

Закрытое Акционерное Общество
«И В Э Н Е Р Г О С Е Р В И С»

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
ГО «ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК»**



**Обосновывающие материалы
к схеме теплоснабжения:
Глава 10. Обоснование инвестиций в
строительство, реконструкцию и
техническое перевооружение**

**Книга 11. Обоснование инвестиций в
строительство, реконструкцию и
техническое перевооружение**

«УТВЕРЖДАЮ»

Технический директор –
Главный инженер ОАО «Кировская
теплоснабжающая компания»

_____ В.Г. Тузовский
« ____ » _____ 2015 г.

**СХЕМА ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГО «ГОРОД КИРОВО-ЧЕПЕЦК»
Обосновывающие материалы к схеме
теплоснабжения:**

**Глава 10. Обоснование инвестиций в строительство,
реконструкцию и техническое перевооружение**

**Книга 11. Обоснование инвестиций в строительство,
реконструкцию и техническое перевооружение**

ЗАО «Ивэнергосервис»

Генеральный директор

_____ Е.В. Барочкин
« ____ » _____ 2015 г.

Оглавление

Раздел 1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей	5
1.1. Введение	5
Раздел 2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности.....	7
2.1. Внутренние источники собственных средств	7
2.1.1. Чистая прибыль	7
2.1.1.1. Применение долгосрочных тарифов на тепловую энергию	7
2.1.2. Амортизационные отчисления	14
2.2. Внешние (привлеченные) источники денежных средств	14
2.2.1. Эмиссия обыкновенных акций.....	14
2.2.2. Кредитное финансирование	15
2.3. Выводы по Разделу 2	16
Раздел 3. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов	17
3.1. Общая часть	17
3.1.1. Основные принципы оценки эффективности.....	17
3.1.2. Денежные притоки и оттоки от операционной деятельности	18
3.1.3. Дисконтирование денежных потоков	18
3.1.4. Анализ чувствительности проекта	20
Раздел 4. Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия	21
4.1. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников теплоснабжения и тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок.....	23
4.1.1. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 1	23
4.1.2. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 2	26
4.1.3. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 3	30
4.1.4. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 4	34
4.1.5. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 5	37
4.1.6. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6	40
4.1.7. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 7	42
4.1.8. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8	45
4.2. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них	47
4.2.1. Обоснование инвестиций в мероприятия по перекидкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимально высокой вероятностью возникновения дефектов	47
4.2.2. Обоснование инвестиций в мероприятия по перекидкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с высокой вероятностью возникновения дефектов	54
4.2.3. Обоснование инвестиций в мероприятия по перекидкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с превышенным сроком эксплуатации	62
4.2.4. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей	72
4.2.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей	78
4.2.6. Обоснование инвестиций в мероприятия по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую	84

4.3. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по реконструкции источника теплоснабжения, Кировская ТЭЦ-3, в целях обеспечения перспективных нагрузок потребителей и надежности теплоснабжения.....	89
4.3.1. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции котлоагрегатов ст. №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3.....	89
4.3.2. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции оборудования КиП и А на Кировской ТЭЦ-3.....	93
4.3.3. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции вспомогательного оборудования котлоагрегатов на Кировской ТЭЦ-3.....	97
4.3.4. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции оборудования КиП и А деаэраторов ПВК на Кировской ТЭЦ-3.....	101
4.3.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по модернизации оборудования КиП и А ГРП на Кировской ТЭЦ-3.....	104
4.3.6. Обоснование инвестиций в мероприятия по внедрению регулируемого привода подпиточного насоса № 10 на Кировской ТЭЦ-3.....	107
4.3.7. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции приводов питателей котлов №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3.....	111
4.3.8. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции системы водоснабжения на Кировской ТЭЦ-3.....	115
4.3.9. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции бойлера на Кировской ТЭЦ-3.....	119
Раздел 5. Обобщенный расчет ценовых последствий мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения ГО город Кирово-Чепецк в целях повышения качества и надежности теплоснабжения.....	138
5.1. Суммарные затраты на проведение мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения ГО город Кирово-Чепецк в целях повышения качества и надежности теплоснабжения.....	138
5.2. Данные о ежегодном прогнозируемом отпуске тепловой энергии (обобщенные данные) по ГО г. Кирово-Чепецк.....	150
5.3. Расчет прогнозируемого средневзвешенного тарифа на тепловую энергию по ГО г. Кирово-Чепецк на период 2013 – 2033 г.....	151
Раздел 6. Выводы.....	155
6.1. Анализ тарифных последствий и тарифно-балансовой модели.....	155
6.2. Рекомендации по использованию источников финансирования.....	159
6.2.1. Погашение затрат на модернизацию системы теплоснабжения за счет снижения роста тарифов, составляющих совокупный платеж за коммунальные услуги.....	159
6.2.2. Тариф альтернативной котельной.....	169
Список использованных источников.....	180
Приложение П1. Расчет стоимости перехода с открытой системы ГВС на закрытую для жилых зданий.....	181
Приложение П2. Расчет стоимости перехода с открытой системы ГВС на закрытую для общественных и административных зданий.....	214
Приложение П3. Расчет стоимости перехода с открытой системы ГВС на закрытую для коммерческих и промышленных зданий.....	221

Раздел 1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) 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 0,025 - 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 длиной до 2500 м. При этом место повреждения изоляции трубопровода устанавливается с точностью до одного метра с помощью импульсного рефлектометра.

Лучшие результаты по применению труб с ППУ изоляцией достигнуты в тех регионах и городах, где имеются целевые программы и постановления по энергосбережению с конкретным указанием вида трубопроводов тепловых сетей, а именно труб с ППУ. Это, прежде всего Москва, Московская область, Тюмень, Ханты-Мансийск, Санкт-Петербург и др.

Так в Москве из 9 830 км тепловых сетей, обслуживаемых ОАО «МОЭК» (Московская объединенная энергетическая компания), около 25% выполнено из новых труб. В ближайшие 5 лет предполагается переложить ещё 4500 км теплотрасс с использованием труб с ППУ-изоляцией, что в итоге составит 70% протяженности тепловых сетей.

В результате применения данного типа труб тепловые потери уменьшились более чем на 20%, сокращаются потери сетевой воды, минимизируется упущенная выгода от недопоставок тепла потребителям во время аварийных отключений.

Применение новых конструкций теплопроводов полной комплектации позволяет:

- увеличить срок службы до 25 лет;
- снизить тепловые потери примерно в 1,5-2 раза;
- снизить капитальные затраты на 15-20%;
- снизить эксплуатационные затраты в 1,5-2 раза;
- снизить ремонтные затраты в 2-3 раза;
- уменьшить время прокладки в 1,5-2 раза;
- исключить влияние блуждающих токов и, следовательно, внешнюю коррозию;
- исключить строительство дорогостоящих каналов;
- свести к минимуму аварийность, благодаря обязательной установке системы дистанционного контроля, стоимость которой не превышает 1,5-2% от общей стоимости тепловых сетей.

Таким образом, годовой экономический эффект, получаемый в тепловых сетях, рассчитывается по формуле:

$$\mathcal{E}_{т.с.} = \mathcal{E}_{\text{кап.вл.}} + \mathcal{E}_{\text{долгов}} + \mathcal{E}_{\text{рем.}} + \mathcal{E}_{\text{экспл.}} + \mathcal{E}_{\text{топл.}}$$

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.

Раздел 2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности

Схема финансирования строительства и перекладки магистральных тепловых сетей по программе перспективного развития теплоснабжения г. Кирово-Чепецк 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).

2.1. 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.

2.1.1. 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.).

2.1.1.1. Применение долгосрочных тарифов на тепловую энергию

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Кирово-Чепецка 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.

Основные принципы регулирования тарифов на тепловую энергию изложены в 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 (мощности), 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».

В связи с вышеизложенным, и, принимая во внимание тот факт, что рост тарифов на электрическую энергию и на газ снижен законодательно на период 2014 – 2016 гг., предлагаем рассматривать рост основных тарифов (тепловая энергия, электроэнергия, природный газ, тарифы управляющих компаний) в совокупности.

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 предоставляемых 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 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 в 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:

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

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.;

H_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:

$$НВВ_i^D = OP_i + НР_i + РЭ_i + П_i + \Delta Р_{\text{рез}}, \text{ (тыс. руб.)},$$

где:

OP_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.;

$\Delta Р_{\text{рез}}$ – 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 инвестированный 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 каж-

дый i -й расчетный период регулирования долгосрочного периода регулирования (далее в настоящей главе - i -й год), HBB_i^D по формуле:

$$HBB_i^D = OP_i + NP_i + PЭ_i + BK_i + ДК_i + ΔPэз_i, \text{ (тыс. руб.)},$$

где:

OP_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.;

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

$PЭ_i$ – 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.;

BK_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.;

$ΔPэз_i$ – 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.

2.1.2. 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 регулируемого 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.

2.2. Внешние (привлеченные) источники денежных средств

2.2.1. 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, в том числе — международном, и т. д.

К общим недостаткам финансирования путем эмиссии обыкновенных акций следует отнести:

- предоставление права участия в прибылях и управлении фирмой большому 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.

2.2.2. 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 нижеприведенном рис. 2.1.

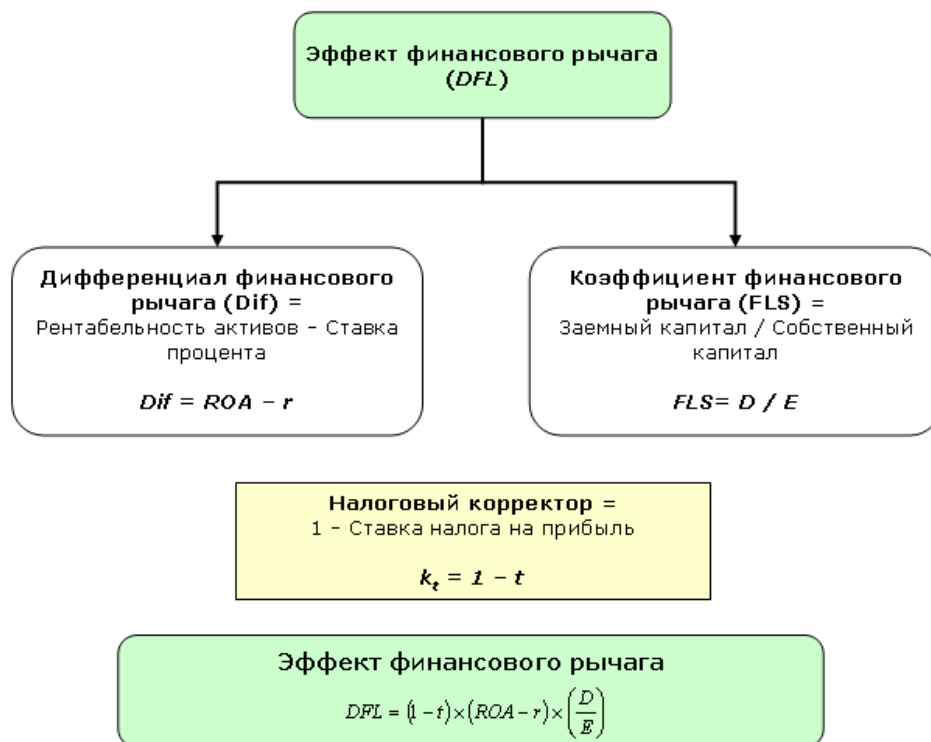


Рис. 2.1. Составляющие эффекта финансового рычага

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:

$$\text{Dif} = \text{ROA} - r$$

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	$\Delta ROE = (ROA - i) * D/E$

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.

2.3. Выводы по Разделу 2.

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

- 1) финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль, в том числе полученная от деятельности за подключение потребителей к системам теплоснабжения, а так же прибыль, полученная в результате удорожания тарифов);
- 2) финансирование за счет использования заемных средств.

Раздел 3. Методические основы расчетов эффективности инвестиционных проектов

3.1. Общая часть

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

3.1.1. 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 (капитальные затраты) 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:

- прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 2012 г. и плановый период 2013-2014 гг. и сценарные условия для формирования вариантов социально-экономического развития Российской Федерации на 2012-2014 годы, в соответствии с письмом Минэкономразвития России от 25.04.2011 № 8387-АК/ДОЗ;

- 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.

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1.

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	0,06	0,06	0,06	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке	0,08	0,05	0,03	0,05	0,07	0,09	0,06	0,05
3	Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году	0,12	0,07	0,04	0,03	0,11	0,10	0,10	0,09
4	Рост цен на Газ природный (оптовые цены без НДС)	0,08	0,08	0,02	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода						
		2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
		9	10	11	12	13	14	15
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке	0,05	0,06	0,05	0,04	0,02	0,01	0,01
3	Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05
4	Рост цен на Газ природный (оптовые цены без НДС)	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03

Начало расчетного периода определено как дата начала вложения средств в проектно-исследовательские 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.

3.1.2. 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.

3.1.3. 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 α_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. 3.2) равна:

Таблица 3.2.

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.

В качестве основных показателей для расчета эффективности ИП используются:

• 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;

$$PI = PV / IC$$

• 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.

В соответствии с НК РФ (ст. 171 п. 6): «Вычетам подлежат суммы налога, предъявленные налогоплательщику подрядными организациями (застройщиками или техническими заказчиками) при проведении ими капитального строительства (ликвидации основных средств), сборке (разборке), монтаже (демонтаже) основных средств, суммы налога, предъявленные налогоплательщику по товарам (работам, услугам), приобретенным им для выполнения строительно-монтажных работ, и суммы налога, предъявленные налогоплательщику при приобретении им объектов незавершенного капитального строительства.»

В соответствии с НК РФ (ст. 172): «Вычеты сумм налога, предъявленных продавцами налогоплательщику при приобретении либо уплаченных при ввозе на территорию Российской Федерации и иные территории, находящиеся под ее юрисдикцией, основных средств, оборудования к установке, и (или) нематериальных активов, указанных в пунктах 2 и 4 статьи 171 настоящего Кодекса, производятся в полном объеме после принятия на учет данных основных средств, оборудования к установке, и (или) нематериальных активов.»

Моменту принятия на учет ОС в инвестиционном анализе соответствует начало конца «0» года (или начало «1» года расчета). Следовательно, в момент принятия к учету основных средств, организация получает право на вычет в размере 18% от суммы произведенных затрат, и, либо возмещает сумму НДС предъявленную к вычету (может быть возвращена кредитор), либо получает налоговый актив в том же размере. В обоих случаях сумма НДС, возвращенная таким образом, перестает участвовать в расчетах эффективности инвестиционного проекта в «1» год расчетов.

В связи с вышеизложенным, суммы НДС не учитываются при расчетах эффективности инвестиционных проектов, а стоимость затрат, цены на оборудование приводятся в прогнозируемых ценах без учета НДС.

3.1.4. 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.

Раздел 4. 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 (капитальные затраты) для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей;

б) предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности;

в) расчеты эффективности инвестиций;

г) расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации»

Обоснование необходимых финансовых потребностей (капитальные затраты) в строительстве, 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 (капитальные затраты) 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 2012 год и плановый период 2013-2014 годов и сценарные условия для формирования вариантов социально-экономического развития Российской Федерации на 2012-2014 годы;

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 книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности Кировского филиала ОАО «ТГК-5».

Для показателя "Балансы тепловой энергии" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности Кировского филиала ОАО «ТГК-5».

Для показателя "Топливный баланс" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности Кировского филиала ОАО «ТГК-5».

Для показателя "Балансы теплоносителей" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности Кировского филиала ОАО «ТГК-5».

Для показателя "Балансы электрической энергии" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности Кировского филиала ОАО «ТГК-5».

Для показателя "Балансы холодной воды питьевого качества" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности Кировского филиала ОАО «ТГК-5».

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 (капитальные затраты) 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.

4.1. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение источников теплоснабжения и тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок

4.1.1. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 1

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 1

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 1 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3.

Прирост отапливаемых площадей в зоне нового строительства составит 2 300 м².

Объекты строительства – общественные здания.

Прирост тепловых нагрузок потребителей – 0,1662 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2015 г.: от существующей тепловой камеры ТК-7-01а до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 1 длиной 50 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ.

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 4.1.1-1.

Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) 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(в ценах 2012 г.).

Таблица 4.1.1-1.

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. тыс. руб.
ТК-7-01а	Проект. ТК	70	50	2015 г.	Подземная бесканальная, ППМ	299,24
ИТОГО						299,24

Финансовые потребности в реализацию предложения (в ценах 2012 г.) с разбивкой по статьям затрат приведены в таблице 4.1.1-2.

Таблица 4.1.1-2.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2015 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	12,68	12,68
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	15,22	15,22
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	220,62	220,62
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	248,52	248,52
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	5,07	5,07
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	253,59	253,59
НДС	тыс. руб.	45,65	45,65
Всего смета проекта	тыс. руб.	299,24	299,24

Реализация мероприятий планируется в 2015 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.1.1-3.

Таблица 4.1.1-3.

Годы	2015 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	299,24	299,24
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	349,71	349,71

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения потребителей в зоне нового строительства № 1 составит 349,71 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 1

Собственником тепловых сетей станет ОАО «КТК».

Строительство тепловых сетей предполагается провести с привлечением средств инвестора.

Возврат средств инвестору предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». Экономическая эффективность проекта рассмотрена для двух вариантов финансирования:

- 1) За счет собственного капитала организации
- 2) За счет заемного капитала

3. Расчеты эффективности инвестиций для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 1

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов, приведены в табл. 4.1.1-4.

Таблица 4.1.1-4.

№ 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	35,56	----	0,12	----	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	28,86	----	0,09	----	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.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.1.1.

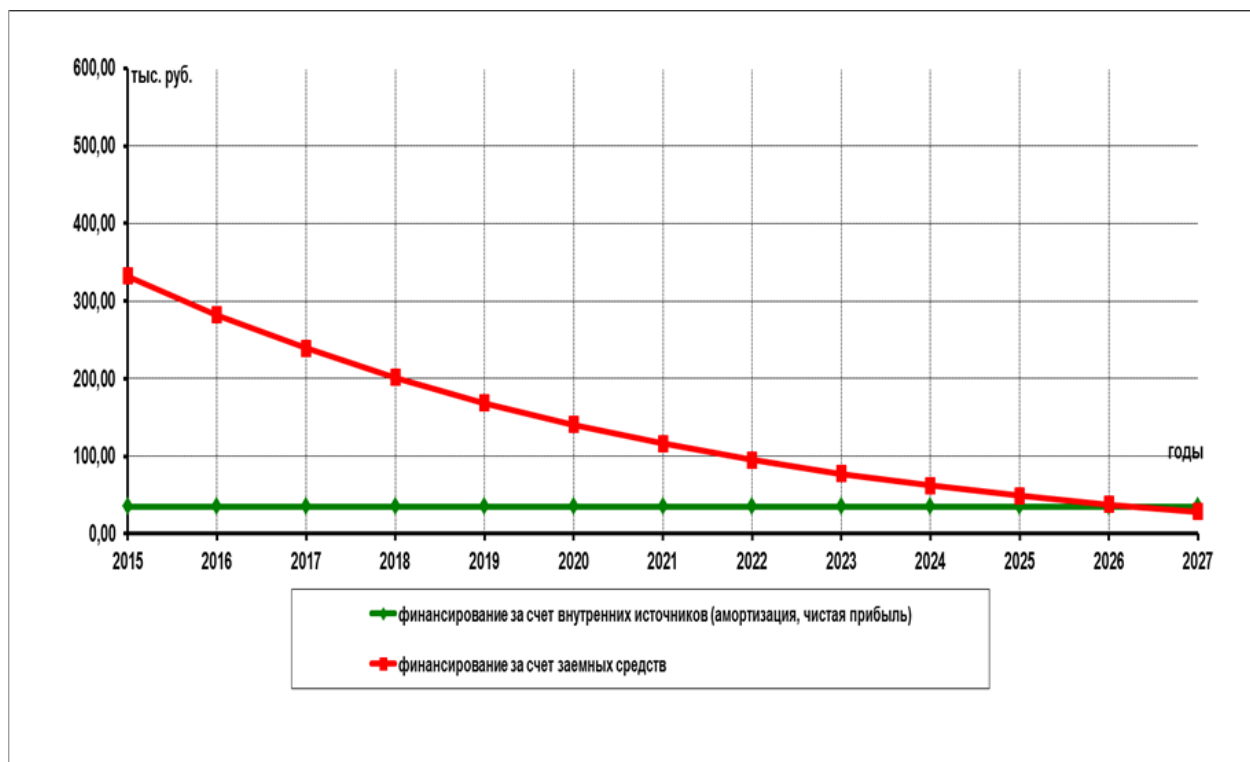


Рис. 4.1.2. Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия

4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 1

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075 приведен в табл. 4.1.1-5.

