023 г.												
0.089	Подземная в непроходных каналах	ППУ	89	НЦС 81-02-13-2017	19 181.59	1 707.16	66.75	1 280.37	44.50	853.58	22.25	426.79
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			0.089		ИТОГО	1 707.16	0.07	1 280.37	0.04	853.58	0.02	426.79
2024 - 2028 гг.												
0.112	Подземная в непроходных каналах	ППУ	468	НЦС 81-02-13-2017	22 373.79	10 470.93	351.00	7 853.20	234.00	5 235.47	117.00	2 617.73
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			0.468		ИТОГО	10 470.93	0.35	7 853.20	0.23	5 235.47	0.12	2 617.73
2029 - 2033 гг.												
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	369	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	10 868.23	276.75	8 151.17	184.50	5 434.12	92.25	2 717.06
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			0.369		ИТОГО	10 868.23	0.28	8 151.17	0.18	5 434.12	0.09	2 717.06
2024 - 2028 гг.												
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	658.5	НЦС 81-02-13-2017	7 417.52	4 884.44	493.88	3 663.33	329.25	2 442.22	164.63	1 221.11
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	1529.3	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	12 547.18	1 146.98	9 410.39	764.65	6 273.59	382.33	3 136.80
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			2.1878		0	17 431.61	1.64	13 073.72	1.09	8 715.81	0.55	4 357.91
2029 - 2033 гг.												

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
0.045	Надземная на низких опорах	ППУ	431	НЦС 81-02-13-2017	3 750.43	1 616.44	323.25	1 212.33	215.50	808.22	107.75	404.11
				Таблица 13-06-002								
0.079	Надземная на низких опорах	ППУ	7	НЦС 81-02-13-2017	6 584.09	46.09	5.25	34.57	3.50	23.05	1.75	11.52
				Таблица 13-06-002								
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	658.5	НЦС 81-02-13-2017	7 417.52	4 884.44	493.88	3 663.33	329.25	2 442.22	164.63	1 221.11
				Таблица 13-06-002								
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	323	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	2 518.72	242.25	1 889.04	161.50	1 259.36	80.75	629.68
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	1529.3	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	12 547.18	1 146.98	9 410.39	764.65	6 273.59	382.33	3 136.80
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			2.9488		0	21 612.86	2.21	16 209.65	1.47	10 806.44	0.74	5 403.22
ИТОГО, км			**6.06**		**ИТОГО**	**62 090.80**	**4.55**	**46 568.11**	**3.03**	**31 045.41**	**1.52**	**15 522.70**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Чичерина, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-9.

Таблица 0-9

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп. L, м				Длина в 2-х тр. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп. L, м	Стоимость всего
2024 - 2028 гг.												
0.045	Подземная в непроходных каналах	ППУ	335	НЦС 81-02-13-2017	9 698.56	3 249.02	251.25	2 436.77	167.50	1 624.51	83.75	812.26
				Таблица 13-02-003								
0.057	Подземная в непроходных каналах	ППУ	313	НЦС 81-02-13-2017	12 284.84	3 845.15	234.75	2 883.86	156.50	1 922.58	78.25	961.29
				Таблица 13-02-003								
0.112	Подземная в непроходных каналах	ППУ	641	НЦС 81-02-13-2017	22 373.79	14 341.60	480.75	10 756.20	320.50	7 170.80	160.25	3 585.40
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.289		ИТОГО	21 435.77	0.97	16 076.83	0.64	10 717.89	0.32	5 358.94
0.089	Подземная в непроходных каналах	ППУ	594	НЦС 81-02-13-2017	19 181.59	11 393.86	445.50	8 545.40	297.00	5 696.93	148.50	2 848.47
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			0.594		ИТОГО	11 393.86	0.45	8 545.40	0.30	5 696.93	0.15	2 848.47
0.045	Надземная на низких опорах	ППУ	395	НЦС 81-02-13-2017	3 750.43	1 481.42	296.25	1 111.07	197.50	740.71	98.75	370.36
				Таблица 13-06-002								
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	502	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	2 384.77	376.50	1 788.58	251.00	1 192.39	125.50	596.19
				Таблица 13-06-002								
0.065	Надземная на низких опорах	ППУ	258	НЦС 81-02-13-2017	5 417.29	1 397.66	193.50	1 048.25	129.00	698.83	64.50	349.42
				Таблица 13-06-002								
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	781	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	6 090.17	585.75	4 567.63	390.50	3 045.09	195.25	1 522.54
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.936		0	11 354.02	1.45	8 515.52	0.97	5 677.01	0.48	2 838.51
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	781	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	6 090.17	585.75	4 567.63	390.50	3 045.09	195.25	1 522.54
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.781		0	6 090.17	0.59	4 567.63	0.39	3 045.09	0.20	1 522.54
ИТОГО, км			**4.6**		**ИТОГО**	**50 273.82**	**3.45**	**37 705.37**	**2.30**	**25 136.91**	**1.15**	**12 568.46**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной ЖДТ, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-10.

Таблица 0-10

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2024 - 2028 гг.												
0.057	Подземная в непроходных каналах	ППУ	72	НЦС 81-02-13-2017	12 284.84	884.51	54.00	663.38	36.00	442.26	18.00	221.13
				Таблица 13-02-003								
0.112	Подземная в непроходных каналах	ППУ	710	НЦС 81-02-13-2017	22 373.79	15 885.39	532.50	11 914.04	355.00	7 942.70	177.50	3 971.35
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			0.782		ИТОГО	16 769.90	0.59	12 577.43	0.39	8 384.95	0.20	4 192.48
2024 - 2028 гг.												
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	108	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	513.06	81.00	384.80	54.00	256.53	27.00	128.27
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	1326	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	11 516.97	994.50	8 637.73	663.00	5 758.49	331.50	2 879.24
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.434		0	12 030.03	1.08	9 022.52	0.72	6 015.02	0.36	3 007.51
2029 - 2033 гг.												
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	286	НЦС 81-02-13-2017	7 417.52	2 121.41	214.50	1 591.06	143.00	1 060.71	71.50	530.35
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	1326	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	11 516.97	994.50	8 637.73	663.00	5 758.49	331.50	2 879.24
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.612		0	13 638.38	1.21	10 228.79	0.81	6 819.19	0.40	3 409.60
ИТОГО, км			**3.83**		**ИТОГО**	**42 438.31**	**2.87**	**31 828.73**	**1.91**	**21 219.16**	**0.96**	**10 609.58**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Желдорреммаш, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-11.