В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 0,1662 Гкал/час в течение 2015 – 2033 гг.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.1.1-5.

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	296,36
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	29,64
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	5,93
Итого в расчете на 0,1662 Гкал/час	тыс. руб.	331,92
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 997,12

4.1.2. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 2

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 2

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 2 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3. Прирост площади строительных фондов составит 75 257 м² (Общественные и жилые здания). Прирост теплоснабжения составит 3,9142 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2016 г.: от существующей тепловой камеры Уз. Свердлова 2 до проектируемой тепловой камеры №1 в зоне нового строительства № 2 длиной 50 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2014 г.: от существующей тепловой камеры ТК-16-3 до проектируемой тепловой камеры № 2 в зоне нового строительства № 2 длиной 100 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 80 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2018 г.: от существующей тепловой камеры ТК 4-23-3 будет осуществляться подключение объекта теплоснабжения в зоне нового строительства № 2 трубопроводом длиной 40 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 50 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2029 г.: от существующей тепловой камеры Уз. России 31-1 будет осуществляться подключение объекта теплоснабжения в зоне нового строительства № 2 трубопроводом длиной 60 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 50 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2016 - 2019 гг.: от существующей тепловой камеры ТК-22-4 до проектируемой тепловой камеры №3 в зоне нового строительства № 2 длиной 130 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2017 гг.: от существующей тепловой камеры Уз. Г/К Б-24 до проектируемой тепловой камеры № 4 в зоне нового строительства № 2 длиной 100 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 50 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2024 гг.: от существующей тепловой камеры ТК-22-1-1 до проектируемой тепловой камеры № 5 в зоне нового строительства № 2 длиной 230 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 4.1.2-1

Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) 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(в ценах 2012 г.).

Таблица 4.1.2-1.

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. тыс. руб.
Уз. Свердлова 2	Проект. ТК № 1	100	50	2016	Подземная бесканальная, ППМ	346,08
ТК-16-3	Проект. ТК № 2	80	100	2014	Подземная бесканальная, ППМ	674,24
ТК 4-23-3	Объект теплоснабжения	50	40	2018	Подземная бесканальная, ППМ	172,73

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. тыс. руб.
Уз. России 31-1	Объект теплоснабжения	50	60	2029	Подземная бесканальная, ППМ	259,09
ТК-22-4	Проект. ТК № 3	100	130	2016 – 2019	Подземная бесканальная, ППМ	899,80
Уз. Г/К Б-24	Проект. ТК № 4	50	100	2017	Подземная бесканальная, ППМ	431,81
ТК-22-1-1	Проект. ТК № 5	100	230	2024	Подземная бесканальная, ППМ	1 591,96
ИТОГО						4 375,71

Финансовые потребности в реализацию предложения (в ценах 2012 г.) приведены в таблице 4.1.2-2.

Таблица 4.1.2-2.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2014 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	28,57	14,66	18,30	7,32	38,13	67,46	10,98	185,41
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	34,28	17,60	21,96	8,78	45,75	80,95	13,17	222,49
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	497,11	255,16	318,37	127,35	663,41	1 173,73	191,03	3 226,16
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	559,96	287,42	358,62	143,45	747,29	1 322,14	215,18	3 634,07
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	11,43	5,87	7,32	2,93	15,25	26,98	4,39	74,16
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	571,39	293,29	365,94	146,38	762,54	1 349,12	219,57	3 708,23
НДС	тыс. руб.	102,85	52,79	65,87	26,35	137,26	242,84	39,52	667,48
Всего смета проекта	тыс. руб.	674,24	346,08	431,81	172,73	899,80	1 591,96	259,09	4 375,71

Реализация мероприятий планируется на период 2015 – 2029 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.1.2-3.

Таблица 4.1.2-3.

Годы	2014 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2024 г.	2029 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	674,24	346,08	431,81	172,73	899,80	1 591,96	259,09	4 375,71
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	750,43	424,67	556,36	233,68	1 265,99	2 698,91	509,21	6 439,25

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения потребителей в зоне нового строительства № 2 составит 6 439,25 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 2

Собственником тепловых сетей является ОАО «КТК». Строительство тепловых сетей предполагается провести с привлечением средств инвестора.

Возврат средств инвестору предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». Экономическая эффективность проекта рассмотрена для двух вариантов финансирования:

- 3) За счет собственного капитала организации
- 4) За счет заемного капитала

3. Расчеты эффективности инвестиций для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 2

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов, приведены в табл. 4.1.2-4.

Таблица 4.1.2-4.

№ 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	421,21	---	0,08	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	1 184,58	---	0,28	---	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.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.1.2.

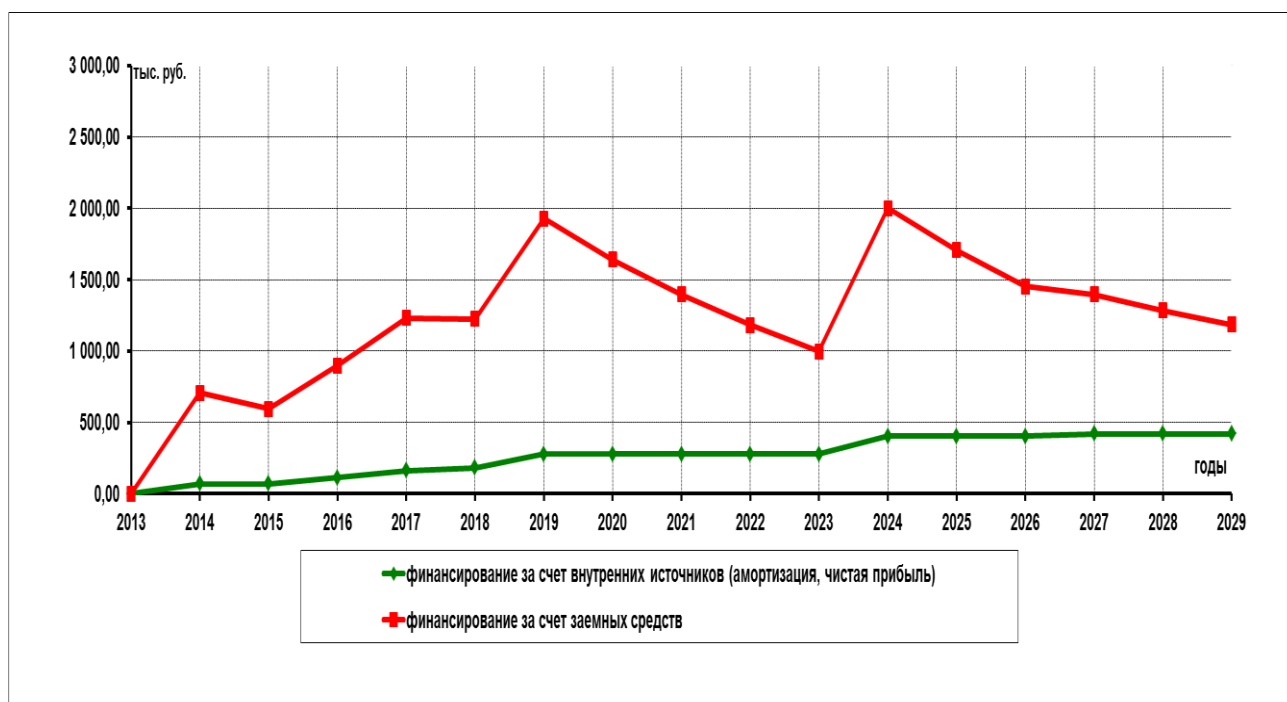


Рис. 4.1.2. Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия

4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 2

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 приведен в табл. 4.1.2-5. В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 3,9 Гкал/час в течение 2015 – 2033 г.

Расчет платы за техническое подключение в 2014 г. приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.1.2-5.

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	635,96
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	63,60
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	6,36
Итого в расчете на 0,3981 Гкал/час	тыс. руб.	705,91
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 773,20

Расчет платы за техническое подключение в 2016 г. приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.1.2-6.

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	359,89
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	35,99
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	7,20
Итого в расчете на 0,5578 Гкал/час	тыс. руб.	403,08
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	722,62

Расчет платы за техническое подключение в 2017 г. приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.1.2-6.

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	471,49
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	47,15
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	9,43
Итого в расчете на 0,6118 Гкал/час	тыс. руб.	528,07
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	863,14

Расчет платы за техническое подключение в 2018 г. приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.1.2-6.

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	198,03
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	19,80
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	3,96
Итого в расчете на 0,5372 Гкал/час	тыс. руб.	221,80
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	412,87

Расчет платы за техническое подключение в 2019 г. приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.1.2-7.

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	1 072,87
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	107,29
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	21,46
Итого в расчете на 0,6415 Гкал/час	тыс. руб.	1 201,62
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 873,14

Расчет платы за техническое подключение в 2024 г. приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.1.2-8.

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	2 287,21
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	228,72
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	45,74
Итого в расчете на 0,7719 Гкал/час	тыс. руб.	2 561,68
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	3 318,67

Расчет платы за техническое подключение в 2029 г. приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.1.2-9.

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	431,53
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	43,15
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	8,63
Итого в расчете на 0,3959 Гкал/час	тыс. руб.	483,32
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 220,81

4.1.3. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 3

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 3

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 3 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3.

Прирост площади строительных фондов составит 12 310 м² (общественные и жилые здания), 6 960 м² (индивидуальное жилищное строительство).

Прирост теплопотребления, соответственно составит 0,5851 Гкал/ч и 0,5247 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2017 г.: от существующей тепловой камеры ТК 7-10 до проектируемой тепловой камеры №1 в зоне нового строительства № 3 длиной 300 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 80 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 4.1.3-1

Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) 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 (в ценах 2012 г.).

Таблица 4.1.3-1.

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. тыс. руб.
ТК 7-10	Проект. ТК	80	300	2017	Подземная бесканальная, ППМ	2022,71
ИТОГО						2022,71

Финансовые потребности в реализацию предложения (в ценах 2012 г.) приведены в таблице 4.1.3-2.

Таблица 4.1.3-2.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2017 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	85,71	85,71
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	102,85	102,85
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	1 491,32	1 491,32
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	1 679,88	1 679,88
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	34,28	34,28
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	1 714,16	1 714,16
НДС	тыс. руб.	308,55	308,55
Всего смета проекта	тыс. руб.	2 022,71	2 022,71

Для обеспечения тепловой энергией перспективной индивидуальной жилой застройки в зоне нового строительства № 3 предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. В период 2014-2033 гг. в данной зоне планируется строительство 58 индивидуальных коттеджей общей отапливаемой площадью 6,96 тыс. м².

Финансовые потребности в реализацию предложения по установке индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов (в ценах 2012 г.) приведены в таблице 4.1.3-3.

Таблица 4.1.3-3.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	115,94
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	139,13
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	2 017,33
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	2 272,39
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	46,38
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	2 318,77
НДС	тыс. руб.	417,38
Всего смета проекта	тыс. руб.	2 736,15

Реализация мероприятий планируется в 2017 – 2018 гг. Сводная стоимость мероприятий по прокладке трубопроводов тепловых сетей и строительству индивидуальных систем отопления для коттеджей по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.1.3-4.

Таблица 4.1.3-4.

Годы	2017 г.	2018 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	2 022,71	2 736,15	4 758,86
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	2 606,13	3 701,62	6 307,76

Итого стоимость реализации мероприятий по прокладке тепловых сетей и строительству индивидуальных систем отопления для коттеджей для подключения потребителей в зоне нового строительства № 3 составит 6 307,76 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 3

Собственником тепловых сетей является ОАО «КТК».

Строительство тепловых сетей предполагается провести с привлечением средств инвестора. Возврат средств инвестору предполагается осуществлять за счет платы за подключение. Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». Экономическая эффективность проекта рассмотрена для двух вариантов финансирования:

1. За счет собственного капитала организации
2. За счет заемного капитала.

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 3 (индивидуальное жилищное строительство) осуществляется за счет собственников жилых помещений.

3. Расчеты эффективности инвестиций для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 3

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта строительства тепловых сетей приведены в табл. 4.1.3-5.

Таблица 4.1.3-5.

№ 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	182,32	---	0,08	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	373,55	---	0,21	---	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.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.1.3.

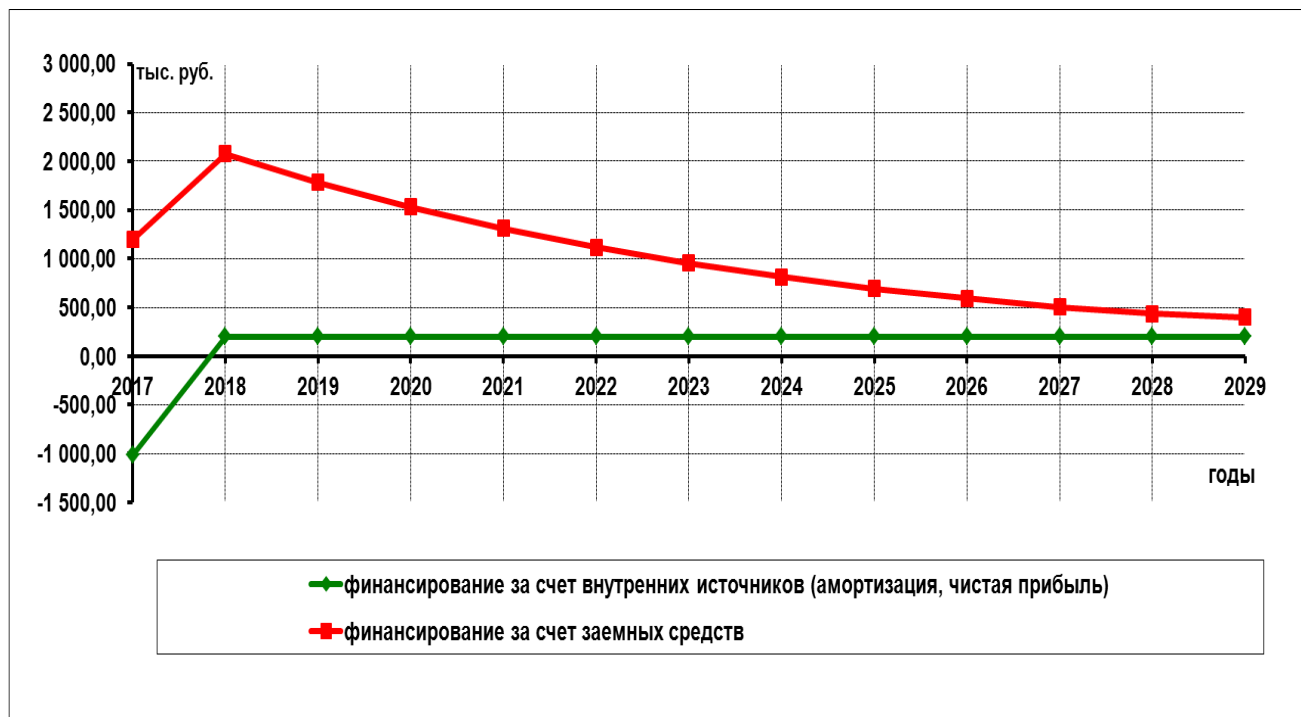


Рис. 4.1.3. Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия

Для индивидуального жилищного строительства – в ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются.

Для оценки себестоимости производимой тепловой энергии использован показатель срок окупаемости и ежегодная экономия на 1 единицу оборудования.

Ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 23,8 тыс. руб. Для устанавливаемого оборудования срок окупаемости составляет 3,26 года.

4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 3

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 приведен в табл. 4.1.3-5.

В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 0,5851 Гкал/час в течение 2015 – 2033 гг.

Расчет платы за техническое подключение в 2014 г. приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.1.3-6.

Наименование показателя	Ед. изм.	Показатель
в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	2 208,59
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	220,86
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	44,17
Итого в расчете на 0,5851 Гкал/час	тыс. руб.	2 473,62
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	4 714,35

Для определения ценовых последствий для потребителей (индивидуальное жилищное строительство) при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 3 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Таблица 4.1.3-7.

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам, руб.	1306	1450	1602	1765	1942	2116	2296	2485	3024

Продолжение таблицы 4.1.3-7.

Показатель	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам, руб.	3198	3367	3523	3673	3829	3992	4164	4343	4531	4727

4.1.4. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 4

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 4

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 4 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3.

Прирост отапливаемых площадей в зоне нового строительства составит 3 100 м².

Объекты строительства – общественные здания.

Прирост тепловых нагрузок потребителей – 0,1581 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2029 г.: от существующей тепловой камеры ТК 9-20 до проектируемой тепловой камеры в зоне нового строительства № 4 длиной 150 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 4.1.4-1.

Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) 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 (в ценах 2012 г.).

Таблица 4.1.4-1.

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. тыс. руб.
ТК 9-20	Проект. ТК	70	150	2029	Подземная бесканальная, ППМ	760,78
ИТОГО						760,78

Финансовые потребности в реализацию предложения (в ценах 2012 г.) с разбивкой по статьям затрат приведены в таблице 4.1.4-2.

Таблица 4.1.4-2

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2024 - 2028 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	38,04	38,04
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	45,65	45,65
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	661,88	661,88
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	745,56	745,56
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	15,22	15,22
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	760,78	760,78
НДС	тыс. руб.	136,94	136,94
Всего смета проекта	тыс. руб.	897,72	897,72

Реализация мероприятий планируется в 2027 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.1.4-3.

Годы	2027 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	897,72	897,72
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 764,34	1 764,34

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения потребителей в зоне нового строительства № 4 составит 1 764,34 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 4

Собственником тепловых сетей станет ОАО «КТК».

Строительство тепловых сетей предполагается провести с привлечением средств инвестора.

Возврат средств инвестору предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12 г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». Экономическая эффективность проекта рассмотрена для двух вариантов финансирования:

1. За счет собственного капитала организации
2. За счет заемного капитала

3. Расчеты эффективности инвестиций для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 4

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов, приведены в табл. 4.1.4-4.

Таблица 4.1.4-4.

№ 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	60	---	0,04	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	563	---	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.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.1.4.