Таблица 0-11

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2029 - 2033 гг.												
0.079	Подземная в непроходных каналах	ППУ	108	НЦС 81-02-13-2017	17 026.36	1 838.85	81.00	1 379.14	54.00	919.43	27.00	459.71
				Таблица 13-02-003								
0.112	Подземная в непроходных каналах	ППУ	390	НЦС 81-02-13-2017	22 373.79	8 725.78	292.50	6 544.34	195.00	4 362.89	97.50	2 181.45
				Таблица 13-02-003								
0.133	Подземная в непроходных каналах	ППУ	750	НЦС 81-02-13-2017	23 332.39	17 499.29	562.50	13 124.47	375.00	8 749.65	187.50	4 374.82
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.248		ИТОГО	28 063.92	0.94	21 047.94	0.62	14 031.96	0.31	7 015.98
2029 - 2033 гг.												
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	48	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	228.03	36.00	171.02	24.00	114.02	12.00	57.01
				Таблица 13-06-002								
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	210	НЦС 81-02-13-2017	7 417.52	1 557.68	157.50	1 168.26	105.00	778.84	52.50	389.42
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	150	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	1 302.82	112.50	977.12	75.00	651.41	37.50	325.71
				Таблица 13-06-002								
0.325	Надземная на низких опорах	ППУ	440	НЦС 81-02-13-2017	13 608.01	5 987.53	330.00	4 490.65	220.00	2 993.77	110.00	1 496.88
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.848		0	9 076.06	0.64	6 807.05	0.42	4 538.03	0.21	2 269.02
ИТОГО, км			**2.1**		**ИТОГО**	**37 139.97**	**1.57**	**27 854.99**	**1.05**	**18 569.99**	**0.52**	**9 285.00**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Овощевод, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-12.

Таблица 0-12

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2024 - 2028 гг.												
0.079	Подземная в непроходных каналах	ППУ	30	НЦС 81-02-13-2017	17 026.36	510.79	22.50	383.09	15.00	255.40	7.50	127.70
				Таблица 13-02-003								
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	632	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	16 163.36	474.00	12 122.52	316.00	8 081.68	158.00	4 040.84
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			0.662		ИТОГО	16 674.15	0.50	12 505.61	0.33	8 337.08	0.17	4 168.54
2029 - 2033 гг.												
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	316	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	9 307.21	237.00	6 980.41	158.00	4 653.61	79.00	2 326.80
				Таблица 13-02-003								
0.325	Подземная в непроходных каналах	ППУ	98	НЦС 81-02-13-2017	32 823.26	3 216.68	73.50	2 412.51	49.00	1 608.34	24.50	804.17
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			0.414		ИТОГО	12 523.89	0.31	9 392.92	0.21	6 261.95	0.10	3 130.97
2024 - 2028 гг.												
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	72	НЦС 81-02-13-2017	7 417.52	534.06	54.00	400.55	36.00	267.03	18.00	133.52
				Таблица 13-06-002								
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	76	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	592.64	57.00	444.48	38.00	296.32	19.00	148.16
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	417	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	3 421.29	312.75	2 565.97	208.50	1 710.65	104.25	855.32
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.565		0	4 547.99	0.42	3 410.99	0.28	2 274.00	0.14	1 137.00
2029 - 2033 гг.												
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	417	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	3 421.29	312.75	2 565.97	208.50	1 710.65	104.25	855.32
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.417		0	3 421.29	0.31	2 565.97	0.21	1 710.65	0.10	855.32
ИТОГО, км			**2.06**		**ИТОГО**	**37 167.31**	**1.54**	**27 875.49**	**1.03**	**18 583.66**	**0.51**	**9 291.83**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Гугучинская, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-13.

Таблица 0-13

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп. L, м				Длина в 2-х тр. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп.. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп. L, м	Стоимость всего
2022 г.												
0.057	Подземная в непрох. каналах	ППУ	174.6	НЦС 81-02-13-2017	12 284.84	2 144.93	130.95	1 608.70	87.30	1 072.47	43.65	536.23
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			174.6		ИТОГО	2 144.93	0.13	1 608.70	0.09	1 072.47	0.04	536.23
0.057	Подземная в непрох. каналах	ППУ	261.9	НЦС 81-02-13-2017	12 284.84	3 217.40	196.43	2 413.05	130.95	1 608.70	65.48	804.35
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			261.9		ИТОГО	3 217.40	0.20	2 413.05	0.13	1 608.70	0.07	804.35
0.112	Подземная в непрох. каналах	ППУ	110.5	НЦС 81-02-13-2017	22 373.79	2 472.30	82.88	1 854.23	55.25	1 236.15	27.63	618.08
				Таблица 13-02-003								
0.159	Подземная в непрох. каналах	ППУ	104	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	2 659.79	78.00	1 994.84	52.00	1 329.90	26.00	664.95
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			214.5		ИТОГО	5 132.10	0.16	3 849.07	0.11	2 566.05	0.05	1 283.02
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	133.45	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	633.96	100.09	475.47	66.73	316.98	33.36	158.49
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			133.45		0	633.96	0.10	475.47	0.07	316.98	0.03	158.49
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	163.1	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	774.81	122.33	581.11	81.55	387.41	40.78	193.70
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			163.1		0	774.81	0.12	581.11	0.08	387.41	0.04	193.70
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	96.5	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	752.50	72.38	564.37	48.25	376.25	24.13	188.12
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	108.051686	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	886.51	81.04	664.88	54.03	443.26	27.01	221.63
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			204.551686		0	1 639.01	0.15	1 229.26	0.10	819.51	0.05	409.75
ИТОГО, км			**1.15210169**		**ИТОГО**	**13 542.22**	**0.86**	**10 156.66**	**0.58**	**6 771.11**	**0.29**	**3 385.55**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной 11 квартал, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-14.

Таблица 0-14

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2024 - 2028 гг.												
0.057	Подземная в непроходных каналах	ППУ	57	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	12 284.84	700.24	42.75	525.18	28.50	350.12	14.25	175.06
0.089	Подземная в непроходных каналах	ППУ	716	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	19 181.59	13 734.02	537.00	10 300.52	358.00	6 867.01	179.00	3 433.51
0.133	Подземная в непроходных каналах	ППУ	74	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-02-003	23 332.39	1 726.60	55.50	1 294.95	37.00	863.30	18.50	431.65
ИТОГО, км			0.847		ИТОГО	16 160.85	0.64	12 120.65	0.42	8 080.43	0.21	4 040.22
2029 - 2033 гг.												
0.079	Надземная на низких опорах	ППУ	296	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	6 584.09	1 948.89	222.00	1 461.67	148.00	974.45	74.00	487.22
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	1094	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	7 417.52	8 114.77	820.50	6 086.08	547.00	4 057.39	273.50	2 028.69
ИТОГО, км			1.39		0	10 063.66	1.04	7 547.75	0.70	5 031.83	0.35	2 515.92
ИТОГО, км			**2.24**		**ИТОГО**	**26 224.51**	**1.68**	**19 668.39**	**1.12**	**13 112.26**	**0.56**	**6 556.13**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной ФКУ ИК-1 УФСИН, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-15.

Таблица 0-15

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2029 - 2033 гг.												
0.079	Подземная в непроходных каналах	ППУ	111	НЦС 81-02-13-2017	17 026.36	1 889.93	83.25	1 417.45	55.50	944.97	27.75	472.48
				Таблица 13-02-003								
0.112	Подземная в непроходных каналах	ППУ	19	НЦС 81-02-13-2017	22 373.79	425.1	14.25	318.83	9.50	212.55	4.75	106.28
				Таблица 13-02-003								
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	5	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	127.87	3.75	95.90	2.50	63.94	1.25	31.97
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			0.135		ИТОГО	2 442.90	0.10	1 832.18	0.07	1 221.45	0.03	610.73
2029 - 2033 гг.												
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	84	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	399.05	63.00	299.29	42.00	199.53	21.00	99.76
				Таблица 13-06-002								
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	90	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	701.81	67.50	526.36	45.00	350.91	22.50	175.45
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.174		0	1 100.86	0.13	825.65	0.09	550.43	0.04	275.22
ИТОГО, км			**0.31**		**ИТОГО**	**3 543.76**	**0.23**	**2 657.82**	**0.15**	**1 771.88**	**0.08**	**885.94**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Туркестанская, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-16.

Таблица 0-16

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х труб. исп. L, м				Длина в 2-х труб. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х труб. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х труб. исп. L, м	Стоимость всего
2024 – 2028 гг.												
0.032	Подземная в непроходных каналах	ППУ	38	НЦС 81-02-13-2017	6 896.75	262.08	28.50	196.56	19.00	131.04	9.50	65.52
				Таблица 13-02-003								
0.045		ППУ	74	НЦС 81-02-13-2017	9 698.56	717.69	55.50	538.27	37.00	358.85	18.50	179.42
				Таблица 13-02-003								
0.057		ППУ	114	НЦС 81-02-13-2017	12 284.84	1 400.47	85.50	1 050.35	57.00	700.24	28.50	350.12
				Таблица 13-02-003								
0.089		ППУ	87	НЦС 81-02-13-2017	19 181.59	1 668.80	65.25	1 251.60	43.50	834.40	21.75	417.20
				Таблица 13-02-003								
0.112		ППУ	126	НЦС 81-02-13-2017	22 373.79	2 819.10	94.50	2 114.33	63.00	1 409.55	31.50	704.78
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			0.439		ИТОГО	6 868.14	0.33	5 151.11	0.22	3 434.07	0.11	1 717.04
0.045	Надземная на низких опорах	ППУ	104	НЦС 81-02-13-2017	3 750.43	390.04	78.00	292.53	52.00	195.02	26.00	97.51
				Таблица 13-06-002								
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	798	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	3 790.94	598.50	2 843.21	399.00	1 895.47	199.50	947.74
				Таблица 13-06-002								
0.079	Надземная на низких опорах	ППУ	544.5	НЦС 81-02-13-2017	6 584.09	3 585.04	408.38	2 688.78	272.25	1 792.52	136.13	896.26
				Таблица 13-06-002								
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	338	НЦС 81-02-13-2017	7 417.52	2 507.12	253.50	1 880.34	169.00	1 253.56	84.50	626.78
				Таблица 13-06-002								
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	418	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	3 259.52	313.50	2 444.64	209.00	1 629.76	104.50	814.88
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	388	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	3 369.97	291.00	2 527.48	194.00	1 684.99	97.00	842.49
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	174	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	1 765.70	130.50	1 324.28	87.00	882.85	43.50	441.43
				Таблица 13-06-002								
0.273	Надземная на низких опорах	ППУ	89	НЦС 81-02-13-2017	12 217.85	1 087.39	66.75	815.54	44.50	543.70	22.25	271.85
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			2.8535		0	19 755.72	2.14	14 816.79	1.43	9 877.86	0.71	4 938.93
ИТОГО, км			**3.29**		**ИТОГО**	**26 623.86**	**2.47**	**19 967.90**	**1.65**	**13 311.93**	**0.82**	**6 655.97**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Чкалова, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-17.

Таблица 0-17

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2024 - 2028 гг.												
0.038	Подземная в непроходных каналах	ППУ	28	НЦС 81-02-13-2017	8 189.89	229.32	21.00	171.99	14.00	114.66	7.00	57.33
				Таблица 13-02-003								
0.057	Подземная в непроходных каналах	ППУ	111	НЦС 81-02-13-2017	12 284.84	1 363.62	83.25	1 022.72	55.50	681.81	27.75	340.91
				Таблица 13-02-003								
0.079	Подземная в непроходных каналах	ППУ	214	НЦС 81-02-13-2017	17 026.36	3 643.64	160.50	2 732.73	107.00	1 821.82	53.50	910.91
				Таблица 13-02-003								
0.089	Подземная в непроходных каналах	ППУ	73	НЦС 81-02-13-2017	19 181.59	1 400.26	54.75	1 050.20	36.50	700.13	18.25	350.07
				Таблица 13-02-003								
0.112	Подземная в непроходных каналах	ППУ	369	НЦС 81-02-13-2017	22 373.79	8 255.93	276.75	6 191.95	184.50	4 127.97	92.25	2 063.98
				Таблица 13-02-003								
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	341	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	8 721.05	255.75	6 540.79	170.50	4 360.53	85.25	2 180.26
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.136		ИТОГО	23 613.82	0.85	17 710.37	0.57	11 806.91	0.28	5 903.46
0.038	Подземная в непроходных каналах	ППУ	28	НЦС 81-02-13-2017	8 189.89	229.32	21.00	171.99	14.00	114.66	7.00	57.33
				Таблица 13-02-003								
0.057	Подземная в непроходных каналах	ППУ	166	НЦС 81-02-13-2017	12 284.84	2 039.28	124.50	1 529.46	83.00	1 019.64	41.50	509.82
				Таблица 13-02-003								
0.079	Подземная в непроходных каналах	ППУ	214	НЦС 81-02-13-2017	17 026.36	3 643.64	160.50	2 732.73	107.00	1 821.82	53.50	910.91
				Таблица 13-02-003								
0.089	Подземная в непроходных каналах	ППУ	73	НЦС 81-02-13-2017	19 181.59	1 400.26	54.75	1 050.20	36.50	700.13	18.25	350.07
				Таблица 13-02-003								