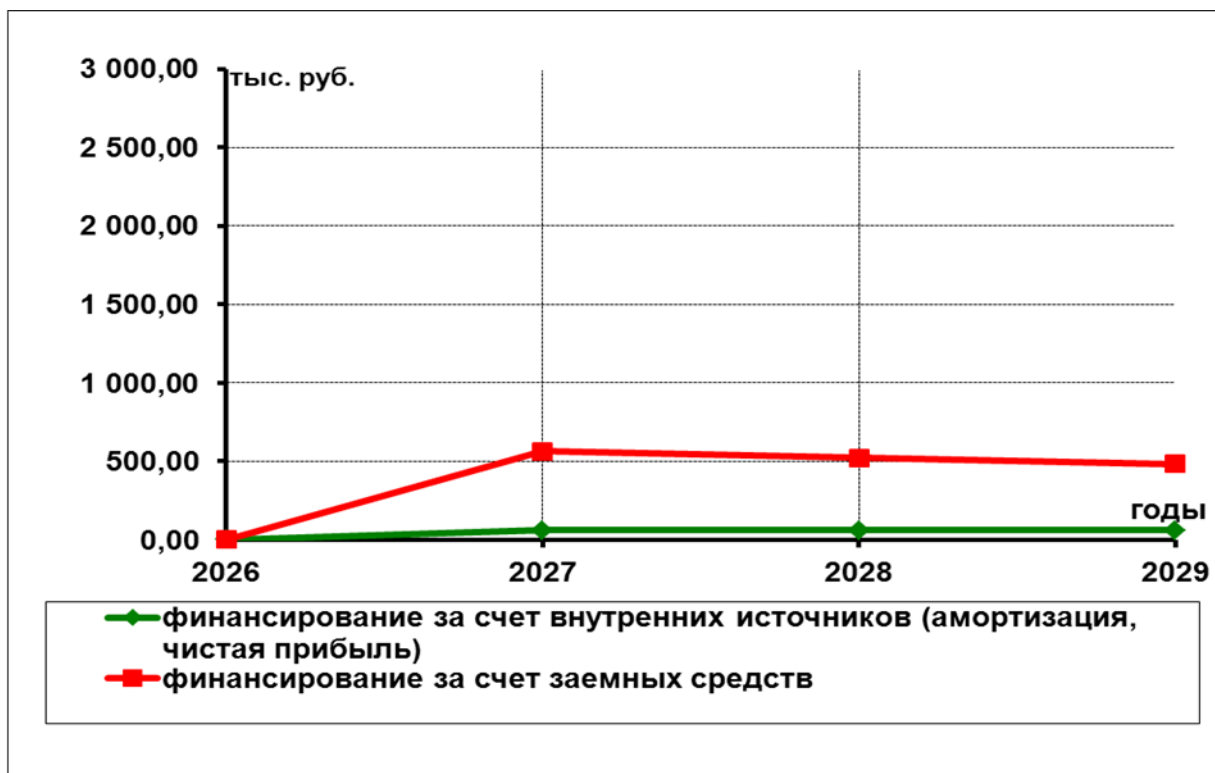


Рис. 4.1.2. Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия

4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 4

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 приведен в табл. 4.1.4-5.

В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 0,8282 Гкал/час в течение 2015 – 2033 гг.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.1.4-5

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	1 495,21
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	149,52
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	29,90
Итого в расчете на 0,8282 Гкал/час	тыс. руб.	1 674,63
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	10 592,24

4.1.5. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 5

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 5

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 5 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3.

Прирост отапливаемых площадей в зоне нового строительства составит 21 080 м².

Объекты строительства – общественные здания.

Прирост тепловых нагрузок потребителей – 0,977 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2014 г.: от существующей тепловой камеры ТК 10-8 до проектируемой тепловой камеры № 1 в зоне нового строительства № 5 длиной 50 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2024 г.: от существующей тепловой камеры ТК 12-9 до проектируемой тепловой камеры № 2 в зоне нового строительства № 5 длиной 70 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 70 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

- на период 2024 г.: от существующей тепловой камеры ТК 12-7 до проектируемой тепловой камеры № 3 в зоне нового строительства № 5 длиной 50 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 100 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 4.1.5-1.

Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) 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(в ценах 2012 г.).

Таблица 4.1.5-1.

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. тыс. руб.
ТК 10-8	Проект. ТК №1	70	50	2014	Подземная бесканальная, ППМ	299,2362
ТК 12-9	Проект. ТК №2	70	70	2024	Подземная бесканальная, ППМ	418,9354
ТК 12-7	Проект. ТК №3	100	50	2024	Подземная бесканальная, ППМ	346,0822
ИТОГО						1064,2538

Финансовые потребности в реализацию предложения (в ценах 2012 г.) с разбивкой по статьям затрат приведены в таблице 4.1.5-2.

Таблица 4.1.5-2.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2015 г.	2024 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	12,68	32,42	45,10
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	15,22	38,90	54,11
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	220,62	564,04	784,66
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	248,52	635,35	883,87
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	5,07	12,97	18,04
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	253,59	648,32	901,91
НДС	тыс. руб.	45,65	116,70	162,34
Всего смета проекта	тыс. руб.	299,24	765,02	1 064,25

Реализация мероприятий планируется в 2015 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.1.5-3.

Таблица 4.1.5-3.

Годы	2015 г.	2024 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	299,24	765,02	1 064,25
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	333,05	1 804,26	2 137,32

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения потребителей в зоне нового строительства № 5 составит 2 137,32 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 5

Собственником тепловых сетей станет ОАО «КТК».

Строительство тепловых сетей предполагается провести с привлечением средств инвестора.

Возврат средств инвестору предполагается осуществлять за счет платы за подключение.

Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». Экономическая эффективность проекта рассмотрена для двух вариантов финансирования:

1. За счет собственного капитала организации
2. За счет заемного капитала

3. Расчеты эффективности инвестиций для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 5

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов, приведены в табл. 4.1.5-4.

Таблица 4.1.5-4.

№ 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	91	---	0,065	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	349	---	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.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.1.5.

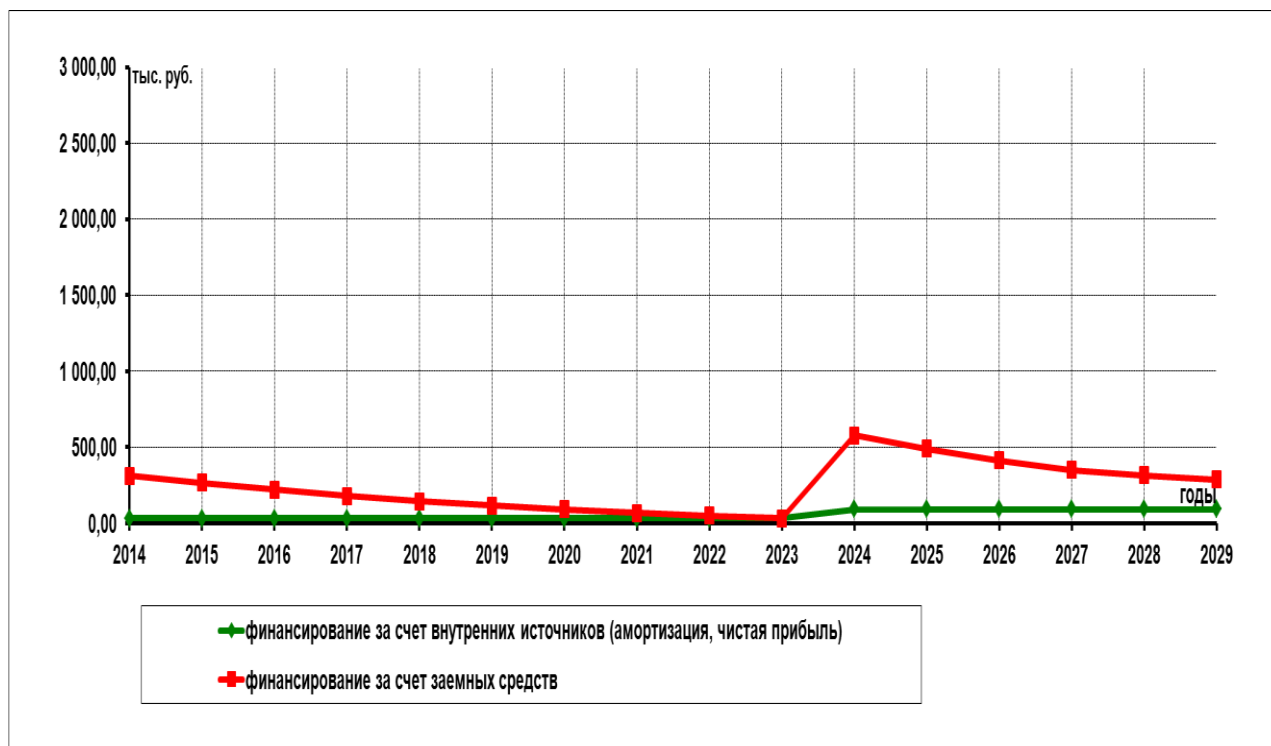


Рис. 4.1.2. Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия

4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 5

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 приведен в табл. 4.1.5-5. В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 0,1814 Гкал/час в течение 2014 – 2033 гг.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.1.5-5.

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	282,25
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	28,22
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	2,82
Итого в расчете на 0,1814 Гкал/час	тыс. руб.	313,29
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 727,08

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 приведен в табл. 4.1.5-6.

В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 0,7956 Гкал/час в течение 2014 – 2033 гг.

Таблица 4.1.5-6.

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	1 099,12
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	109,91
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	21,98
Итого в расчете на 0,7956 Гкал/час	тыс. руб.	1 231,02
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	1 547,28

4.1.6. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 6

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 6 с индивидуальной и малоэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Прирост площади строительных фондов в период 2015 – 2027 гг. составит 10 080 м². При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий – 84.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 6 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Тепловая мощность единицы оборудования - 28 кВт.

Максимальная потребляемая электрическая мощность – 15 Вт.

Финансовые потребности в реализацию предложения (в ценах 2012 г.) приведены в таблице 4.1.6-1.

Таблица 4.1.6-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	167,96
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	201,55
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	2 922,47
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	3 291,98
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	67,18
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	3 359,16
НДС	тыс. руб.	604,65
Всего смета проекта	тыс. руб.	3 963,81

Реализация мероприятий планируется на 2015 - 2027 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.1.6-2.

Таблица 4.1.6-2.

Годы	2015 - 2027 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	3 963,81	3 963,81
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	7 343,12	7 343,12

Итого стоимость реализации мероприятий по установке индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов для подключения потребителей в зоне нового строительства № 6 составит 7 343,12 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства источников тепловой энергии и ТС в зоне нового строительства № 6

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 6 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

3. Расчеты эффективности инвестиций для установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 6

В ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются.

Для оценки себестоимости производимой тепловой энергии использован показатель срок окупаемости и ежегодная экономия на 1 единицу оборудования.

Ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 23,8 тыс. руб.

Для устанавливаемого оборудования срок окупаемости составляет 3,26 года.

4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 6

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 6 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Таблица 4.1.6-3.

Показатель	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам, руб.	3829	3992	4164	4343	4531	4727

4.1.7. Обоснование инвестиций в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 7

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 7

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 7 с общественной застройкой предлагается использование системы централизованного теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3.

Прирост отапливаемых площадей в зоне нового строительства составит 91 660 м².

Объекты строительства – общественные и жилые здания.

Прирост тепловых нагрузок потребителей – 3,99 Гкал/ч.

Для осуществления подключения потребителей необходимо провести прокладку следующих трубопроводов:

- на период 2019 г. от существующей тепловой камеры ТК 5-20А до проектируемой тепловой камеры №1 в зоне нового строительства № 7 длиной 600 п.м. в двухтрубном исполнении условным диаметром 200 мм. Тип прокладки – подземный бесканальный, тип изоляции – ППМ;

Основные технические и стоимостные характеристики тепловых сетей, планируемых к строительству и оценка финансовых потребностей для реализации мероприятий приведены в табл. 4.1.7-1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) 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 (в ценах 2012 г.).

Таблица 4.1.7-1.

Начало участка	Конец участка	Условный диаметр (мм)	Длина (м)	Год прокладки	Тип прокладки	Стоимость строительства с НДС в ценах 2012 г. тыс. руб.
ТК 5-20А	Проект. ТК №1	200	600	2019	Подземная бесканальная, ППМ	6 764,31
ИТОГО						6 764,31

Финансовые потребности в реализацию предложения (в ценах 2012 г.) с разбивкой по статьям затрат приведены в таблице 4.1.7-2.

Таблица 4.1.7-2.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	286,62	286,62
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	343,95	343,95
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	4 987,24	4 987,24
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	5 617,81	5 617,81
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	114,65	114,65
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	5 732,46	5 732,46
НДС	тыс. руб.	1 031,84	1 031,84
Всего смета проекта	тыс. руб.	6 764,30	6 764,30

Реализация мероприятий планируется в 2019 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.1.7-3.

Таблица 4.1.7-3.

Годы	2019 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	6 764,30	6 764,30
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	9 517,20	9 517,20

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству тепловых сетей для подключения потребителей в зоне нового строительства № 7 составит 9 517,2 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 7

Собственником тепловых сетей станет ОАО «КТК».

Строительство тепловых сетей предполагается провести с привлечением средств инвестора. Возврат средств инвестору предполагается осуществлять за счет платы за подключение. Расчет платы за подключение проводится в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения». Экономическая эффективность проекта рассмотрена для двух вариантов финансирования:

1. За счет собственного капитала организации.
2. За счет заемного капитала.

3. Расчеты эффективности инвестиций для осуществления строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 7

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов, приведены в табл. 4.1.7-4.

Таблица 4.1.7-4.

№ 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	134,83	---	0,016	---	Менее года	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-1361,16	---	-0,16	----	Более 25 лет	Более 25 лет

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 в виду, что при предоставлении займов для реализации подобных проектов необходимое обеспечение — минимум 125% суммы займа, гарантия (например, материнской компании, муниципальная) или залог оборудования.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.1.7.



Рис. 4.1.7. Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия

4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства тепловых сетей в зоне нового строительства № 7

Расчет стоимости за подключение к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. № 1075 приведен в табл. 4.1.7-5.

В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 3,9 Гкал/час в течение 2014 – 2033 гг.

Расчет платы за техническое подключение приведен без учета НДС 18%.

Таблица 4.1.7-5.

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	8 065,42
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	806,54
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	161,31
Итого в расчете на 0,1814 Гкал/час	тыс. руб.	9 033,27
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 263,98

4.1.8. Обоснование инвестиций в установку индивидуальных водогрейных газовых котлов для прогнозируемых приростов тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для осуществления установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 8

Для реализации системы теплоснабжения в зоне нового строительства № 8 с индивидуальной и малозэтажной застройкой предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Прирост площади строительных фондов в период 2014 – 2033 гг. составит 10 080 м².

При средней величине площади в отапливаемом здании 150 м² количество зданий – 84.

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 8 для отопления зданий предполагается установка индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов.

Тепловая мощность единицы оборудования - 28 кВт.

Максимальная потребляемая электрическая мощность – 15 Вт.

Финансовые потребности в реализацию предложения (в ценах 2012 г.) приведены в таблице 4.1.8-1.

Таблица 4.1.8-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	26,00	22,00	28,00	28,00	28,00	200,00	106,00	438,00
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	31,20	26,40	33,60	33,60	33,60	240,00	127,20	525,60
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	452,40	382,80	487,20	487,20	487,20	3 480	1 844	7 621,20
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	509,60	431,20	548,80	548,80	548,80	3 920	2 077,60	8 584,80
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	10,40	8,80	11,20	11,20	11,20	80,00	42,40	175,20
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	520,00	440,00	560,00	560,00	560,00	4 000	2 120	8 760,00
НДС	тыс. руб.	93,60	79,20	100,80	100,80	100,80	720,00	381,60	1 576,80
Всего смета проекта	тыс. руб.	613,60	519,20	660,80	660,80	660,80	4 720	2 501,60	10 336,80

Реализация мероприятий планируется на период 2014 – 2028 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.1.8-2.

Таблица 4.1.8-2.

Годы	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	613,60	519,20	660,80	660,80	660,80	4 720	2 502	10 337
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	682,94	606,76	810,86	851,40	893,97	7 769	4 634	16 249

Итого стоимость реализации мероприятий по установке индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов для подключения потребителей в зоне нового строительства № 8 составит 16 249,0 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности строительства источников тепловой энергии и тепловых сетей в зоне нового строительства № 8

Установка теплового оборудования в зоне нового строительства № 8 осуществляется за счет собственников жилых помещений.

3. Расчеты эффективности инвестиций для установки индивидуальных водогрейных газовых котлов в зоне нового строительства № 8

В ситуации, когда собственник оборудования не осуществляет продажи тепловой энергии такие показатели, как NPV, IRR не применяются. Для оценки себестоимости производимой тепловой энергии использован показатель срок окупаемости и ежегодная экономия на 1 единицу оборудования.

Ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 23,8 тыс. руб. Для устанавливаемого оборудования срок окупаемости составляет 3,26 года.

4. Расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 8

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения в зоне нового строительства № 8 рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования.

Таблица 4.1.8-3.

Показатель	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам, руб.	1306	1450	1602	1765	1942	2116	2296	2485	3024

Продолжение таблицы 4.1.8-3.

Показатель	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам, руб.	3198	3367	3523	3673	3829	3992	4164	4343	4531	4727

4.2. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и сооружений на них

4.2.1. Обоснование инвестиций в мероприятия по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимально высокой вероятностью возникновения дефектов

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимально высокой вероятностью возникновения дефектов

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на 2016 г., в целях обеспечения надежности теплоснабжения приведен в табл. 4.2.1-1.

Таблица 4.2.1-1.

Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный к-т на объем работ	Поправочный к-т на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО
TK2-32	TK2-27	100	57,48	Подземный канальный	2015	17 134,54	0,67	1,00	11 490,42	660,47
7 ПАВ-3	НО -41	300	95,7	Подземный канальный	2015	28 710,97	0,67	1,00	19 253,58	1 842,57
TK5-13	TK5-14	400	92,04	Подземный канальный	2015	44 512,35	0,67	1,00	29 849,98	2 747,39
TK5-08	TK5-12	500	665,81	Подземный канальный	2015	53 753,04	0,67	1,00	36 046,79	24 000,31
7 ПАВ-3	НО -41	500	278,59	Подземный канальный	2015	53 753,04	0,67	1,00	36 046,79	10 042,27
11НО28	11НО-30	500	170,00	Подземный канальный	2015	53 753,04	0,67	1,00	36 046,79	6 127,95
TK7-03	TK7-07	600	553,13	Подземный канальный	2015	53 753,04	0,67	1,19	42 848,07	23 700,55
ИТОГО										69 121,51

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на 2017 г., в целях обеспечения надежности теплоснабжения приведен в табл. 4.2.1-2.

Таблица 4.2.1-2.

Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный к-т на объем работ	Поправочный к-т на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО
6 НО -25	6НО-27	600	80	Надземный	2016	17 678,68	1,00	1,94	34 269,44	2 741,56
TK2-32	TK2-27	125	200,63	Подземный канальный	2016	17 134,54	0,67	1,00	11 490,42	2 305,32
TK1-06	TK1-08	150	213,36	Подземный канальный	2016	18 249,13	0,67	1,00	12 237,87	2 611,07
TK3-37	TK1-03	200	197,51	Подземный канальный	2016	20 538,12	0,67	1,00	13 772,86	2 720,28
TK2-02	TK2-04	250	136,96	Подземный канальный	2016	26 811,30	0,67	1,00	17 979,66	2 462,49
опуск между 6НО-30 и 6НО-31	6ПАВ-1	600	50	Подземный канальный	2016	53 753,04	0,67	1,19	42 848,07	2 142,40
ИТОГО										14 983,12

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на 2018 г., в целях обеспечения надежности теплоснабжения приведен в табл. 4.2.1-3.

Таблица 4.2.1-3.

Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный к-т на объем работ	Поправочный к-т на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО
7 ПАВ-3	НО -41	500	2253,49	Надземный	2018	17 678,68	1,00	1,93	34 119,85	76 888,75
ИТОГО										76 888,75

В табл. 4.2.1-4. приведена стоимость мероприятий с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2012 г.).

Таблица 4.2.1-4

Наименование работ/статьи затрат	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2018 г.	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	3 456,08	749,16	3 844,44	8 049,67
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	4 147,29	898,99	4 613,33	9 659,60
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	60 135,71	13 035,31	66 893,21	140 064,24
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	67 739,08	14 683,46	75 350,98	157 773,51
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 382,43	299,66	1 537,78	3 219,87
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	69 121,51	14 983,12	76 888,75	160 993,38
НДС	тыс. руб.	12 441,87	2 696,96	13 839,98	28 978,81
Всего смета проекта	тыс. руб.	81 563,38	17 680,08	90 728,73	189 972,19

2. Стоимость мероприятий по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимально высокой вероятностью возникновения дефектов по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Реконструкция тепловых сетей запланирована на 2015 – 2018 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.2.1-5.

Таблица 4.2.1-5

Годы	2015 г.	2016 г.	2018 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	81 563,38	17 680,08	90 728,73	189 972,19
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	95 319,04	21 694,92	122 743,13	239 757,09

Итого стоимость реализации мероприятий по расширению тепловых сетей с учетом роста тепловых нагрузок составит 239 757,09 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимально высокой вероятностью возникновения дефектов

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «КТК».

Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии.

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (плановые показатели на 2013 г. ОАО «КТК»). Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013г. представлена в табл. 4.2.1-6.

Таблица 4.2.1-6.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в % к стоимости отпущенной тепловой энергии
Расходы на топливо	руб.	32,55	3,33%
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	720,07	73,62%
Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	руб.	17,35	1,77%
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб.	15,11	1,54%
Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	руб.	0,23	0,02%
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	руб.	33,8	3,46%
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	руб.	10,21	1,04%
Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	руб.	28,45	2,91%
Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	руб.	15,12	1,55%
Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	руб.	41,25	4,22%
Общехозяйственные (управленческие) расходы	руб.	18,3	1,87%
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	руб.	17,68	1,81%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	27,97	2,86%
Итого расходов	руб.	978,09	100,00%

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. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.2.1-7.

Таблица 4.2.1-7.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	3,97	4,07	4,27	4,58	5,00	5,29	5,55	5,81	6,13	6,41
2	Тариф на передачу тепловую энергию	руб/Гкал	391,39	405,87	419,67	463,74	511,04	562,14	612,73	664,82	719,33	774,72
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	4,33	4,42	4,64	5,33	6,13	7,05	8,11	8,61	9,04	9,41

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	6,66	6,82	6,89	6,95	7,01	7,07	7,14	7,20	7,27	7,33
2	Тариф на передачу тепловую энергию	руб/Гкал	825,08	873,76	919,19	962,39	1 007,6	1 054,9	1 104,6	1 156,5	1 210,8	1 267,8
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	9,69	9,98	10,28	10,59	10,90	11,23	11,57	11,92	12,27	12,64

По данным публикуемой отчетности протяженность тепловых сетей ОАО «КТК» составляет:

Протяженность магистральных и разводящих сетей и тепловых вводов (в двухтрубном исчислении) 132,07 км

Протяженность тепловых сетей, подлежащих перекладке (в двухтрубном исчислении) 5,04 км

В процентах к общей протяженности сетей 3,82%

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.

Для расчета эффективности ИП должно быть использовано значение отпуска тепловой энергии, соразмерное протяженности тепловых сетей, подлежащих реконструкции. Следовательно, в расчете эффективности ИП может быть использован полезный отпуск ОАО «КТК» в размере, составляющем 3,82% от общего полезного отпуска компании. Для расчетов так же использованы значения экономии тепловой энергии, планируемой в результате проведения мероприятий. Расчетные значения экономии тепловой энергии приведены в таблице 4.2.1-8.

Таблица 4.2.1-8.

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Отпуск тепловой энергии суммарный	Гкал/ч	0,00	9,81	8,43	8,43	8,43	8,43	8,43
Потери в ТС прогнозируемые без реализации мероприятия	Гкал/ч	0,00	1,78	1,53	1,54	1,54	1,54	1,55
Потери в ТС прогнозируемые с учетом реализации мероприятия	Гкал/ч	0,00	0,00	1,34	1,25	1,25	1,01	1,01
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия	Гкал/ч	0,00	1,78	0,20	0,29	0,30	0,53	0,54
Количество часов работы в год	час	0	0	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия по годам	Гкал/год			672,28	986,38	1010,37	1805,54	1819,69

Продолжение таблицы 4.2.1-8.

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Отпуск тепловой энергии суммарный	Гкал/ч	8,43	8,43	8,43	8,43	8,43	8,43	8,43
Потери в ТС прогнозируемые без реализации мероприятия	Гкал/ч	1,55	1,56	1,57	1,57	1,58	1,59	1,60
Потери в ТС прогнозируемые с учетом реализации мероприятия	Гкал/ч	1,01	1,01	1,01	1,01	1,01	1,02	1,02
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия	Гкал/ч	0,54	0,55	0,44	0,39	0,34	0,58	0,59
Количество часов работы в год	час	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия по годам	Гкал/год	1836,53	1856,09	1502,71	1332,43	1158,82	1962,15	1995,84

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимальной высокой вероятностью возникновения дефектов

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.2.1-9.

Таблица 4.2.1-9

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1.	-160521,93	---	-0,79	Более 30 лет
Вариант 2.	2283	10,6	0,011	16,57

Сравнение вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.2.1.-1.

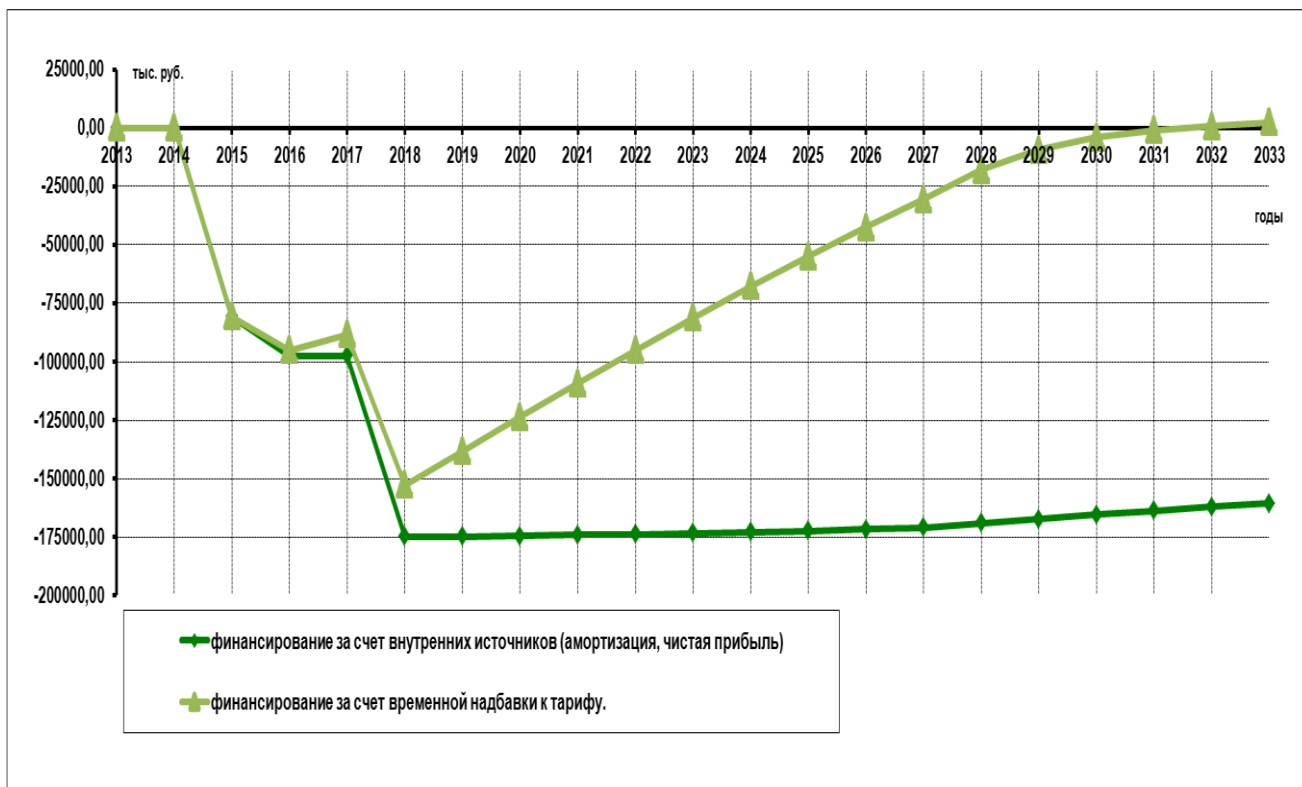


Рис. 4.2.1-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала. Источники доходов – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода при величине суммарных затрат на реализацию проекта 239 757,09 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -160 521,93 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV < 0$, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров, если для всех рассмотренных случаев обеспечивается необходимый резерв финансовой реализуемости проекта.

Величина чистого дисконтированного дохода (убытки) за период с 2012 по 2033 гг. составит -160522 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности для проектов, где NPV отрицателен – не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности $(IRR - E)$ для проектов, где NPV отрицателен – не рассчитывается..

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,79.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 79 коп. убытков.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект неэффективен.

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

7. Бюджетная эффективность проекта за расчетный период составит 13 727 тыс. руб.

Финансирование за счет собственного капитала. Источники доходов - тарифы, обеспечивающие НВВ.

1. Величина NPV при финансировании проекта по варианту 2 больше, чем при финансировании по варианту 1.

Использование увеличения тарифа на тепловую энергию позволяет снизить срок окупаемости проекта (динамический) до 16,57 года. График также демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании увеличения тарифа на тепловую энергию более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта.

В качестве альтернативного варианта к двум предыдущим можно рассмотреть вариант финансирования «заемный капитал + собственный капитал + увеличение тарифа» в необходимой пропорции. Графическое отображение полученных финансовых результатов представлено на рис. 4.2.1.

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимально высокой вероятностью возникновения дефектов

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Кирово-Чепецк, росту числа аварий на тепловых сетях, и, как следствие – росту расходов на ликвидацию последствий аварий.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк, снижению расходов на ликвидацию аварийных ситуаций.

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет собственного капитала (увеличения тарифа до значений, обеспечивающих необходимый НВВ), рассчитаны ценовые последствия увеличения стоимости тепловой энергии.

Результаты расчетов представлены в табл. 4.2.1-10 .

Таблица 4.2.1-10.

Показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Тариф 1 на тепловую энергию (увеличение за счет инфляции)	руб/ Гкал	590,34	612	633	699	771	848	924	1003	1085	1169
Тариф 2 на тепловую энергию (обеспечивающий необходимый НВВ)	руб/ Гкал	590,34	612	733	1010	1413	1754	1912	2075	2245	2418
Разница между тарифом 1 и тарифом 2	руб/ Гкал	0	0	100	311	642	906	988	1072	1160	1249
То же, в %	%	0,0%	0,0%	15,8%	44,4%	83,3%	106,9%	106,9%	106,9%	106,9%	106,9%

Продолжение таблицы 4.2.1-10

Показатель	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Тариф 1 на тепловую энергию (увеличение за счет инфляции)	руб/ Гкал	1244	1318	1386	1452	1520	1591	1666	1744	1826	1912
Тариф 2 на тепловую энергию (обеспечивающий необходимый НВВ)	руб/ Гкал	2575	2727	2869	3003	3145	3292	2947	2586	2207	1912
Разница между тарифом 1 и тарифом 2	руб/ Гкал	1330	1409	1482	1552	1625	1701	1281	841	381	0
То же, в %	%	106,9%	106,9%	106,9%	106,9%	106,9%	106,9%	76,9%	48,2%	20,8%	0,0%

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение стоимости тепловой энергии в течение 2015 - 2026 г. до 107%.

Следует отметить, что увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, покрывает дефицит собственных средств (табл. 4.2.10. стр. 1) предприятия, полученный в результате реализации мероприятия. Увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ не является единственным источником погашения затрат по мероприятию. В качестве источника финансирования в расчетах использована прибыль предприятия, экономия тепловой энергии, амортизация основных средств, полученных в результате реконструкции тепловых сетей. Увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов.

Таким образом, увеличение стоимости тепловой энергии делает возможной модернизацию и реконструкцию тепловых сетей города Кирово-Чепецка, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей. Кроме того, увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, рассчитанный в данном разделе, относится к тепловой энергии, отпускаемой только через вышеперечисленные участки теплосети, следовательно, при расчете средневзвешенных величин тарифа на тепловую энергию разница между тарифом 1 и тарифом 2 примет меньшие значения. Средневзвешенный тариф на тепловую энергию, отпускаемую потребителям г. Кирово-Чепецк, обеспечивающий необходимый НВВ, рассчитан в разделе 5 настоящего отчета.

7. Чувствительность проекта

Анализ чувствительности проекта выполнен для первого варианта финансирования (финансирование за счет внутренних источников). Анализ чувствительности проекта выполнен для показателя NPV по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- норма дисконта.

Для проведения анализа значения вышеперечисленных показателей уменьшались на 15%, 30%, затем увеличивались на 15%, 30%. При этом, соответственно, менялось значение NPV проекта. Результаты анализа чувствительности проекта приведены на рис. 4.2.1-2.

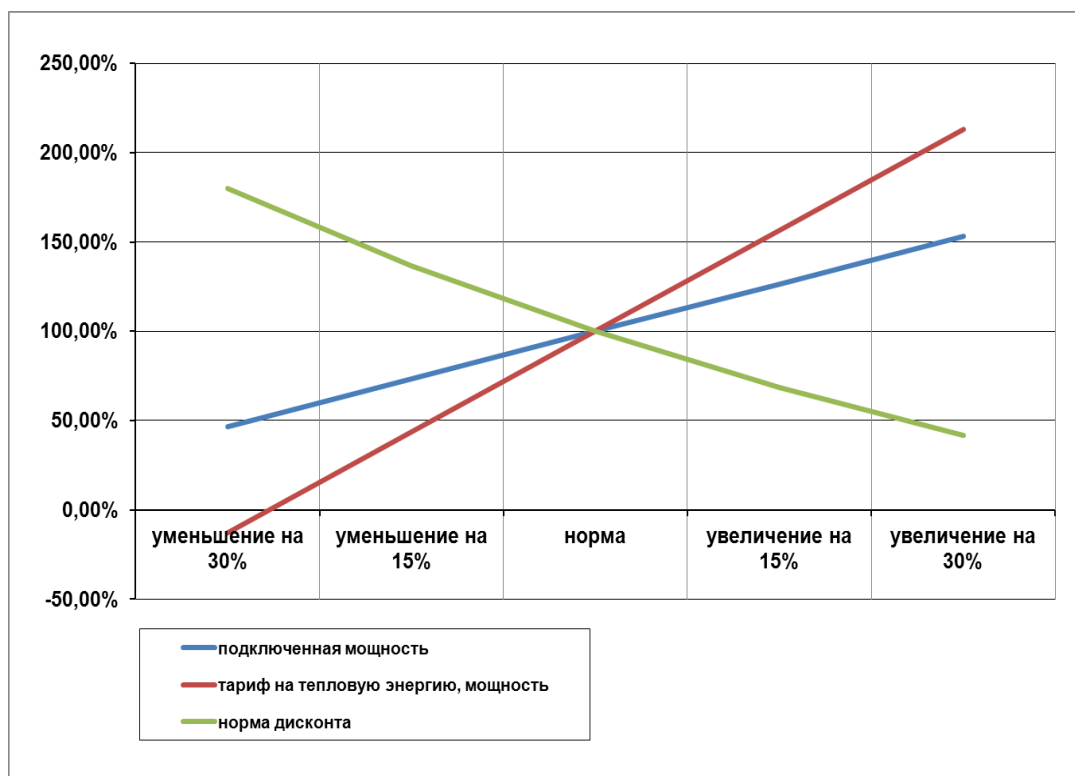


Рис. 4.2.1-2. Анализ чувствительности проекта

Очевидно, что наиболее чувствителен проект к изменению тарифа на тепловую энергию: с увеличением тарифа на тепловую энергию увеличивается и размер дисконтированного дохода. Изменения ставки дисконта имеют обратную зависимость – с ее увеличением размер дисконтированного дохода уменьшается.

4.2.2. Обоснование инвестиций в мероприятия по переключкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по переключкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с высокой вероятностью возникновения дефектов

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на 2016 г., в целях обеспечения надёжности теплоснабжения приведен в табл. 4.2.2-1.

Таблица 4.2.2-1.

Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный к-т на объем работ	Поправочный к-т на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО
TK16-1	TK16-3	300	453,87	Подземный канальный	2016	28 710,97	0,67	1,00	19 253,58	8 738,62
ИТОГО										8 738,62

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на 2017 г., в целях обеспечения надёжности теплоснабжения приведен в табл. 4.2.2-2.

Таблица 4.2.2-2.

Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный к-т на объем работ	Поправочный к-т на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО
TK4-29	TK 23-5	150	211,28	Подземный канальный	2017	18 249,13	0,67	1,00	12 237,87	2 585,62
TK9-01	TK 9-04	150	158,04	Подземный канальный	2017	18 249,13	0,67	1,00	12 237,87	1 934,07
TK3-36	TK3-36-8	150	309,18	Подземный канальный	2017	18 249,13	0,67	1,00	12 237,87	3 783,70
TK9-01	TK9-01-8	150	437,51	Подземный канальный	2017	18 249,13	0,67	1,00	12 237,87	5 354,19
TK A-1	TKA-1a	150	276,05	Подземный канальный	2017	18 249,13	0,67	1,00	12 237,87	3 378,26
TK4-29	TK 23-5	200	227,93	Подземный канальный	2017	20 538,12	0,67	1,00	13 772,86	3 139,25
TK9-01	TK 9-04	200	137,51	Подземный канальный	2017	20 538,12	0,67	1,00	13 772,86	1 893,91
TK4-21	TK4-21-1	200	109,53	Подземный канальный	2017	20 538,12	0,67	1,00	13 772,86	1 508,54
TK9-16	TK9-19	250	376,31	Подземный канальный	2017	26 811,30	0,67	1,00	17 979,66	6 765,93
ИТОГО										30 343,47

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на 2018 г., в целях обеспечения надёжности теплоснабжения приведен в табл. 4.2.2-3.

Таблица 4.2.2-3.

Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный к-т на объем работ	Поправочный к-т на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО
Сети 14-го квартала		40	88,53	Подземный канальный	2018	12 363,52	0,67	0,64	5 309,95	470,09
Сети 14-го квартала		40	43,35	Надземный	2018	12 363,52	0,67	0,64	5 309,95	230,19
Сети 14-го квартала		50	161,2	Подземный канальный	2018	12 363,52	0,67	0,64	5 309,95	855,96
Сети 1-го и 2-го кварталов		50	101,94	Подземный канальный	2018	12 363,52	0,67	0,64	5 309,95	541,30
Сети 1-го и 2-го кварталов		50	275,85	Надземный	2018	12 363,52	0,67	0,64	5 309,95	1 464,75
Сети 1-го и 2-го кварталов		70	112,24	Надземный	2018	12 363,52	0,67	0,89	7 359,41	826,02
Сети 1-го и 2-го кварталов		70	144,01	Подземный канальный	2018	12 363,52	0,67	0,89	7 359,41	1 059,83
Сети 1-го и 2-го кварталов		80	101,47	Подземный канальный	2018	12 363,52	0,67	1,00	8 290,98	832,99
Сети 14-го квартала		80	44,64	Подземный канальный	2018	12 363,52	0,67	1,00	8 290,98	370,11
Сети 14-го квартала		100	473,83	Подземный канальный	2018	12 628,55	0,67	1,00	8 468,71	4 012,73
ТКЗ-36	ТКЗ-36-8	100	55,6	Подземный канальный	2018	12 628,55	0,67	1,00	8 468,71	470,86
ТК9-03	ТК9-03-12	100	26,08	Подземный канальный	2018	12 628,55	0,67	1,00	8 468,71	220,86
Сети 14-го квартала		125	123,53	Подземный канальный	2018	17 134,54	0,67	1,00	11 490,42	1 419,41
ТКЗ-36	ТКЗ-36-8	125	110,15	Подземный канальный	2018	17 134,54	0,67	1,00	11 490,42	1 265,67
ТК9-03	ТК9-03-12	125	366,06	Подземный канальный	2018	17 134,54	0,67	1,00	11 490,42	4 206,18
Сети 14-го квартала		150	157,97	Подземный канальный	2018	18 249,13	0,67	1,00	12 237,87	1 933,22
Сети 14-го квартала		200	63,24	Подземный канальный	2018	20 538,12	0,67	1,00	13 772,86	871,00
ИТОГО										21 051,17

В табл. 4.2.2-4. приведена стоимость мероприятий с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2012 г.).

Таблица 4.2.2-4

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	436,93	1 517,17	1 052,56	3 006,66
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	524,32	1 820,61	1 263,07	3 608,00
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	7 602,60	26 398,82	18 314,52	52 315,94
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	8 563,85	29 736,60	20 630,15	58 930,59
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	174,77	606,87	421,02	1 202,67
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	8 738,62	30 343,47	21 051,17	60 133,26
НДС	тыс. руб.	1 572,95	5 461,82	3 789,21	10 823,99
Всего смета проекта	тыс. руб.	10 311,57	35 805,29	24 840,38	70 957,25

2. Стоимость мероприятий по перекидкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с высокой вероятностью возникновения дефектов по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Реконструкция тепловых сетей запланирована на 2016 – 2018 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.2.2-5.

Таблица 4.2.2-5

Годы	2016 г.	2017 г.	2018 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	10 311,57	35 805,29	24 840,38	70 957,24
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	12 653,15	46 132,85	33 605,52	92 391,51

Итого стоимость реализации мероприятий по реконструкции тепловых сетей с учетом роста тепловых нагрузок составит 92 391,51 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по перекидкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с высокой вероятностью возникновения дефектов

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «КТК».

Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии.

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (плановые показатели на 2013 г. ОАО «КТК»). Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013г. представлена в табл. 4.2.2-6.

Таблица 4.2.2-6.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в % к стоимости отпущенной тепловой энергии
Расходы на топливо	руб.	32,55	3,33%
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	720,07	73,62%
Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	руб.	17,35	1,77%
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб.	15,11	1,54%
Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	руб.	0,23	0,02%
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	руб.	33,8	3,46%
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	руб.	10,21	1,04%
Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	руб.	28,45	2,91%
Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	руб.	15,12	1,55%
Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	руб.	41,25	4,22%
Общехозяйственные (управленческие) расходы	руб.	18,3	1,87%
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	руб.	17,68	1,81%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	27,97	2,86%
Итого расходов	руб.	978,09	100,00%

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. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.2.2-7.

Таблица 4.2.2-7.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	3,97	4,07	4,27	4,58	5,00	5,29	5,55	5,81	6,13	6,41
2	Тариф на передачу тепл. энергии	руб/Гкал	391,39	405,87	419,67	463,74	511,04	562,14	612,73	664,82	719,33	774,72
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	4,33	4,42	4,64	5,33	6,13	7,05	8,11	8,61	9,04	9,41

Продолжение таблицы 4.2.2-7.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	6,66	6,82	6,89	6,95	7,01	7,07	7,14	7,20	7,27	7,33
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	825,08	873,76	919,19	962,39	1 007,6	1 054,9	1 104,6	1 156,5	1 210,8	1 267,8
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	9,69	9,98	10,28	10,59	10,90	11,23	11,57	11,92	12,27	12,64

По данным публикуемой отчетности протяженность тепловых сетей ОАО «КТК» составляет:

Протяженность магистральных и разводящих сетей и тепловых вводов (в двухтрубном исчислении) 132,07 км

Протяженность тепловых сетей, подлежащих перекладке (в двухтрубном исчислении) 4,59 км

В процентах к общей протяженности сетей 3,48%

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.

Для расчета эффективности ИП должно быть использовано значение отпуска тепловой энергии, соразмерное протяженности тепловых сетей, подлежащих реконструкции. Следовательно, в расчете эффективности ИП может быть использован полезный отпуск ОАО «КТК» в размере, составляющем 3,48% от общего полезного отпуска компании. Для расчетов так же использованы значения экономии тепловой энергии, планируемой в результате проведения мероприятий. Расчетные значения экономии тепловой энергии приведены в таблице 4.2.2-8.

Таблица 4.2.2-8.

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Отпуск тепловой энергии суммарный	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	7,68	7,68	7,68	7,68
Потери в ТС прогнозируемые без реализации мероприятия	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	1,40	1,40	1,40	1,41
Потери в ТС прогнозируемые с учетом реализации мероприятия	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	0,17	0,12	0,12	0,12
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия	Гкал/ч	0,00	0,00	0,00	1,23	1,28	1,28	1,29
Количество часов работы в год	час	0	0	0	3 400	3 400	3 400	3 400
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия по годам	Гкал/год	0,00	0,00	0,00	4191,58	4356,85	4367,87	4381,30

Продолжение таблицы 4.2.2-8.

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Отпуск тепловой энергии суммарный	Гкал/ч	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68	7,68
Потери в ТС прогнозируемые без реализации мероприятия	Гкал/ч	1,41	1,42	1,43	1,43	1,44	1,45	1,46
Потери в ТС прогнозируемые с учетом реализации мероприятия	Гкал/ч	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия	Гкал/ч	1,29	1,30	1,04	0,92	0,79	1,33	1,34
Количество часов работы в год	час	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия по годам	Гкал/год	4397,18	4415,53	3549,10	3121,83	2691,42	4514,27	4545,48

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по переключкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с высокой вероятностью возникновения дефектов

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.2.2-9.

Таблица 4.2.2-9

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1.	-46138,32	---	-0,59	Более 30 лет
Вариант 2.	1953	10,55	0,025	15,29

Сравнение вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.2.2.-1.

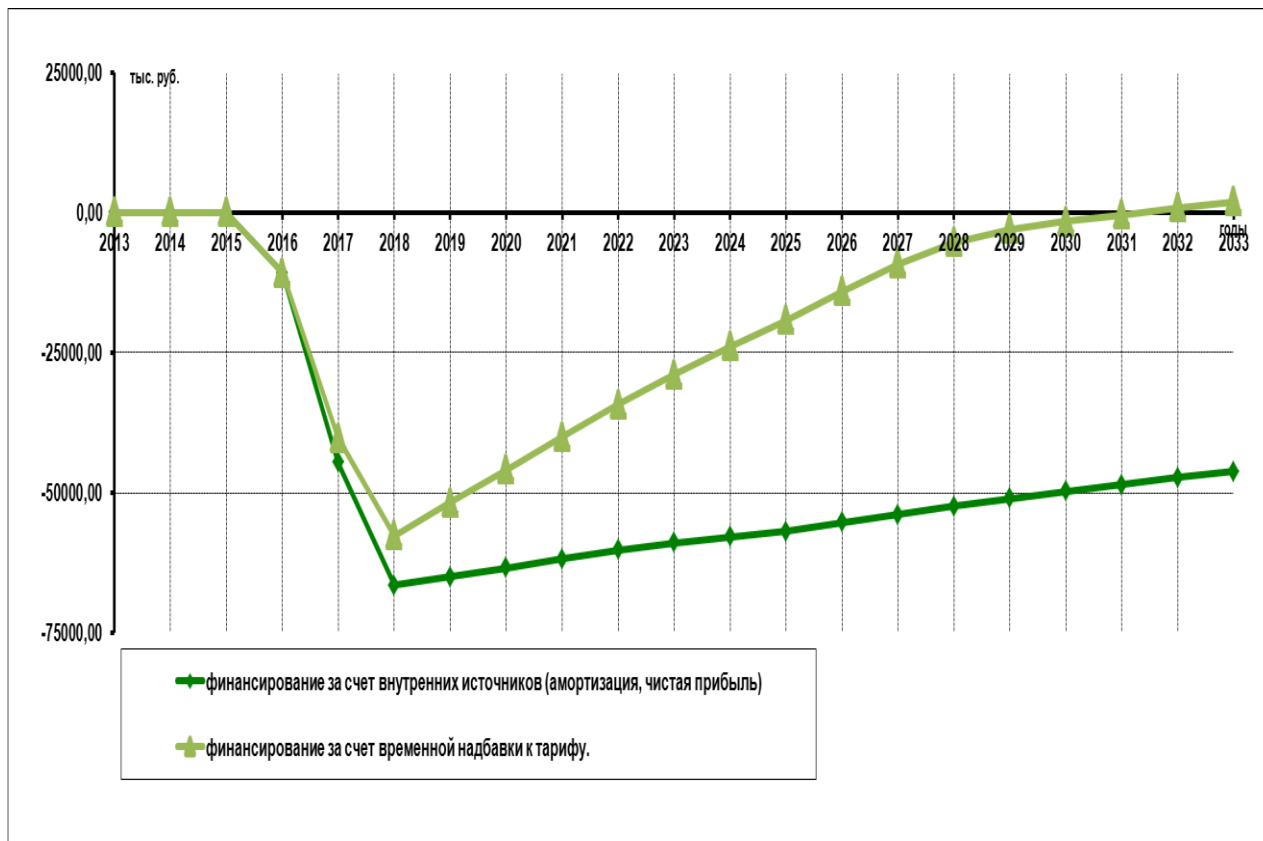


Рис. 4.2.2-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала. Источники доходов – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода при величине суммарных затрат на реализацию проекта 92 391,51 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -46 138,32 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV < 0$, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров, если для всех рассмотренных случаев обеспечивается необходимый резерв финансовой реализуемости проекта.

Величина чистого дисконтированного дохода (убытки) за период с 2012 по 2033 гг. составит -46 138,32 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности для проектов, где NPV отрицателен – не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности $(IRR - E)$ для проектов, где NPV отрицателен – не рассчитывается..

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,59.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 59 коп. убытков.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект неэффективен.

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

7. Бюджетная эффективность проекта за расчетный период составит 13727 тыс. руб.

Финансирование за счет собственного капитала. Источники доходов – тарифы, обеспечивающие НВВ.

1. Величина NPV при финансировании проекта по варианту 2 больше, чем при финансировании по варианту 1.

Использование увеличения тарифа на тепловую энергию позволяет снизить срок окупаемости проекта (динамический) до 15,29 года. График также демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании увеличения тарифа на тепловую энергию более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта.

В качестве альтернативного варианта к двум предыдущим можно рассмотреть вариант финансирования «заемный капитал + собственный капитал + увеличение тарифа» в необхо-

димой пропорции. Графическое отображение полученных финансовых результатов представлено на рис. 4.2.2-1.

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с высокой вероятностью возникновения дефектов

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Кирово-Чепецк, росту числа аварий на тепловых сетях, и, как следствие – росту расходов на ликвидацию последствий аварий.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк, снижению расходов на ликвидацию аварийных ситуаций.

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет собственного капитала (увеличения тарифа до значений, обеспечивающих необходимый НВВ), рассчитаны ценовые последствия увеличения стоимости тепловой энергии.

Результаты расчетов представлены в табл. 4.2.2-10 .

Таблица 4.2.2-10.

Показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Тариф 1 на тепловую энергию (увеличение за счет инфляции)	руб/ Гкал	590,3	612	633	699	771	848	924	1003	1085	1169
Тариф 2 на тепловую энергию (обеспечивающий необходимый НВВ)	руб/ Гкал	590,3	612	633	899	991	1090	1188	1289	1395	1503
Разница между тарифом 1 и тарифом 2	руб/ Гкал	0	0	0	200	220	242	264	287	310	334
То же, в %	%	0%	0%	0%	29%	29%	29%	29%	29%	29%	29%

Продолжение таблицы 4.2.2-10

Показатель	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Тариф 1 на тепловую энергию (увеличение за счет инфляции)	руб/ Гкал	1244	1318	1386	1452	1520	1591	1666	1744	1826	1912
Тариф 2 на тепловую энергию (обеспечивающий необходимый НВВ)	руб/ Гкал	1600	1695	1783	1867	1704	1591	1666	1745	1827	1912
Разница между тарифом 1 и тарифом 2	руб/ Гкал	356	377	396	415	185	0	0	0	0	0
То же, в %	%	29%	29%	29%	29%	12%	0%	0%	0%	0%	0%

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение стоимости тепловой энергии в течение 2017 - 2027 г. до 29%.

Следует отметить, что увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, покрывает дефицит собственных средств (табл. 4.2.2-9. стр. 1) предприятия, полученный в результате реализации мероприятия.

Увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ не является единственным источником погашения затрат по мероприятию. В качестве источника финансирования в расчетах использована прибыль предприятия, экономия тепловой энергии, амортизация основных средств, полученных в результате реконструкции тепловых сетей. Увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов. Таким образом, увеличение стоимости тепловой энергии делает возможной модернизацию и реконструкцию тепловых сетей города Кирово-Чепецка, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей.

Кроме того, увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, рассчитанный в данном разделе, относится к тепловой энергии, отпускаемой только через вышеперечисленные

участки теплосети, следовательно, при расчете средневзвешенных величин тарифа на тепловую энергию разница между тарифом 1 и тарифом 2 примет меньшие значения.

Средневзвешенный тариф на тепловую энергию, отпускаемую потребителям г. Кирово-Чепецк, обеспечивающий необходимый НВВ, рассчитан в разделе 5 настоящего отчета.

7. Чувствительность проекта

Анализ чувствительности проекта выполнен для первого варианта финансирования (финансирование за счет внутренних источников). Анализ чувствительности проекта выполнен для показателя NPV по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- норма дисконта.

Для проведения анализа значения вышеперечисленных показателей уменьшались на 15%, 30%, затем увеличивались на 15%, 30%. При этом, соответственно, менялось значение NPV проекта.

Результаты анализа чувствительности проекта приведены на рис. 4.2.2-2.

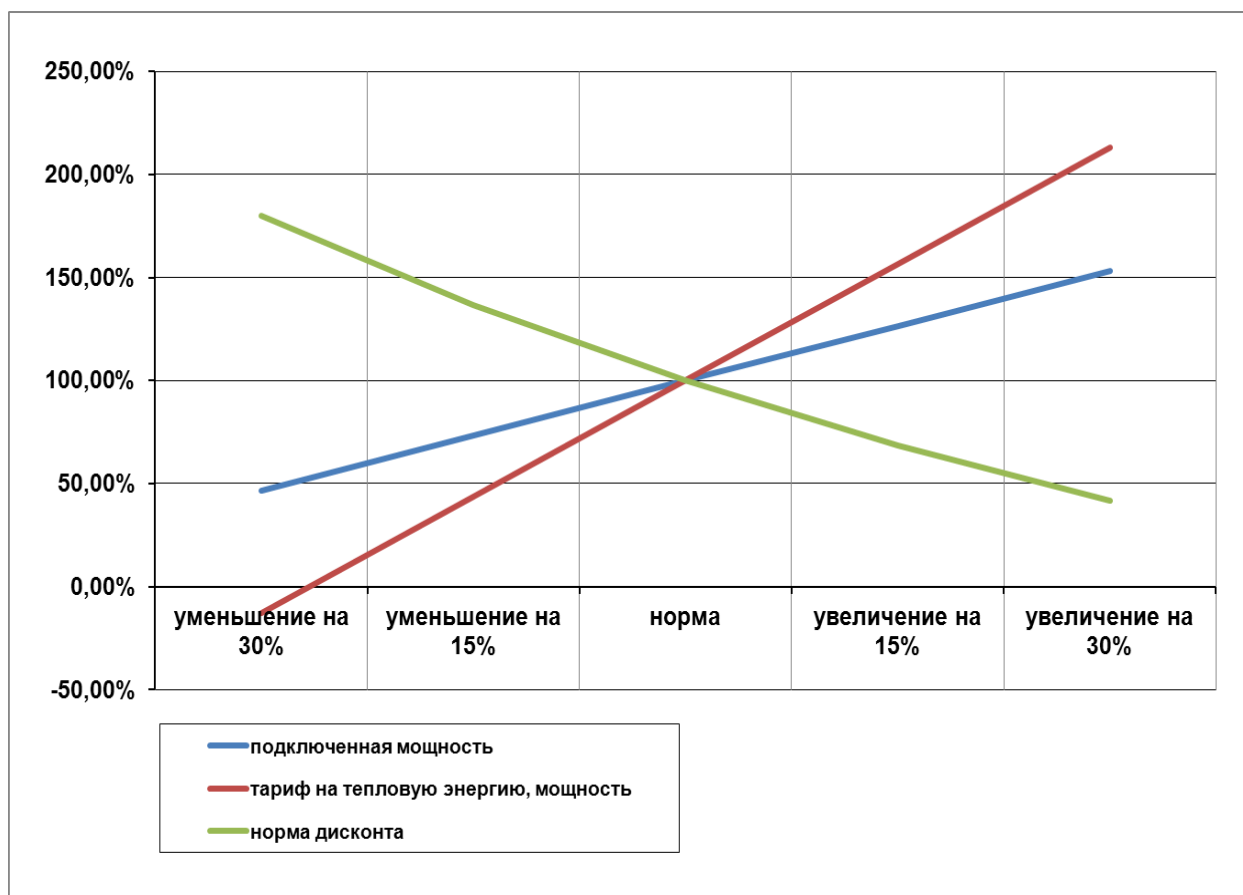


Рис. 4.2.2-2. Анализ чувствительности проекта

Очевидно, что наиболее чувствителен проект к изменению тарифа на тепловую энергию: с увеличением тарифа на тепловую энергию увеличивается и размер дисконтированного дохода. Изменения ставки дисконта имеют обратную зависимость – с ее увеличением размер дисконтированного дохода уменьшается.

4.2.3. Обоснование инвестиций в мероприятия по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей в связи с превышенным сроком эксплуатации

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей в связи с превышенным сроком эксплуатации

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на период 2019 – 2023 гг., в целях обеспечения надёжности теплоснабжения приведен в табл. 4.2.3-1.