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
0.112	Подземная в непроходных каналах	ППУ	552	НЦС 81-02-13-2017	22 373.79	12 350.33	414.00	9 262.75	276.00	6 175.17	138.00	3 087.58
				Таблица 13-02-003								
0.159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	414	НЦС 81-02-13-2017	25 574.93	10 588.02	310.50	7 941.02	207.00	5 294.01	103.50	2 647.01
				Таблица 13-02-003								
0.219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	73	НЦС 81-02-13-2017	29 453.20	2 150.08	54.75	1 612.56	36.50	1 075.04	18.25	537.52
				Таблица 13-02-003								
0.273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	112	НЦС 81-02-13-2017	32 245.36	3 611.48	84.00	2 708.61	56.00	1 805.74	28.00	902.87
				Таблица 13-02-003								
ИТОГО, км			1.632		ИТОГО	36 012.41	1.22	27 009.31	0.82	18 006.21	0.41	9 003.10
0.038	Надземная на низких опорах	ППУ	93	НЦС 81-02-13-2017	3 167.03	294.53	69.75	220.90	46.50	147.27	23.25	73.63
				Таблица 13-06-002								
0.045	Надземная на низких опорах	ППУ	55	НЦС 81-02-13-2017	3 750.43	206.27	41.25	154.70	27.50	103.14	13.75	51.57
				Таблица 13-06-002								
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	750	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	3 562.91	562.50	2 672.18	375.00	1 781.46	187.50	890.73
				Таблица 13-06-002								
0.079	Надземная на низких опорах	ППУ	259	НЦС 81-02-13-2017	6 584.09	1 705.28	194.25	1 278.96	129.50	852.64	64.75	426.32
				Таблица 13-06-002								
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	378	НЦС 81-02-13-2017	7 417.52	2 803.82	283.50	2 102.87	189.00	1 401.91	94.50	700.96
				Таблица 13-06-002								
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	536	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	4 179.68	402.00	3 134.76	268.00	2 089.84	134.00	1 044.92
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	383	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	3 326.55	287.25	2 494.91	191.50	1 663.28	95.75	831.64
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	34	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	345.02	25.50	258.77	17.00	172.51	8.50	86.26
				Таблица 13-06-002								
0.273	Надземная на низких опорах	ППУ	52	НЦС 81-02-13-2017	12 217.85	635.33	39.00	476.50	26.00	317.67	13.00	158.83
				Таблица 13-06-002								
0.325	Надземная на низких опорах	ППУ	53	НЦС 81-02-13-2017	13 608.01	721.22	39.75	540.92	26.50	360.61	13.25	180.31
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			2.593		0	17 780.61	1.94	13 335.46	1.30	8 890.31	0.65	4 445.15

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
0.038	Надземная на низких опорах	ППУ	93	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	3 167.03	294.53	69.75	220.90	46.50	147.27	23.25	73.63
0.045	Надземная на низких опорах	ППУ	55	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	3 750.43	206.27	41.25	154.70	27.50	103.14	13.75	51.57
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	780	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	4 750.55	3 705.43	585.00	2 779.07	390.00	1 852.72	195.00	926.36
0.079	Надземная на низких опорах	ППУ	259	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	6 584.09	1 705.28	194.25	1 278.96	129.50	852.64	64.75	426.32
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	390	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	7 417.52	2 892.83	292.50	2 169.62	195.00	1 446.42	97.50	723.21
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	533	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	7 797.91	4 156.28	399.75	3 117.21	266.50	2 078.14	133.25	1 039.07
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	385	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	8 685.50	3 343.92	288.75	2 507.94	192.50	1 671.96	96.25	835.98
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	34	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	10 147.71	345.02	25.50	258.77	17.00	172.51	8.50	86.26
0.273	Надземная на низких опорах	ППУ	52	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	12 217.85	635.33	39.00	476.50	26.00	317.67	13.00	158.83
0.325	Надземная на низких опорах	ППУ	53	НЦС 81-02-13-2017 Таблица 13-06-002	13 608.01	721.22	39.75	540.92	26.50	360.61	13.25	180.31
ИТОГО, км			2.634		0	18 006.11	1.98	13 504.58	1.32	9 003.06	0.66	4 501.53
ИТОГО, км			**8**		**ИТОГО**	**95 412.95**	**6.00**	**71 559.71**	**4.00**	**47 706.48**	**2.00**	**23 853.24**

П.3. Реконструкция тепловых сетей, подлежащих замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса на котельных с установленной мощностью менее 10 Гкал/ч

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Комбикормовый завод, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-18.

Таблица 0-18

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп.				Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего
			L, м				L, м		L, м		L, м	
2019 г.												
0.096	Надземная на низких опорах	ППУ	0	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
				Таблица 13-06-002								
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	52.58	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	410.01	39.44	307.51	26.29	205.01	13.15	102.50
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			**0.05258**		**0**	**410.01**	**0.04**	**307.51**	**0.03**	**205.01**	**0.01**	**102.50**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Баня №3, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-19.

Таблица 0-19

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп.				Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего
			L, м				L, м		L, м		L, м	
2019 г.												
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	67	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	318.29	50.25	238.72	33.50	159.15	16.75	79.57
				Таблица 13-06-002								
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	216.5	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	1 688.25	162.38	1 266.19	108.25	844.13	54.13	422.06
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			**0.2835**		**0**	**2 006.54**	**0.21**	**1 504.91**	**0.14**	**1 003.27**	**0.07**	**501.64**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной СОК, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-20.

Таблица 0-20

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп. L, м				Длина в 2-х тр. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2019 г.												
0.065	Подземная бесканальная	ППУ	9.5	НЦС 81-02-13-2017	8 101.66	76.97	7.13	57.73	4.75	38.49	2.38	19.24
				Таблица 13-05-003								
0.079	Подземная бесканальная	ППУ	91	НЦС 81-02-13-2017	9 846.63	896.04	68.25	672.03	45.50	448.02	22.75	224.01
				Таблица 13-05-003								
0.133	Подземная бесканальная	ППУ	37.5	НЦС 81-02-13-2017	13 504.50	506.42	28.13	379.82	18.75	253.21	9.38	126.61
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.138			1 479.43	0.10	1 109.57	0.07	739.72	0.03	369.86
2019 г.												
0.065	Надземная на низких опорах	ППУ	35.5	НЦС 81-02-13-2017	5 417.29	192.31	26.63	144.23	17.75	96.16	8.88	48.08
				Таблица 13-06-002								
0.079	Надземная на низких опорах	ППУ	103.5	НЦС 81-02-13-2017	6 584.09	681.45	77.63	511.09	51.75	340.73	25.88	170.36
				Таблица 13-06-002								
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	156	НЦС 81-02-13-2017	7 417.52	1 157.13	117.00	867.85	78.00	578.57	39.00	289.28
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.295		0	2 030.89	0.22	1 523.17	0.15	1 015.45	0.07	507.72
ИТОГО, км			**0.43**		**ИТОГО**	**3 510.32**	**0.32**	**2 632.74**	**0.22**	**1 755.16**	**0.11**	**877.58**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной УВД, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-21.

Таблица 0-21

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х тр. исп. L, м				Длина в 2-х тр. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп. L, м	Стоимость всего	Длина в 2-х тр. исп. L, м	Стоимость всего
2020 г.												
0.089	Подземная бесканальная	ППУ	156	НЦС 81-02-13-2017	11 093.04	1 730.51	117.00	1 297.88	78.00	865.26	39.00	432.63
				Таблица 13-05-003								

ИТОГО, км			0.156			1 730.51	0.12	1 297.88	0.08	865.26	0.04	432.63
2020 г.												
0.096	Надземная на низких опорах	ППУ	136	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	1 060.52	102.00	795.39	68.00	530.26	34.00	265.13
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	296	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	2 428.54	222.00	1 821.41	148.00	1 214.27	74.00	607.14
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	184	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	1 598.13	138.00	1 198.60	92.00	799.07	46.00	399.53
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.616		0	5 087.19	0.46	3 815.39	0.31	2 543.60	0.15	1 271.80
ИТОГО, км			**0.77**		**ИТОГО**	**6 817.70**	**0.58**	**5 113.28**	**0.39**	**3 408.85**	**0.19**	**1 704.43**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Форштадт, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-22.

Таблица 0-22

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				**Обоснование стоимости мероприятия**	**Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та**	**Стоимость всего**	**объем реконструкции 75%**		**объем реконструкции 50%**		**объем реконструкции 25%**	
D_y	**Тип прокладки**	**Тип изоляции**	**Длина в 2-х тр. исп. L, м**				**Длина в 2-х тр. исп. L, м**	**Стоимость всего**	**Длина в 2-х тр. исп. L, м**	**Стоимость всего**	**Длина в двухтрубном исп. L, м**	**Стоимость всего**
2020 г.												
0.112	Подземная бесканальная	ППУ	53	НЦС 81-02-13-2017	12 247.27	649.11	39.75	486.83	26.50	324.56	13.25	162.28
				Таблица 13-05-003								
0.159	Подземная бесканальная	ППУ	75	НЦС 81-02-13-2017	15 225.35	1 141.90	56.25	856.43	37.50	570.95	18.75	285.48
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.128			1 791.01	0.10	1 343.26	0.06	895.51	0.03	447.75
2020 г.												
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	103	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	803.18	77.25	602.39	51.50	401.59	25.75	200.80
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	91	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	746.61	68.25	559.96	45.50	373.31	22.75	186.65
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	260	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	2 258.23	195.00	1 693.67	130.00	1 129.12	65.00	564.56
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	475.5	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	4 825.23	356.63	3 618.92	237.75	2 412.62	118.88	1 206.31
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.9295		0	8 633.25	0.70	6 474.94	0.46	4 316.63	0.23	2 158.31
ИТОГО, км			**1.06**		**ИТОГО**	**10 424.26**	**0.79**	**7 818.20**	**0.53**	**5 212.13**	**0.26**	**2 606.07**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной БВЛ, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-23.

Таблица 0-23

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2021 г.												
0.089	Подземная бесканальная	ППУ	79	НЦС 81-02-13-2017	11 093.04	876.35	59.25	657.26	39.50	438.18	19.75	219.09
				Таблица 13-05-003								
0.112	Подземная бесканальная	ППУ	50	НЦС 81-02-13-2017	12 247.27	612.36	37.50	459.27	25.00	306.18	12.50	153.09
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.129			1 488.71	0.10	1 116.53	0.06	744.36	0.03	372.18
2021 г.												
0.096	Надземная на низких опорах	ППУ	523	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	4 078.31	392.25	3 058.73	261.50	2 039.16	130.75	1 019.58
				Таблица 13-06-002								
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	282	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	2 199.01	211.50	1 649.26	141.00	1 099.51	70.50	549.75
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	378	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	3 101.31	283.50	2 325.98	189.00	1 550.66	94.50	775.33
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	266	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	2 310.34	199.50	1 732.76	133.00	1 155.17	66.50	577.59
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.449		0	11 688.97	1.09	8 766.73	0.72	5 844.49	0.36	2 922.24
ИТОГО, км			**1.58**		**ИТОГО**	**13 177.68**	**1.18**	**9 883.26**	**0.79**	**6 588.84**	**0.39**	**3 294.42**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Самолетная, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-24.

Таблица 0-24

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп.				Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего
			L, м				L, м		L, м		L, м	
2021 г.												
0.096	Подземная бесканальная	ППУ	57.5	НЦС 81-02-13-2017	12 247.27	704.22	43.13	528.17	28.75	352.11	14.38	176.06
				Таблица 13-05-003								
0.133	Подземная бесканальная	ППУ	118	НЦС 81-02-13-2017	13 504.50	1 593.53	88.50	1 195.15	59.00	796.77	29.50	398.38
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.1755			2 297.75	0.13	1 723.31	0.09	1 148.88	0.04	574.44
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	1202	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	9 373.08	901.50	7 029.81	601.00	4 686.54	300.50	2 343.27
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	243	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	1 993.70	182.25	1 495.28	121.50	996.85	60.75	498.43
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.445		0	11 366.78	1.08	8 525.09	0.72	5 683.39	0.36	2 841.70
ИТОГО, км			**1.62**		**ИТОГО**	**13 664.53**	**1.22**	**10 248.40**	**0.81**	**6 832.27**	**0.41**	**3 416.13**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной 9 квартал, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-25.

Таблица 0-25

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2022 г.												
0.065	Подземная бесканальная	ППУ	165	НЦС 81-02-13-2017	8 101.66	1 336.77	123.75	1 002.58	82.50	668.39	41.25	334.19
				Таблица 13-05-003								
0.079	Подземная бесканальная	ППУ	122	НЦС 81-02-13-2017	9 846.63	1 201.29	91.50	900.97	61.00	600.65	30.50	300.32
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.287			2 538.06	0.22	1 903.55	0.14	1 269.03	0.07	634.52
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	92	НЦС 81-02-13-2017	7 417.52	682.41	69.00	511.81	46.00	341.21	23.00	170.60
				Таблица 13-06-002								
0.096	Надземная на низких опорах	ППУ	250	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	1 949.48	187.50	1 462.11	125.00	974.74	62.50	487.37
				Таблица 13-06-002								
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	528	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	4 117.29	396.00	3 087.97	264.00	2 058.65	132.00	1 029.32
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.87		0	6 749.18	0.65	5 061.89	0.44	3 374.59	0.22	1 687.30
ИТОГО, км			**1.16**		**ИТОГО**	**9 287.24**	**0.87**	**6 965.43**	**0.58**	**4 643.62**	**0.29**	**2 321.81**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной 7 квартал, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-26.