Таблица 4.2.3-1.

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы	Поправочный коэфф. на объем работ	Поправочный коэфф. на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс. руб	ИТОГО, тыс. руб
D _y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м					
0,025	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	163,91	6 379,89	1,00	0,28	1 792,10	293,74
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	83,28	12 363,52	0,67	0,28	2 328,93	193,95
0,03	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	226,62	6 379,89	1,00	0,34	2 150,52	487,35
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	678,94	12 363,52	0,67	0,34	2 794,71	1 897,44
0,04	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	1523,77	6 379,89	1,00	0,45	2 867,37	4 369,21
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	2150,56	12 363,52	0,67	0,45	3 726,28	8 013,59
0,057	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	4815	6 379,89	1,00	0,64	4 086,00	19 674,08
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	8948,05	12 363,52	0,67	0,64	5 309,95	47 513,71
0,079	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	1524,14	6 379,89	1,00	0,89	5 663,05	8 631,28
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	9617,12	12 363,52	0,67	0,89	7 359,41	70 776,29
0,089	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	7506,34	6 379,89	1,00	1,00	6 379,89	47 889,62
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	945,48	12 363,52	0,67	1,00	8 290,98	7 838,95
0,109	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	1434,85	6 872,13	1,00	1,00	6 872,13	9 860,48
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	7816,78	12 628,55	0,67	1,00	8 468,71	66 198,01
0,133	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	4580,75	8 821,25	1,00	1,00	8 821,25	40 407,94
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	315,19	17 134,54	0,67	1,00	11 490,42	3 621,67
0,159	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	689,05	10 198,34	1,00	1,00	10 198,34	7 027,17
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	6410,35	18 249,13	0,67	1,00	12 237,87	78 449,01

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы	Поправочный коэфф. на объем работ	Поправочный коэфф. на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс. руб	ИТОГО, тыс. руб
Dy	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двух-трубном исполнении L, м					
0,219	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	1461,07	12 938,46	1,00	1,00	12 938,46	18 904,00
	Подзем. в непрох. ка-лах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	5409,29	20 538,12	0,67	1,00	13 772,86	74 501,41
0,273	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	2527,77	16 379,89	1,00	1,00	16 379,89	41 404,59
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	1852,84	26 811,30	0,67	1,00	17 979,66	33 313,43
0,325	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	2145,47	17 678,68	1,00	1,27	22 451,92	48 169,93
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	1433,56	28 710,97	0,67	1,00	19 253,58	27 601,16
0,377	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	162,02	32 320,65	0,67	1,00	21 674,23	3 511,66
0,426	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	3631,19	17 678,68	1,00	1,31	23 172,67	84 144,37
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	1447,71	44 512,35	0,67	1,00	29 849,98	43 214,12
0,478	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	18,85	49 949,74	0,67	1,00	33 496,30	631,41
0,530	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	4687,47	17 678,68	1,00	1,63	28 829,85	135 139,04
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	1766,87	53 753,04	0,67	1,00	36 046,79	63 689,99
0,630	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	2041,88	17 678,68	1,00	1,94	34 269,44	69 974,09
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	3100,11	53 753,04	0,67	1,19	42 848,07	132 833,73
ИТОГО								1 184 921,1

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на период 2024 – 2028 гг., в целях обеспечения надежности теплоснабжения приведен в табл. 4.2.3-2.

Таблица 4.2.3-2.

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы	Поправочный коэфф. на объем работ	Поправочный коэфф. на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс. руб	ИТОГО по годам, тыс. руб
Dy	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двух-трубном исполнении L, м					
0,030	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	250,02	6 379,89	1,00	0,34	2 150,52	537,67
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	53,27	12 363,52	0,67	0,34	2 794,71	148,87
0,040	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	355,01	6 379,89	1,00	0,45	2 867,37	1 017,94
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	164,75	12 363,52	0,67	0,45	3 726,28	613,90

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы	Поправочный коэф. на объем работ	Поправочный коэф. на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та, тыс. руб	ИТОГО по годам, тыс. руб
Dy	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м					
0,057	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	906,2	6 379,89	1,00	0,64	4 086,00	3 702,73
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	2160,37	12 363,52	0,67	0,64	5 309,95	11 471,46
0,079	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	369,21	6 379,89	1,00	0,89	5 663,05	2 090,85
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	1445,93	12 363,52	0,67	0,89	7 359,41	10 641,19
0,089	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	833,61	12 363,52	0,67	1,00	8 290,98	6 911,44
0,100	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	49,9	6 872,13	1,00	1,00	6 872,13	342,92
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	977,61	12 628,55	0,67	1,00	8 468,71	8 279,09
0,133	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	634,01	17 134,54	0,67	1,00	11 490,42	7 285,04
0,159	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	744,93	18 249,13	0,67	1,00	12 237,87	9 116,35
0,219	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	622,45	20 538,12	0,67	1,00	13 772,86	8 572,92
0,273	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	452,68	26 811,30	0,67	1,00	17 979,66	8 139,03
0,325	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	1059,7	28 710,97	0,67	1,00	19 253,58	20 403,01
0,377	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	195,85	32 320,65	0,67	1,00	21 674,23	4 244,90
0,426	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	576,39	44 512,35	0,67	1,00	29 849,98	17 205,23
0,530	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	404,85	17 678,68	1,00	1,63	28 829,85	11 671,76
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	1,37	53 753,04	0,67	1,00	36 046,79	49,38
0,630	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	496,99	53 753,04	0,67	1,19	42 848,07	21 295,06
ИТОГО								151 422,38

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на период 2029 – 2033 гг., в целях обеспечения надежности теплоснабжения приведен в табл. 4.2.3-3.

Таблица 4.2.3-3.

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Стоимость ед-цы	Поправочный коэф. на объем работ	Поправочный коэф. на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО по годам
D _y	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении L, м					
0,030	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	9,16	6 379,89	1,00	1,00	6 379,89	58,44
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	16,36	12 363,52	0,67	0,34	2 794,71	45,72
0,040	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	213,1	12 363,52	0,67	0,45	3 726,28	794,07
0,057	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	372,87	6 379,89	1,00	1,00	6 379,89	2 378,87
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	719,9	12 363,52	0,67	0,64	5 309,95	3 822,63
0,079	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	102,01	6 379,89	1,00	1,00	6 379,89	650,81
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	453,64	12 363,52	0,67	0,89	7 359,41	3 338,52
0,089	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	82,66	12 363,52	0,67	1,00	8 290,98	685,33
0,100	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	330,02	12 628,55	0,67	1,00	8 468,71	2 794,84
0,133	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	137,49	17 134,54	0,67	1,00	11 490,42	1 579,82
0,159	Надземная на низких опорах	изоляция минераловатными плитами и сталью тонколистовой	56,38	10 198,34	1,00	1,00	10 198,34	574,98
	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	35,08	18 249,13	0,67	1,00	12 237,87	429,30
0,219	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	98,1	20 538,12	0,67	1,00	13 772,86	1 351,12
0,273	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	677,08	26 811,30	0,67	1,00	17 979,66	12 173,67
0,377	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	47,32	32 320,65	0,67	1,00	21 674,23	1 025,62
0,530	Подземная в непроходных каналах	изоляция минераловатными плитами и стеклопластиком	418	53 753,04	0,67	1,00	36 046,79	15 067,56
ИТОГО								45 873,08

В табл. 4.2.3-4. приведена стоимость мероприятий с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2012 г.).

Таблица 4.2.3-4

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2024 г.	2029 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	59 246,06	7 571,12	2 293,65	69 110,83
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	71 095,27	9 085,34	2 752,38	82 932,99

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2019 г.	2024 г.	2029 г.	Всего
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	1 030 881,37	131 737,47	39 909,58	1 202 528,42
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	1 161 222,69	148 393,93	44 955,62	1 354 572,24
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	23 698,42	3 028,45	917,46	27 644,33
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	1 184 921,11	151 422,38	45 873,08	1 382 216,57
НДС	тыс. руб.	213 285,80	27 256,03	8 257,15	248 798,98
Всего смета проекта	тыс. руб.	1 398 206,91	178 678,41	54 130,23	1 631 015,55

2. Стоимость мероприятий по переключкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с превышенным сроком эксплуатации по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Реконструкция тепловых сетей запланирована на 2014 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.2.3-5.

Таблица 4.2.3-5

Годы	2019 – 2023 г.г.	2024 – 2028гг.	2029 - 2033 гг.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1 398 206,91	178 678,41	54 130,23	1 631 015,55
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 967 239,08	302 920,29	106 385,47	2 376 544,84

Итого стоимость реализации мероприятий по реконструкции тепловых сетей составит 2 376 544,84 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по переключкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с превышенным сроком эксплуатации

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «КТК».

Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии.

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (плановые показатели на 2013 г. ОАО «КТК»). Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013г. представлена в табл. 4.2.3-6.

Таблица 4.2.3-6.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2012 г.	То же, в % к стоимости отпущенной тепловой энергии
Расходы на топливо	руб.	32,55	3,33%
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	720,07	73,62%
Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	руб.	17,35	1,77%
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб.	15,11	1,54%
Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	руб.	0,23	0,02%
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	руб.	33,8	3,46%
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	руб.	10,21	1,04%
Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	руб.	28,45	2,91%

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2012 г.	То же, в % к стоимости отпущенной тепловой энергии
Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	руб.	15,12	1,55%
Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	руб.	41,25	4,22%
Общехозяйственные (управленческие) расходы	руб.	18,3	1,87%
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	руб.	17,68	1,81%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	27,97	2,86%
Итого расходов	руб.	978,09	100,00%

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. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.2.3-7.

Таблица 4.2.3-7.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	3,97	4,07	4,27	4,58	5,00	5,29	5,55	5,81	6,13	6,41
2	Тариф на передачу тепл. энергии	руб/Гкал	590,3	612	633	899	991	1090	1188	1289	1395	1503
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	4,33	4,42	4,64	5,33	6,13	7,05	8,11	8,61	9,04	9,41

Продолжение таблицы 4.2.3-7.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	6,66	6,82	6,89	6,95	7,01	7,07	7,14	7,20	7,27	7,33
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1600	1695	1783	1867	1704	1591	1666	1745	1827	1912
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	9,69	9,98	10,28	10,59	10,90	11,23	11,57	11,92	12,27	12,64

По данным публикуемой отчетности протяженность тепловых сетей ОАО «КТК» составляет:

Протяженность магистральных и разводящих сетей и тепловых вводов (в двухтрубном исчислении) 132,07 км

Протяженность тепловых сетей, подлежащих перекладке (в двухтрубном исчислении) 101,75 км

В процентах к общей протяженности сетей 77,08%

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.

Для расчета эффективности ИП должно быть использовано значение отпуска тепловой энергии, соразмерное протяженности тепловых сетей, подлежащих реконструкции. Следовательно, в расчете эффективности ИП может быть использован полезный отпуск ОАО «КТК» в размере, составляющем 77,08% от общего полезного отпуска компании. Для расчетов так же использованы значения экономии тепловой энергии, планируемой в результате проведения мероприятий. Расчетные значения экономии тепловой энергии приведены в таблице 4.2.3-8.

Таблица 4.2.3-8.

Наименование	Ед. изм.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Отпуск тепловой энергии суммарный	Гкал/ч	160,93	160,93	160,93	160,93	160,93	183,18	183,18
Потери в ТС прогнозируемые без реализации мероприятия	Гкал/ч	29,45	29,54	29,64	29,76	29,90	34,20	34,39
Потери в ТС прогнозируемые с учетом реализации мероприятия	Гкал/ч	20,85	20,90	20,95	21,00	21,05	22,41	22,46
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия	Гкал/ч	8,60	8,64	8,69	8,76	7,08	8,26	7,16
Количество часов работы в год	час	3 400,00	3 400,00	3 400,00	3 400,00	3 400,00	3 400,00	3 400,00
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия по годам	Гкал/год	29 232	29 365	29 549	29 784	24 057	28 074	24 340

Продолжение таблицы 4.2.3-8.

Наименование	Ед. изм.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Отпуск тепловой энергии суммарный	Гкал/ч	183,18	189,76	189,76	189,76	189,76	189,76	189,76	189,76
Потери в ТС прогнозируемые без реализации мероприятия	Гкал/ч	34,60	36,08	36,33	36,60	36,90	37,21	37,55	37,91
Потери в ТС прогнозируемые с учетом реализации мероприятия	Гкал/ч	22,51	22,57	22,62	22,77	22,83	22,88	22,94	22,99
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия	Гкал/ч	12,09	13,51	13,71	13,83	14,07	14,33	14,62	14,92
Количество часов работы в год	час	3 400,00	3 400,00	3 400,00	3 400,00	3 400,00	3 400,00	3 400,00	3 400,00
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия по годам	Гкал/год	41 090	45 929	46 609	47 033	47 849	48 737	49 696	50 731

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с превышенным сроком эксплуатации

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.2.3-9.

Таблица 4.2.3-9

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1.	-1 677 267	---	-0,83	Более 30 лет
Вариант 2.	6129	10,55	0,003	13,59

Сравнение вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.2.3.-1.

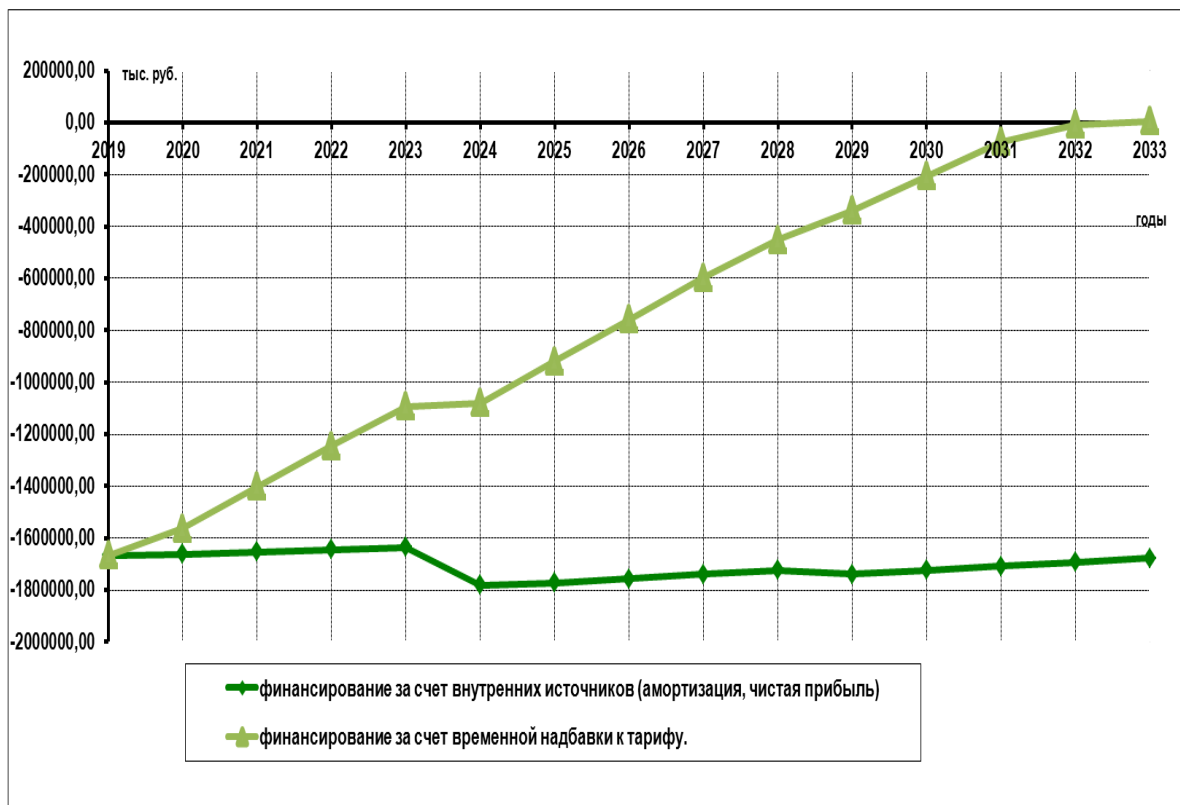


Рис. 4.2.3-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала. Источники доходов – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода при величине суммарных затрат на реализацию проекта 2 376 544,84 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -1 677 266,95 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV < 0$, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров, если для всех рассмотренных случаев обеспечивается необходимый резерв финансовой реализуемости проекта.

Величина чистого дисконтированного дохода (убытки) за период с 2012 по 2033 гг. составит -1 677 266,95 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности для проектов, где NPV отрицателен – не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности ($IRR - E$) для проектов, где NPV отрицателен – не рассчитывается..

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,83.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 83 коп. убытков.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект неэффективен.

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

7. Бюджетная эффективность проекта за расчетный период составит 13727 тыс. руб.

Финансирование за счет собственного капитала. Источники доходов - тарифы, обеспечивающие НВВ.

1. Величина NPV при финансировании проекта по варианту 2 больше, чем при финансировании по варианту 1.

Использование увеличения тарифа на тепловую энергию позволяет снизить срок окупаемости проекта (динамический) до 13,59 года. График также демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании увеличения тарифа на тепловую энергию более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта.

В качестве альтернативного варианта к двум предыдущим можно рассмотреть вариант финансирования «заемный капитал + собственный капитал + увеличение тарифа» в необходимой пропорции.

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по перекидкам тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с превышенным сроком эксплуатации

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Кирово-Чепецк, росту числа аварий на тепловых сетях, и, как следствие – росту расходов на ликвидацию последствий аварий.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк, снижению расходов на ликвидацию аварийных ситуаций.

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет собственного капитала (увеличения тарифа до значений, обеспечивающих необходимый НВВ), рассчитаны ценовые последствия увеличения стоимости тепловой энергии.

Результаты расчетов представлены в табл. 4.2.3-10 .

Таблица 4.2.3-10.

Показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Тариф 1 на тепловую энергию (увеличение за счет инфляции)	руб/ Гкал	590,34	612	633	699	771	848	924	1003	1085	1169
Тариф 2 на тепловую энергию (обеспечивающий необходимый НВВ)	руб/ Гкал	590,34	612	633	699	771	848	1174	1524	1649	1776
Разница между тарифом 1 и тарифом 2	руб/ Гкал	0	0	0	0	0	0	250	521	564	607
То же, в %	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	27%	52%	52%	52%

Продолжение таблицы 4.2.3-10

Показатель	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Тариф 1 на тепловую энергию (увеличение за счет инфляции)	руб/ Гкал	1244	1318	1386	1452	1520	1591	1666	1744	1826	1912
Тариф 2 на тепловую энергию (обеспечивающий необходимый НВВ)	руб/ Гкал	1891	2003	2107	2206	2310	2398	2011	1906	1826	1912
Разница между тарифом 1 и тарифом 2	руб/ Гкал	647	685	721	755	790	807	345	161	0	0
То же, в %	%	52%	52%	52%	52%	52%	51%	21%	9%	0%	0%

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение стоимости тепловой энергии в течение 2019 - 2033 г. до 52%.

Следует отметить, что увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, покрывает дефицит собственных средств (табл. 4.2.3-9. стр. 1) предприятия, полученный в результате реализации мероприятия.

Увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ не является единственным источником погашения затрат по мероприятию. В качестве источника финансирования в расчетах использована прибыль предприятия, экономия тепловой энергии, амортизация основных средств, полученных в результате реконструкции тепловых сетей. Увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов.