Таблица 0-26

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				**Обоснование стоимости мероприятия**	**Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та**	**Стоимость всего**	**объем реконструкции 75%**		**объем реконструкции 50%**		**объем реконструкции 25%**	
D_y	**Тип прокладки**	**Тип изоляции**	**Длина в двухтрубном исп.**				**Длина в двухтрубном исп.**	**Стоимость всего**	**Длина в двухтрубном исп.**	**Стоимость всего**	**Длина в двухтрубном исп.**	**Стоимость всего**
			L, м				**L, м**		**L, м**		**L, м**	
2022 г.												
0.089	Подземная бесканальная	ППУ	14	НЦС 81-02-13-2017	11 093.04	155.3	10.50	116.48	7.00	77.65	3.50	38.83
				Таблица 13-05-003								
0.112	Подземная бесканальная	ППУ	587	НЦС 81-02-13-2017	12 247.27	7 189.15	440.25	5 391.86	293.50	3 594.58	146.75	1 797.29
				Таблица 13-05-003								
0.159	Подземная бесканальная	ППУ	348	НЦС 81-02-13-2017	15 225.35	5 298.42	261.00	3 973.82	174.00	2 649.21	87.00	1 324.61
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.949			12 642.87	0.71	9 482.15	0.47	6 321.44	0.24	3 160.72
0.045	Надземная на низких опорах	ППУ	42.5	НЦС 81-02-13-2017	3 750.43	159.39	31.88	119.54	21.25	79.70	10.63	39.85
				Таблица 13-06-002								
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	52	НЦС 81-02-13-2017	7 417.52	385.71	39.00	289.28	26.00	192.86	13.00	96.43
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.0945		0	545.1	0.07	408.83	0.05	272.55	0.02	136.28
ИТОГО, км			**1.04**		**ИТОГО**	**13 187.97**	**0.78**	**9 890.98**	**0.52**	**6 593.99**	**0.26**	**3 296.99**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной ЖСК, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-27.

Таблица 0-27

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				**Обоснование стоимости мероприятия**	**Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та**	**Стоимость всего**	**объем реконструкции 75%**		**объем реконструкции 50%**		**объем реконструкции 25%**	
D_y	**Тип прокладки**	**Тип изоляции**	**Длина в двухтрубном исп.**				**Длина в двухтрубном исп.**	**Стоимость всего**	**Длина в двухтрубном исп.**	**Стоимость всего**	**Длина в двухтрубном исп.**	**Стоимость всего**
			L, м				**L, м**		**L, м**		**L, м**	
2024 - 2028 гг.												
0.089	Подземная бесканальная	ППУ	167	НЦС 81-02-13-2017	11 093.04	1 852.54	125.25	1 389.41	83.50	926.27	41.75	463.14
				Таблица 13-05-003								
0.159	Подземная бесканальная	ППУ	66	НЦС 81-02-13-2017	15 225.35	1 004.87	49.50	753.65	33.00	502.44	16.50	251.22
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.233			2 857.41	0.17	2 143.06	0.12	1 428.71	0.06	714.35
0.079	Надземная на низких опорах	ППУ	400	НЦС 81-02-13-2017	6 584.09	2 633.64	300.00	1 975.23	200.00	1 316.82	100.00	658.41
				Таблица 13-06-002								
0.096	Надземная на низких опорах	ППУ	131	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	1 021.53	98.25	766.15	65.50	510.77	32.75	255.38
				Таблица 13-06-002								
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	924	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	7 205.27	693.00	5 403.95	462.00	3 602.64	231.00	1 801.32
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.455		0	10 860.44	1.09	8 145.33	0.73	5 430.22	0.36	2 715.11
ИТОГО, км			**1.69**		**ИТОГО**	**13 717.85**	**1.27**	**10 288.39**	**0.84**	**6 858.93**	**0.42**	**3 429.46**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Набережная, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-28.

Таблица 0-28

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2024 - 2028 гг.												
0.065	Подземная бесканальная	ППУ	286	НЦС 81-02-13-2017	8 101.66	2 317.07	214.50	1 737.80	143.00	1 158.54	71.50	579.27
				Таблица 13-05-003								
0.096	Подземная бесканальная	ППУ	162	НЦС 81-02-13-2017	12 247.27	1 984.06	121.50	1 488.05	81.00	992.03	40.50	496.02
				Таблица 13-05-003								
0.219	Подземная бесканальная	ППУ	343	НЦС 81-02-13-2017	19 022.88	6 524.85	257.25	4 893.64	171.50	3 262.43	85.75	1 631.21
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.791			10 825.98	0.59	8 119.49	0.40	5 412.99	0.20	2 706.50
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	482	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	2 289.76	361.50	1 717.32	241.00	1 144.88	120.50	572.44
				Таблица 13-06-002								
0.079	Надземная на низких опорах	ППУ	142	НЦС 81-02-13-2017	6 584.09	934.94	106.50	701.21	71.00	467.47	35.50	233.74
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	293	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	2 403.93	219.75	1 802.95	146.50	1 201.97	73.25	600.98
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.917		0	5 628.63	0.69	4 221.47	0.46	2 814.32	0.23	1 407.16
ИТОГО, км			**1.71**		**ИТОГО**	**16 454.61**	**1.28**	**12 340.96**	**0.85**	**8 227.31**	**0.43**	**4 113.65**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной ГПТУ-10, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-29.

Таблица 0-29

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп.				Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего
			L, м				L, м		L, м		L, м	
2024 - 2028 гг.												
0.079	Подземная бесканальная	ППУ	432	НЦС 81-02-13-2017	9 846.63	4 253.74	324.00	3 190.31	216.00	2 126.87	108.00	1 063.44
				Таблица 13-05-003								
0.112	Подземная бесканальная	ППУ	274	НЦС 81-02-13-2017	12 247.27	3 355.75	205.50	2 516.81	137.00	1 677.88	68.50	838.94
				Таблица 13-05-003								
0.133	Подземная бесканальная	ППУ	354	НЦС 81-02-13-2017	13 504.50	4 780.59	265.50	3 585.44	177.00	2 390.30	88.50	1 195.15
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			1.06			12 390.08	0.80	9 292.56	0.53	6 195.04	0.27	3 097.52
0.065	Надземная на низких опорах	ППУ	262	НЦС 81-02-13-2017	5 417.29	1 419.33	196.50	1 064.50	131.00	709.67	65.50	354.83
				Таблица 13-06-002								
0.079	Надземная на низких опорах	ППУ	451	НЦС 81-02-13-2017	6 584.09	2 969.42	338.25	2 227.07	225.50	1 484.71	112.75	742.36
				Таблица 13-06-002								
0.096	Надземная на низких опорах	ППУ	215	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	1 676.55	161.25	1 257.41	107.50	838.28	53.75	419.14
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	367	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	3 011.06	275.25	2 258.30	183.50	1 505.53	91.75	752.77
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.295		0	9 076.36	0.97	6 807.27	0.65	4 538.18	0.32	2 269.09
ИТОГО, км			**2.36**		**ИТОГО**	**21 466.44**	**1.77**	**16 099.83**	**1.18**	**10 733.22**	**0.59**	**5 366.61**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Пединститут, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-30.

Таблица 0-30

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2024 - 2028 гг.												
0.089	Подземная бесканальная	ППУ	40	НЦС 81-02-13-2017	11 093.04	443.72	30.00	332.79	20.00	221.86	10.00	110.93
				Таблица 13-05-003								
0.133	Подземная бесканальная	ППУ	212	НЦС 81-02-13-2017	13 504.50	2 862.95	159.00	2 147.21	106.00	1 431.48	53.00	715.74
				Таблица 13-05-003								
0.219	Подземная бесканальная	ППУ	524	НЦС 81-02-13-2017	19 022.88	9 967.99	393.00	7 475.99	262.00	4 984.00	131.00	2 492.00
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.776			13 274.66	0.58	9 956.00	0.39	6 637.33	0.19	3 318.67
2024 - 2028 гг.												
0.045	Надземная на низких опорах	ППУ	325	НЦС 81-02-13-2017	3 750.43	1 218.89	243.75	914.17	162.50	609.45	81.25	304.72
				Таблица 13-06-002								
0.079	Надземная на низких опорах	ППУ	490	НЦС 81-02-13-2017	6 584.09	3 226.20	367.50	2 419.65	245.00	1 613.10	122.50	806.55
				Таблица 13-06-002								
0.089	Надземная на низких опорах	ППУ	869	НЦС 81-02-13-2017	7 417.52	6 445.82	651.75	4 834.37	434.50	3 222.91	217.25	1 611.46
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.684		0	10 890.91	1.26	8 168.18	0.84	5 445.46	0.42	2 722.73
ИТОГО, км			**2.46**		**ИТОГО**	**24 165.57**	**1.85**	**18 124.18**	**1.23**	**12 082.79**	**0.62**	**6 041.39**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Третьяка, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-31.

Таблица 0-31

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2024 - 2028 гг.												
0.089	Подземная бесканальная	ППУ	439	НЦС 81-02-13-2017	11 093.04	4 869.84	329.25	3 652.38	219.50	2 434.92	109.75	1 217.46
				Таблица 13-05-003								
0.096	Подземная бесканальная	ППУ	751.5	НЦС 81-02-13-2017	12 247.27	9 203.82	563.63	6 902.87	375.75	4 601.91	187.88	2 300.96
				Таблица 13-05-003								
0.112	Подземная бесканальная	ППУ	123	НЦС 81-02-13-2017	12 247.27	1 506.41	92.25	1 129.81	61.50	753.21	30.75	376.60
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			1.3135			15 580.07	0.99	11 685.05	0.66	7 790.04	0.33	3 895.02
0.045	Надземная на низких опорах	ППУ	31	НЦС 81-02-13-2017	3 750.43	116.26	23.25	87.20	15.50	58.13	7.75	29.07
				Таблица 13-06-002								
0.096	Надземная на низких опорах	ППУ	478	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	3 727.40	358.50	2 795.55	239.00	1 863.70	119.50	931.85
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	416	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	3 413.08	312.00	2 559.81	208.00	1 706.54	104.00	853.27
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	226	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	1 962.92	169.50	1 472.19	113.00	981.46	56.50	490.73
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			1.151		0	9 219.66	0.86	6 914.75	0.58	4 609.83	0.29	2 304.92
ИТОГО, км			**2.46**		**ИТОГО**	**24 799.73**	**1.85**	**18 599.80**	**1.23**	**12 399.87**	**0.62**	**6 199.93**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной ДС № 77, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-32.

Таблица 0-32

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2024 - 2028 гг.												
0.219	Подземная бесканальная	ППУ	831	НЦС 81-02-13-2017	19 022.88	15 808.01	623.25	11 856.01	415.50	7 904.01	207.75	3 952.00
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.831			15 808.01	0.62	11 856.01	0.42	7 904.01	0.21	3 952.00
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	32	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	249.53	24.00	187.15	16.00	124.77	8.00	62.38
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	337	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	2 927.01	252.75	2 195.26	168.50	1 463.51	84.25	731.75
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.369		0	3 176.54	0.28	2 382.41	0.18	1 588.27	0.09	794.14
ИТОГО, км			**1.2**		**ИТОГО**	**18 984.55**	**0.90**	**14 238.41**	**0.60**	**9 492.28**	**0.30**	**4 746.14**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Школа Милиции, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-33.

Таблица 0-33

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				**Обоснование стоимости мероприятия**	**Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та**	**Стоимость всего**	**объем реконструкции 75%**		**объем реконструкции 50%**		**объем реконструкции 25%**	
D_y	**Тип прокладки**	**Тип изоляции**	**Длина в двухтрубном исп.**				**Длина в двухтрубном исп.**	**Стоимость всего**	**Длина в двухтрубном исп.**	**Стоимость всего**	**Длина в двухтрубном исп.**	**Стоимость всего**
			L, м				**L, м**		**L, м**		**L, м**	
2024 - 2028 гг.												
0.089	Подземная бесканальная	ППУ	105	НЦС 81-02-13-2017	11 093.04	1 164.77	78.75	873.58	52.50	582.39	26.25	291.19
				Таблица 13-05-003								
0.159	Подземная бесканальная	ППУ	759.5	НЦС 81-02-13-2017	15 225.35	11 563.65	569.63	8 672.74	379.75	5 781.83	189.88	2 890.91
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.8645			12 728.42	0.65	9 546.32	0.43	6 364.21	0.22	3 182.11
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	1200	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	9 357.49	900.00	7 018.12	600.00	4 678.75	300.00	2 339.37
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	819.5	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	7 117.77	614.63	5 338.33	409.75	3 558.89	204.88	1 779.44
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			2.0195		0	16 475.26	1.51	12 356.45	1.01	8 237.63	0.50	4 118.82
ИТОГО, км			**2.88**		**ИТОГО**	**29 203.68**	**2.16**	**21 902.76**	**1.44**	**14 601.84**	**0.72**	**7 300.92**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной МЧ, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-34.