Таким образом, увеличение стоимости тепловой энергии делает возможной модернизацию и реконструкцию тепловых сетей города Кирово-Чепецка, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей.

Кроме того, увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, рассчитанный в данном разделе, относится к тепловой энергии, отпускаемой только через вышеперечисленные участки теплосети, следовательно, при расчете средневзвешенных величин тарифа на тепловую энергию разница между тарифом 1 и тарифом 2 примет меньшие значения.

Средневзвешенный тариф на тепловую энергию, отпускаемую потребителям г. Кирово-Чепецк, обеспечивающий необходимый НВВ, рассчитан в разделе 5 настоящего отчета.

7. Чувствительность проекта

Анализ чувствительности проекта выполнен для первого варианта финансирования (финансирование за счет внутренних источников). Анализ чувствительности проекта выполнен для показателя NPV по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- норма дисконта.

Для проведения анализа значения вышеперечисленных показателей уменьшались на 15%, 30%, затем увеличивались на 15%, 30%. При этом, соответственно, менялось значение NPV проекта. Результаты анализа чувствительности проекта приведены на рис. 4.2.3-2.

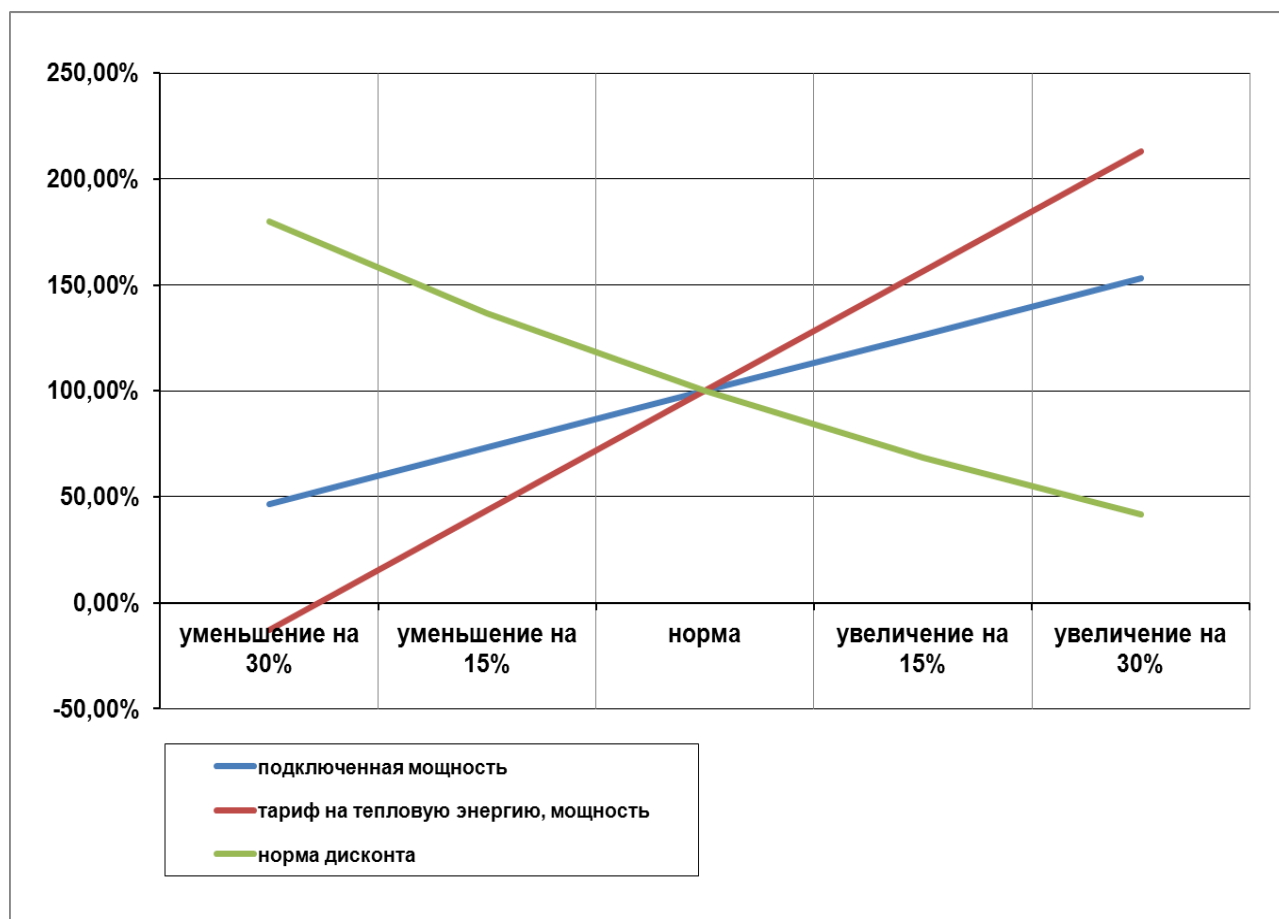


Рис. 4.2.3-2. Анализ чувствительности проекта

Очевидно, что наиболее чувствителен проект к изменению тарифа на тепловую энергию: с увеличением тарифа на тепловую энергию увеличивается и размер дисконтированного дохода. Изменения ставки дисконта имеют обратную зависимость – с ее увеличением размер дисконтированного дохода уменьшается.

4.2.4. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

Для обеспечения нормативной надёжности теплоснабжения потребителей тепловой энергии города Кирово-Чепецка предлагаются следующие мероприятия по реконструкции и новому строительству магистральных тепловых сетей, находящихся на балансе ОАО «КТК»:

1. Строительство переемычки от теплосети «БСИ» до теплосети, идущей на базу

«ОРСа», длиной 1700 м в двухтрубном исчислении. Для выполнения данного мероприятия необходимо выполнить прокладку теплотрассы диаметром 500 мм и протяженностью 1700 м в двухтрубном исполнении от камеры Павильон № 4 (тепломагистраль к базе «ОРСа») до камеры 11НО-54 (тепломагистраль к «БСИ»).

2. Реконструкция переемычки между магистралями Ø 350 (узловая) и Ø 700 (7ПАВ-1А) с целью увеличения диаметра. Для выполнения данного мероприятия необходимо выполнить перекладку участков существующей теплотрассы диаметром 400 мм и протяженностью 969,77 м, диаметром 300 мм и протяженностью 258,64 м в двухтрубном исполнении от Павильона 1а до Узлового павильона.

3. Строительство закольцовки по ул. Братьев Васнецовых. Для выполнения данного мероприятия необходимо выполнить прокладку теплотрассы диаметром 300 мм и протяженностью 370 м в двухтрубном исполнении от ТК 22-7 до ТК 5-18-1

Перечень мероприятий по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения запланированных на 2015 г., в целях обеспечения надёжности теплоснабжения приведен в табл. 4.2.4-1.

Таблица 4.2.4-1.

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный коэфф. на объем работ	Поправочный коэфф. на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО
1	Павильон № 4	11НО-54	500	1700	Надземный	2015	53 753,04	0,67	1,00	36 046,79	61 279,54
2	узловая	7ПАВ-1А	600	258,6	Надземный	2015	17 678,68	1,00	1,94	34 269,44	8 862,08
			600	886,1	надземная	2015	17 678,68	1,00	1,94	34 269,44	30 366,15
3	ТК 22-7	ТК 5-18-1	300	370	Подземный канальный	2015	28 710,97	1,00	1,00	28 710,97	10 623,06
ИТОГО											111 130,83

Перечень мероприятий по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения запланированных на 2017 г., в целях обеспечения надёжности теплоснабжения приведен в табл. 4.2.4-2.

Таблица 4.2.4-2.

№ п/п	Начало участка	Конец участка	Диаметр, мм	Длина, м	Способ прокладки	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный коэфф. на объем работ	Поправочный коэфф. на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО
1	узловая	7ПАВ-1А	600	83,7	Подземный канальный	2016-2017	53753,04	0,67	1,19	42 848,07	3 586,38
ИТОГО											3 586,38

В табл. 4.2.4-3. приведена стоимость мероприятий с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2012 г.).

Таблица 4.2.4-3

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2015 г.	2017 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	5 556,54	179,32	5 735,86
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	6 667,85	215,18	6 883,03
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	96 683,82	3 120,15	99 803,97
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	108 908,21	3 514,65	112 422,87
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	2 222,62	71,73	2 294,34
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	111 130,83	3 586,38	114 717,21
НДС	тыс. руб.	20 003,55	645,55	20 649,10
Всего смета проекта	тыс. руб.	131 134,38	4 231,93	135 366,31

2. Стоимость мероприятий по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Строительство магистральных тепловых сетей запланировано на 2015 – 2017 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.2.4-4.

Таблица 4.2.4-4

Годы	2015 г.	2017 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	131 134,38	4 231,93	135 366,31
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	153 250,19	5 452,57	158 702,76

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения составит 158 702,76 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «КТК».

Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР. Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии.

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (плановые показатели на 2013 г. ОАО «КТК»). Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013г. представлена в табл. 4.2.4-5.

Таблица 4.2.4-5.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в % к стоимости отпущенной тепловой энергии
Расходы на топливо	руб.	32,55	3,33%
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	720,07	73,62%
Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	руб.	17,35	1,77%
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб.	15,11	1,54%
Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	руб.	0,23	0,02%
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	руб.	33,8	3,46%
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	руб.	10,21	1,04%
Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	руб.	28,45	2,91%

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в % к стоимости отпущенной тепловой энергии
Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	руб.	15,12	1,55%
Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	руб.	41,25	4,22%
Общехозяйственные (управленческие) расходы	руб.	18,3	1,87%
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	руб.	17,68	1,81%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	27,97	2,86%
Итого расходов	руб.	978,09	100,00%

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. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.2.4-6.

Таблица 4.2.4-6.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	3,97	4,07	4,27	4,58	5,00	5,29	5,55	5,81	6,13	6,41
2	Тариф на передачу тепл. энергии	руб/Гкал	391,39	405,87	419,67	463,74	511,04	562,14	612,73	664,82	719,33	774,72
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	4,33	4,42	4,64	5,33	6,13	7,05	8,11	8,61	9,04	9,41

Продолжение таблицы 4.2.4-6.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	6,66	6,82	6,89	6,95	7,01	7,07	7,14	7,20	7,27	7,33
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	825,08	873,76	919,19	962,39	1 007,6	1 054,9	1 104,6	1 156,5	1 210,8	1 267,8
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	9,69	9,98	10,28	10,59	10,90	11,23	11,57	11,92	12,27	12,64

По данным публикуемой отчетности протяженность тепловых сетей ОАО «КТК» составляет:

Протяженность магистральных и разводящих сетей и тепловых вводов (в двухтрубном исчислении) 132,07 км

Протяженность тепловых сетей, подлежащих перекладке (в двухтрубном исчислении) 3,22 км

В процентах к общей протяженности сетей 2,44%

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.

Для расчета эффективности ИП должно быть использовано значение отпуска тепловой энергии, соразмерное протяженности тепловых сетей, подлежащих реконструкции. Следовательно, в расчете эффективности ИП может быть использован полезный отпуск ОАО «КТК» в размере, составляющем 2,44% от общего полезного отпуска компании.

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.2.4-7.

Таблица 4.2.4-7

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1.	-134143,70	---	-0,99	Более 25 лет
Вариант 2.	3064,42	10,55	0,023	14,12

Сравнение вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.2.4-1.

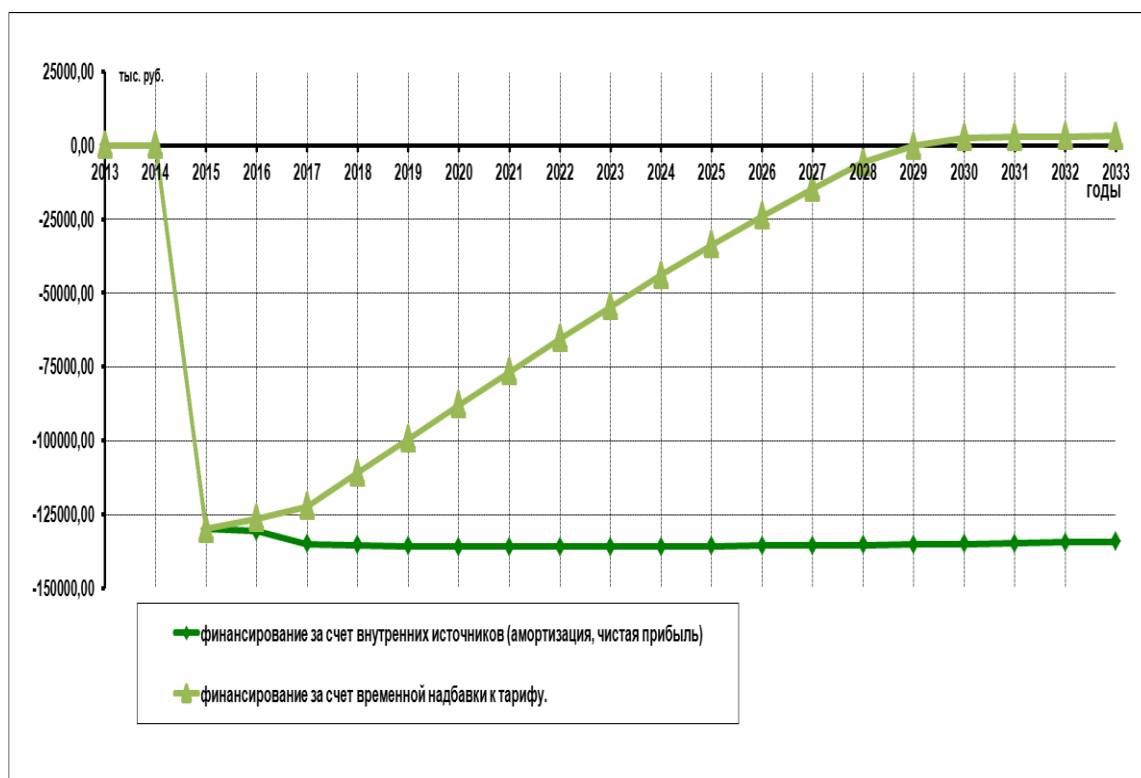


Рис. 4.2.4-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала. Источники доходов – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода при величине суммарных затрат на реализацию проекта 158 702,76 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -134 143,7 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV < 0$, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров, если для всех рассмотренных случаев обеспечивается необходимый резерв финансовой реализуемости проекта.

Величина чистого дисконтированного дохода (убытки) за период с 2012 по 2033 гг. составит -134 143,7 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности для проектов, где NPV отрицателен – не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности $(IRR - E)$ для проектов, где NPV отрицателен – не рассчитывается..

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

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

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект неэффективен.

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

7. Бюджетная эффективность проекта за расчетный период составит 13727 тыс. руб. Финансирование за счет собственного капитала. Источники доходов - тарифы, обеспечивающие НВВ.

1. Величина NPV при финансировании проекта по варианту 2 больше, чем при финансировании по варианту 1.

Использование увеличения тарифа на тепловую энергию позволяет снизить срок окупаемости проекта (динамический) до 14,12 года. График также демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании увеличения тарифа на тепловую энергию более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта.

В качестве альтернативного варианта к двум предыдущим можно рассмотреть вариант финансирования «заемный капитал + собственный капитал + увеличение тарифа» в необходимой пропорции.

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Кирово-Чепецк, росту числа аварий на тепловых сетях, и, как следствие – росту расходов на ликвидацию последствий аварий.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк, снижению расходов на ликвидацию аварийных ситуаций.

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет собственного капитала (увеличения тарифа до значений, обеспечивающих НВВ), рассчитаны ценовые последствия увеличения стоимости тепловой энергии.

Результаты расчетов представлены в табл. 4.2.4-8 .

Таблица 4.2.4-8.

Показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Тариф 1 на тепловую энергию (увеличение за счет инфляции)	руб/ Гкал	590,34	612	633	699	771	848	924	1003	1085	1169
Тариф 2 на тепловую энергию (обеспечивающий необходимый НВВ)	руб/ Гкал	590,34	612	933	1331	1717	1888	2058	2233	2416	2603
Разница между тарифом 1 и тарифом 2	руб/ Гкал	0	0	300	632	946	1041	1134	1231	1331	1434
То же, в %	%	0%	0%	47%	90%	123%	123%	123%	123%	123%	123%

Продолжение таблицы 4.2.4-8

Показатель	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Тариф 1 на тепловую энергию (увеличение за счет инфляции)	руб/ Гкал	1244	1318	1386	1452	1520	1591	1666	1744	1826	1912
Тариф 2 на тепловую энергию (обеспечивающий необходимый НВВ)	руб/ Гкал	2772	2935	3088	3233	3385	3544	3711	3235	2637	1912
Разница между тарифом 1 и тарифом 2	руб/ Гкал	1527	1617	1701	1781	1865	1953	2045	1491	811	0
То же, в %	%	123%	123%	123%	123%	123%	123%	123%	85%	44%	0%

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение стоимости тепловой энергии в течение 2015 - 2026 г. до 123%. Следует отметить, что увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, покрывает дефицит собственных средств (табл. 4.2.4-7. стр. 1) предприятия, полученный в результате реализации мероприятия.

Увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ не является единственным источником погашения затрат по мероприятию. В качестве источника финансирования в расчетах использована прибыль предприятия, экономия тепловой энергии, амортизация основных средств, полученных в результате реконструкции тепловых сетей.

Увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов.

Таким образом, увеличение стоимости тепловой энергии делает возможной модернизацию и реконструкцию тепловых сетей города Кирово-Чепецка, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей.

Кроме того, увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, рассчитанный в данном разделе, относится к тепловой энергии, отпускаемой только через вышеперечисленные участки теплосети, следовательно, при расчете средневзвешенных величин тарифа на тепловую энергию разница между тарифом 1 и тарифом 2 примет меньшие значения. Средневзвешенный тариф на тепловую энергию, отпускаемую потребителям г. Кирово-Чепецк, обеспечивающий необходимый НВВ, рассчитан в разделе 5 настоящего отчета.

7. Чувствительность проекта

Анализ чувствительности проекта выполнен для первого варианта финансирования (финансирование за счет внутренних источников). Анализ чувствительности проекта выполнен для показателя NPV по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- норма дисконта.

Для проведения анализа значения вышеперечисленных показателей уменьшались на 15%, 30%, затем увеличивались на 15%, 30%. При этом, соответственно, менялось значение NPV проекта.

Результаты анализа чувствительности проекта приведены на рис. 4.2.4-2.