Таблица 0-34

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп.				Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего
			L, м				L, м		L, м		L, м	
2024 - 2028 гг.												
0.089	Подземная бесканальная	ППУ	16	НЦС 81-02-13-2017	11 093.04	177.49	12.00	133.12	8.00	88.75	4.00	44.37
				Таблица 13-05-003								
0.219	Подземная бесканальная	ППУ	239	НЦС 81-02-13-2017	19 022.88	4 546.47	179.25	3 409.85	119.50	2 273.24	59.75	1 136.62
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.255			4 723.96	0.19	3 542.97	0.13	2 361.98	0.06	1 180.99
2024 - 2028 гг.												
0.096	Надземная на низких опорах	ППУ	310	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	2 417.35	232.50	1 813.01	155.00	1 208.68	77.50	604.34
				Таблица 13-06-002								
0.112	Надземная на низких опорах	ППУ	1163	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	9 068.97	872.25	6 801.73	581.50	4 534.49	290.75	2 267.24
				Таблица 13-06-002								
0.133	Надземная на низких опорах	ППУ	1206	НЦС 81-02-13-2017	8 204.52	9 894.65	904.50	7 420.99	603.00	4 947.33	301.50	2 473.66
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	1093	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	9 493.25	819.75	7 119.94	546.50	4 746.63	273.25	2 373.31
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			3.772			30 874.22	2.83	23 155.67	1.89	15 437.11	0.94	7 718.56
ИТОГО, км			**4.03**		**ИТОГО**	**35 598.18**	**3.02**	**26 698.64**	**2.01**	**17 799.09**	**1.01**	**8 899.55**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Стройгородок, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-35.

Таблица 0-35

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп. L, м				Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп. L, м	Стоимость всего
2024 - 2028 гг.												
0.057	Подземная бесканальная	ППУ	90	НЦС 81-02-13-2017	7 104.53	639.41	67.50	479.56	45.00	319.71	22.50	159.85
				Таблица 13-05-003								
0.096	Подземная бесканальная	ППУ	307	НЦС 81-02-13-2017	12 247.27	3 759.91	230.25	2 819.93	153.50	1 879.96	76.75	939.98
				Таблица 13-05-003								
0.219	Подземная бесканальная	ППУ	1171	НЦС 81-02-13-2017	19 022.88	22 275.79	878.25	16 706.84	585.50	11 137.90	292.75	5 568.95
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			1.568			26 675.11	1.18	20 006.33	0.78	13 337.56	0.39	6 668.78
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	86	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	408.55	64.50	306.41	43.00	204.28	21.50	102.14
				Таблица 13-06-002								
0.065	Надземная на низких опорах	ППУ	226	НЦС 81-02-13-2017	5 417.29	1 224.31	169.50	918.23	113.00	612.16	56.50	306.08
				Таблица 13-06-002								
0.079	Надземная на низких опорах	ППУ	227	НЦС 81-02-13-2017	6 584.09	1 494.59	170.25	1 120.94	113.50	747.30	56.75	373.65
				Таблица 13-06-002								
0.096	Надземная на низких опорах	ППУ	241	НЦС 81-02-13-2017	7 797.91	1 879.30	180.75	1 409.48	120.50	939.65	60.25	469.83
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.78		0	5 006.75	0.59	3 755.06	0.39	2 503.38	0.20	1 251.69
ИТОГО, км			**2.35**		**ИТОГО**	**31 681.86**	**1.76**	**23 761.40**	**1.17**	**15 840.93**	**0.59**	**7 920.47**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной Черепановых, подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-36.

Таблица 0-36

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп.				Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего
			L, м				L, м		L, м		L, м	
2024 - 2028 гг.												
0.057	Подземная бесканальная	ППУ	547	НЦС 81-02-13-2017	7 104.53	3 886.18	410.25	2 914.64	273.50	1 943.09	136.75	971.55
				Таблица 13-05-003								
0.079	Подземная бесканальная	ППУ	221	НЦС 81-02-13-2017	9 846.63	2 176.11	165.75	1 632.08	110.50	1 088.06	55.25	544.03
				Таблица 13-05-003								
0.112	Подземная бесканальная	ППУ	314	НЦС 81-02-13-2017	12 247.27	3 845.64	235.50	2 884.23	157.00	1 922.82	78.50	961.41
				Таблица 13-05-003								
0.159	Подземная бесканальная	ППУ	1306	НЦС 81-02-13-2017	15 225.35	19 884.31	979.50	14 913.23	653.00	9 942.16	326.50	4 971.08
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			2.388			29 792.24	1.79	22 344.18	1.19	14 896.12	0.60	7 448.06
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	42.5	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	201.9	31.88	151.43	21.25	100.95	10.63	50.48
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			0.0425		0	201.9	0.03	151.43	0.02	100.95	0.01	50.48
ИТОГО, км			**2.43**		**ИТОГО**	**29 994.14**	**1.82**	**22 495.61**	**1.22**	**14 997.07**	**0.61**	**7 498.54**

Мероприятия по реконструкции тепловых сетей от котельной ООО «Лидер-СП», подлежащие замене в связи с исчерпанием эксплуатационного ресурса приведены в табл. 0-37.

Таблица 0-37

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	Стоимость всего	объем реконструкции 75%		объем реконструкции 50%		объем реконструкции 25%	
D_y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исп.				Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего	Длина в двухтрубном исп.	Стоимость всего
			L, м				L, м		L, м		L, м	
2029 - 2033 гг.												
0.057	Подземная бесканальная	ППУ	4	НЦС 81-02-13-2017	7 104.53	28.42	3.00	21.32	2.00	14.21	1.00	7.11
				Таблица 13-05-003								
ИТОГО, км			0.004			28.42	0.00	21.32	0.00	14.21	0.00	7.11
0.057	Надземная на низких опорах	ППУ	101	НЦС 81-02-13-2017	4 750.55	479.81	75.75	359.86	50.50	239.91	25.25	119.95
				Таблица 13-06-002								
0.159	Надземная на низких опорах	ППУ	459	НЦС 81-02-13-2017	8 685.50	3 986.64	344.25	2 989.98	229.50	1 993.32	114.75	996.66
				Таблица 13-06-002								
0.219	Надземная на низких опорах	ППУ	89.5	НЦС 81-02-13-2017	10 147.71	908.22	67.13	681.17	44.75	454.11	22.38	227.06
				Таблица 13-06-002								
0.273	Надземная на низких опорах	ППУ	1138	НЦС 81-02-13-2017	12 217.85	13 903.91	853.50	10 427.93	569.00	6 951.96	284.50	3 475.98
				Таблица 13-06-002								
0.325	Надземная на низких опорах	ППУ	1255	НЦС 81-02-13-2017	13 608.01	17 078.06	941.25	12 808.55	627.50	8 539.03	313.75	4 269.52
				Таблица 13-06-002								
ИТОГО, км			3.0425			36 356.64	2.28	27 267.48	1.52	18 178.32	0.76	9 089.16
ИТОГО, км			**3.05**		**ИТОГО**	**36 385.06**	**2.28**	**27 288.80**	**1.52**	**18 192.53**	**0.76**	**9 096.27**