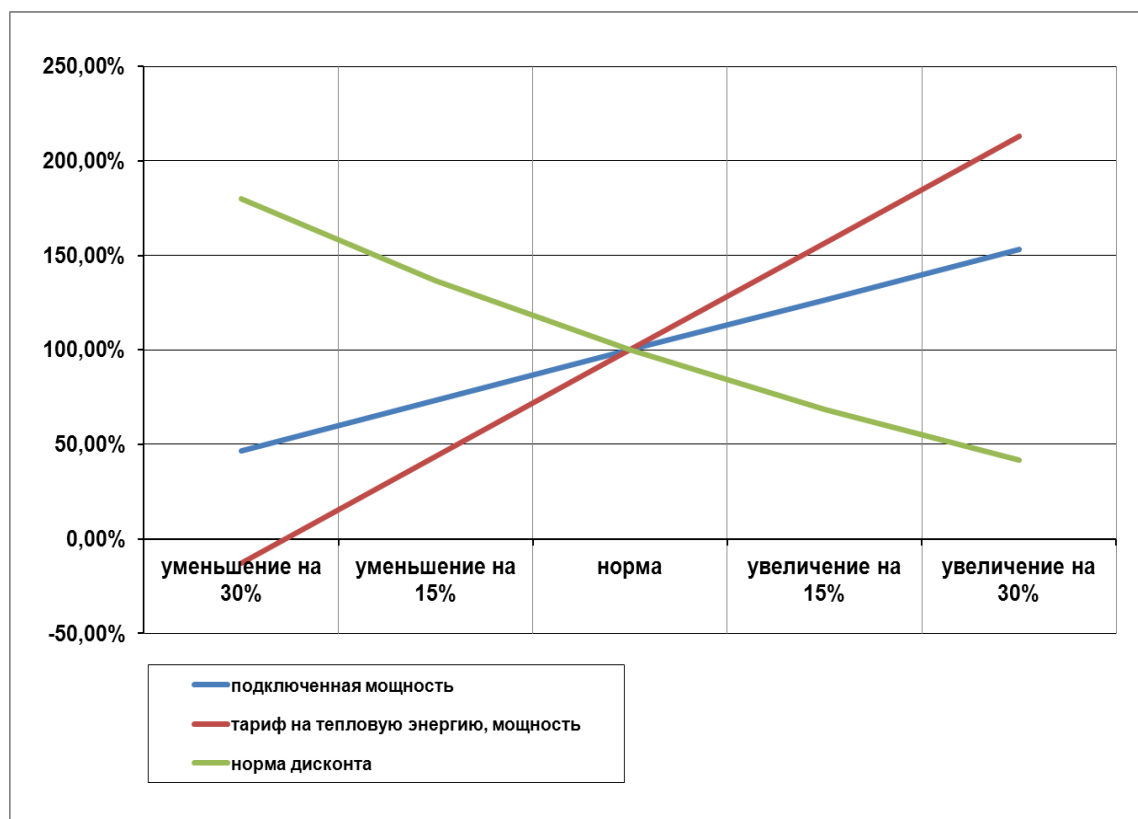


Рис. 4.2.4-2. Анализ чувствительности проекта

Очевидно, что наиболее чувствителен проект к изменению тарифа на тепловую энергию: с увеличением тарифа на тепловую энергию увеличивается и размер дисконтированного дохода. Изменения ставки дисконта имеют обратную зависимость – с ее увеличением размер дисконтированного дохода уменьшается.

4.2.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей

Перечень мероприятий по реконструкции магистральных тепловых сетей для увеличения пропускной способности запланированных на 2016 г., в целях обеспечения надежности теплоснабжения приведен в табл. 4.2.5-1.

Таблица 4.2.5-1.

№ п/п	Наименование тепломагистралей	Условный диаметр, мм		Длина участка тепломагистрали	Тип прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный коэфф. на объем работ	Поправочный коэфф. на диаметр	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО
		до перекладки	после перекладки							
1	Тепломагистраль Ø 700 до ТК 7-12									
1.1	Участок сети от ТЭЦ-3 до ТК 7-03	700	1000	3554	Надземный	17 678,68	1,00	3,14	55 483	197 189,63
		700	1000	998.6	Подземная канальная	53 753,04	1,00	1,92	103 449	103 304,42
2	Тепломагистраль Ø 350 ТЭЦ – Уз. ТК 3-47									
2.1	Участок сети от ТК 3-01 до ТК 3-05	350	500	389,3	Подземная канальная	53 753,04	1,00	1,00	53 753	20 926,06
2.2	Участок сети от ТК 3-31 до ТК 3-36	250	350	529.6	Подземная канальная	32 320,65	0,67	1,00	21 674	11 478,67
2.3	Участок сети от ТК 3-44 до Уз 3-47	150	200	287.3	Надземный	12 938,46	1,00	1,00	12 938	799,60
				61.8	Подземная канальная	20 538,12	0,67	1,00	13 773	3 956,94
3	Тепломагистраль Ø 600 до ТК 4-32 через Черемушки									
3.1	Участок сети от ТК 2-04 до ТК 2-34	200	250	636.9	Подземная канальная	26 811,30	0,67	1,00	17 980	11 451,24
		200	250	118.6	Надземный	16 379,89	1,00	1,00	16 380	1 942,65
		150	200	243.4	Подземная канальная	20 538,12	0,67	1,00	13 773	3 352,31
		125	200	626.8	Подземная канальная	20 538,12	0,67	1,00	13 773	8 632,83
		100	200	57.5	Подземная канальная	20 538,12	0,67	1,00	13 773	791,94
ИТОГО									363 826,29	

В табл. 4.2.5-2. приведена стоимость мероприятий с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2012 г.).

Таблица 4.2.5-2.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2019 – 2023 гг.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	18 191,31	18 191,31
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	21 829,58	21 829,58
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	316 528,87	316 528,87
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	356 549,76	356 549,76
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	7 276,53	7 276,53
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	363 826,29	363 826,29
НДС	тыс. руб.	65 488,73	65 488,73
Всего смета проекта	тыс. руб.	429 315,02	429 315,02

2. Стоимость мероприятий по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Реконструкция тепловых сетей запланирована на 2014 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.2.5-3.

Таблица 4.2.5-3

Годы	2019 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	429 315,02	429 315,02
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	604 034,56	604 034,56

Итого стоимость реализации мероприятий по реконструкции магистральных тепловых сетей для увеличения пропускной способности составит 604 034,56 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «КТК».

Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии.

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (плановые показатели на 2013 г. ОАО «КТК»). Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013г. представлена в табл. 4.2.5-4.

Таблица 4.2.5-4.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	В расчете на 1 Гкал ТЭ, руб. в ценах 2013 г.	То же, в % к стоимости отпущенной тепловой энергии
Расходы на топливо	руб.	32,55	3,33%
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	720,07	73,62%
Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	руб.	17,35	1,77%
Расходы на приобретение холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб.	15,11	1,54%
Расходы на химреагенты, используемые в технологическом процессе	руб.	0,23	0,02%

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	В расчете на 1 Гкал ТЭ, руб. в ценах 2013 г.	То же, в % к стоимости отпущенной тепловой энергии
Расходы на оплату труда основного производственного персонала	руб.	33,8	3,46%
Отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	руб.	10,21	1,04%
Расходы на амортизацию основных производственных средств, используемых в технологическом процессе	руб.	28,45	2,91%
Расходы на аренду имущества, используемого в технологическом процессе	руб.	15,12	1,55%
Общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	руб.	41,25	4,22%
Общехозяйственные (управленческие) расходы	руб.	18,3	1,87%
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	руб.	17,68	1,81%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	27,97	2,86%
Итого расходов	руб.	978,09	100,00%

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. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.2.5-5.

Таблица 4.2.5-5.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	3,97	4,07	4,27	4,58	5,00	5,29	5,55	5,81	6,13	6,41
2	Тариф на передачу тепл. энергии	руб/Гкал	590,3	612	633	899	991	1090	1188	1289	1395	1503
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	4,33	4,42	4,64	5,33	6,13	7,05	8,11	8,61	9,04	9,41

Продолжение таблицы 4.2.5-5.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	6,66	6,82	6,89	6,95	7,01	7,07	7,14	7,20	7,27	7,33
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1600	1695	1783	1867	1704	1591	1666	1745	1827	1912
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	9,69	9,98	10,28	10,59	10,90	11,23	11,57	11,92	12,27	12,64

По данным публикуемой отчетности протяженность тепловых сетей ОАО «КТК» составляет:

Протяженность магистральных и разводящих сетей и тепловых вводов (в двухтрубном исчислении) 132,07 км

Протяженность тепловых сетей, подлежащих перекладке (в двухтрубном исчислении) 3,22 км

В процентах к общей протяженности сетей 2,99%

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.

Для расчета эффективности ИП должно быть использовано значение отпуска тепловой энергии, соразмерное протяженности тепловых сетей, подлежащих реконструкции. Следовательно, в расчете эффективности ИП может быть использован полезный отпуск ОАО «КТК» в размере, составляющем 2,99% от общего полезного отпуска компании.

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.2.5-6.

Таблица 4.2.5-6.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1.	-134143,70	---	-0,99	Более 30 лет
Вариант 2.	3064,42	10,55	0,023	14,12

Сравнение вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.2.5-1.

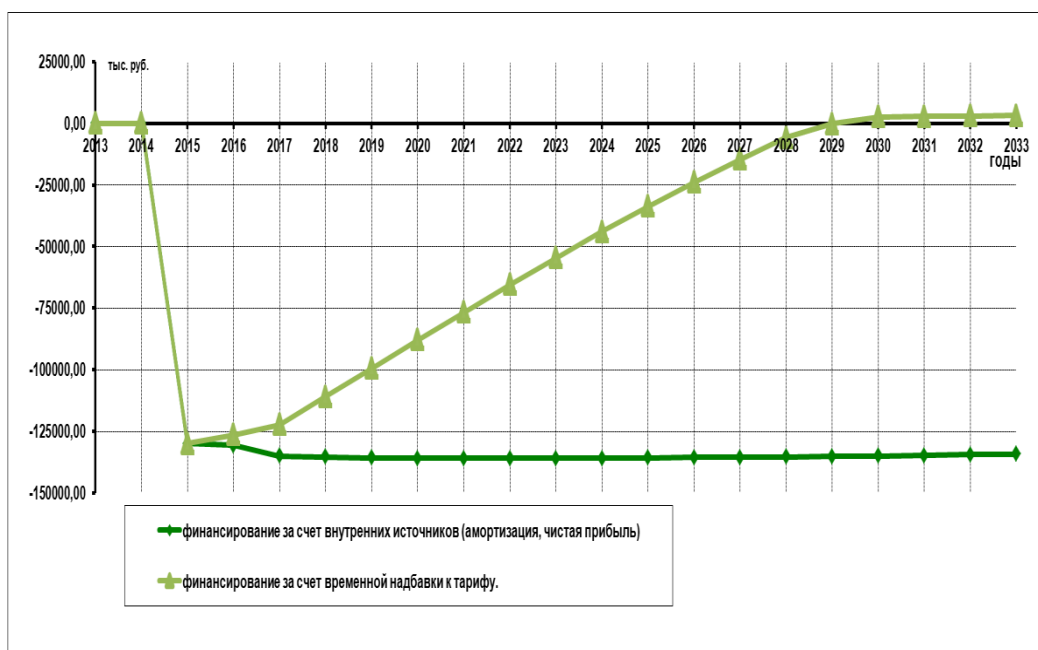


Рис. 4.2.5-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала. Источники доходов – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода при величине суммарных затрат на реализацию проекта 604 034,56 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -134 143,7 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV < 0$, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров, если для всех рассмотренных случаев обеспечивается необходимый резерв финансовой реализуемости проекта.

Величина чистого дисконтированного дохода (убытки) за период с 2012 по 2033 гг. составит -134 143,7 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности для проектов, где NPV отрицателен – не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности ($IRR - E$) для проектов, где NPV отрицателен – не рассчитывается..

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

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

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект неэффективен.

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

7. Бюджетная эффективность проекта за расчетный период составит 13 727 тыс. руб.

Финансирование за счет собственного капитала. Источники доходов - тарифы, обеспечивающие НВВ.

1. Величина NPV при финансировании проекта по варианту 2 больше, чем при финансировании по варианту 1.

Использование увеличения тарифа на тепловую энергию позволяет снизить срок окупаемости проекта (динамический) до 14,12 года. График также демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании увеличения тарифа на тепловую энергию более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта.

В качестве альтернативного варианта к двум предыдущим можно рассмотреть вариант финансирования «заемный капитал + собственный капитал + увеличение тарифа» в необходимой пропорции.

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Кирово-Чепецк, росту числа аварий на тепловых сетях, и, как следствие – росту расходов на ликвидацию последствий аварий.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк, снижению расходов на ликвидацию аварийных ситуаций.

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет собственного капитала (увеличения тарифа до значений, обеспечивающих НВВ), рассчитаны ценовые последствия увеличения стоимости тепловой энергии.

Результаты расчетов представлены в табл. 4.2.5-7 .

Таблица 4.2.5-7.

Показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Тариф 1 на тепловую энергию (увеличение за счет инфляции)	руб/Гкал	590,34	612	633	699	771	848	924	1003	1085	1169
Тариф 2 на тепловую энергию (обеспечивающий необходимый НВВ)	руб/Гкал	590,34	612	633	699	771	848	2724	4756	5146	5542
Разница между тарифом 1 и тарифом 2	руб/Гкал	0	0	0	0	0	0	1800	3753	4061	4373
То же, в %	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	195%	374%	374%	374%

Продолжение таблицы 4.2.5-7.

Показатель	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Тариф 1 на тепловую энергию (увеличение за счет инфляции)	руб/Гкал	1244	1318	1386	1452	1520	1591	1666	1744	1826	1912
Тариф 2 на тепловую энергию (обеспечивающий необходимый НВВ)	руб/Гкал	5902	6250	6575	6884	7208	7547	7002	5231	3376	1912
Разница между тарифом 1 и тарифом 2	руб/Гкал	4658	4933	5189	5433	5688	5956	5335	3486	1550	0
То же, в %	%	374%	374%	374%	374%	374%	374%	320%	200%	85%	0%

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение стоимости тепловой энергии в течение 2015 - 2026 г. до 374%.

Следует отметить, что увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, покрывает дефицит собственных средств (табл. 4.2.4-7. стр. 1) предприятия, полученный в результате реализации мероприятия.

Увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ не является единственным источником погашения затрат по мероприятию. В качестве источника финансирования в расчетах использована прибыль предприятия, экономия тепловой энергии, амортизация основных средств, полученных в результате реконструкции тепловых сетей. Увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов. Таким образом, увеличение стоимости тепловой энергии делает возможной модернизацию и реконструкцию тепловых сетей города Кирово-Чепецка, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей.

Кроме того, увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, рассчитанный в данном разделе, относится к тепловой энергии, отпускаемой только через вышеперечисленные участки теплосети, следовательно, при расчете средневзвешенных величин тарифа на тепловую энергию разница между тарифом 1 и тарифом 2 примет меньшие значения.

Средневзвешенный тариф на тепловую энергию, отпускаемую потребителям г. Кирово-Чепецк, обеспечивающий необходимый НВВ, рассчитан в разделе 5 настоящего отчета.

7. Чувствительность проекта

Анализ чувствительности проекта выполнен для первого варианта финансирования (финансирование за счет внутренних источников). Анализ чувствительности проекта выполнен для показателя NPV по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- норма дисконта.

Для проведения анализа значения вышеперечисленных показателей уменьшались на 15%, 30%, затем увеличивались на 15%, 30%. При этом, соответственно, менялось значение NPV проекта.

Результаты анализа чувствительности проекта приведены на рис. 4.2.5-2.

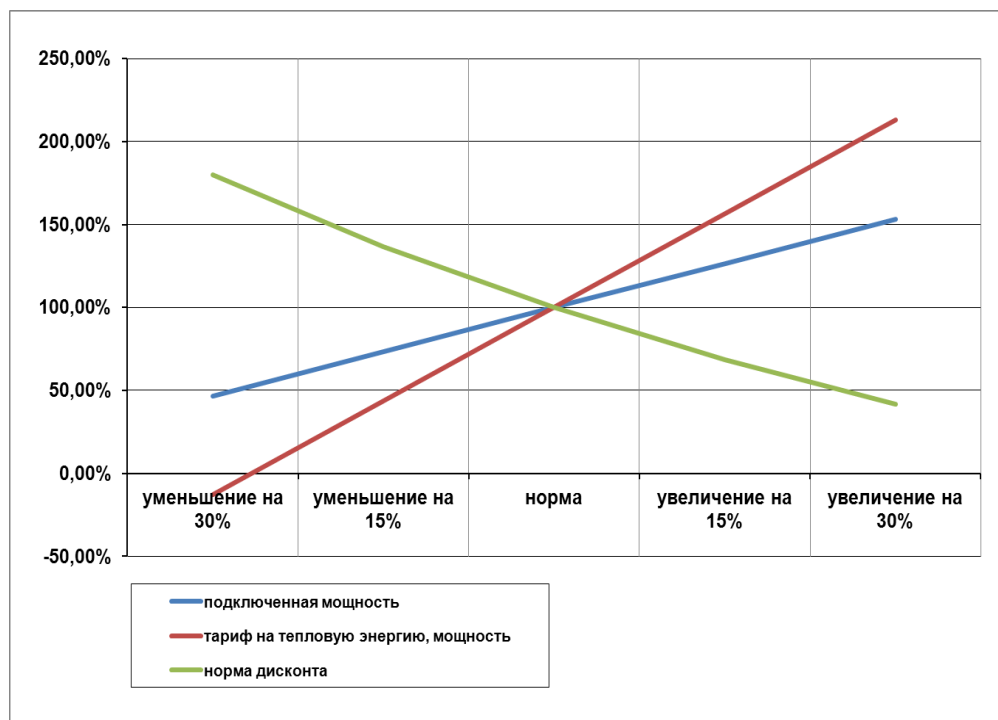


Рис. 4.2.5-2. Анализ чувствительности проекта

Очевидно, что наиболее чувствителен проект к изменению тарифа на тепловую энергию: с увеличением тарифа на тепловую энергию увеличивается и размер дисконтированного дохода. Изменения ставки дисконта имеют обратную зависимость – с ее увеличением размер дисконтированного дохода уменьшается.

4.2.6. Обоснование инвестиций в мероприятия по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую в схеме теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую

Расчет финансовых потребностей по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы ГВС на закрытую приведен в Приложениях П1 – П3.

Итоговые данные о стоимости перевода потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую приведены в таблице 4.2.6-1.

Таблица 4.2.6-1.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	ВСЕГО на ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Жилые здания	66,63	111 519,08
Муниципальные и общественные здания	12,27	20 488,69
Промышленные здания и здания коммерческого назначения	6,01	10 090,72
ИТОГО	84,91	142 098,49

В табл. 4.2.6-2. приведены данные итоговой стоимости мероприятий с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2012 г.).

Таблица 4.2.6-2

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 523,89	1 536,90	1 407,62	1 440,69	1 195,82	7 104,92
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	1 828,67	1 844,28	1 689,15	1 728,83	1 434,99	8 525,91
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	26 515,70	26 742,02	24 492,62	25 068,02	20 807,31	123 625,68
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	29 868,26	30 123,19	27 589,39	28 237,54	23 438,12	139 256,51
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	609,56	614,76	563,05	576,28	478,33	2 841,97
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	30 477,82	30 737,95	28 152,44	28 813,82	23 916,45	142 098,48
НДС	тыс. руб.	5 486,01	5 532,83	5 067,44	5 186,49	4 304,96	25 577,73
Всего смета проекта	тыс. руб.	35 963,83	36 270,78	33 219,88	34 000,31	28 221,41	167 676,21

2. Стоимость мероприятий по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Перевод потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы ГВС на закрытую запланирована на 2015 – 2019 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.2.6-3.

Таблица 4.2.6-3.

Годы	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	35 963,83	36 270,78	33 219,88	34 000,31	28 221,41	167 676,21
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	42 029,13	44 507,24	42 801,71	45 997,60	39 706,76	215 042,44

Итого стоимость реализации мероприятий по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы ГВС на закрытую составит 215 042,44 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала и за счет заемного капитала.

Источники доходов для варианта № 1 – экономия тепловой энергии при переходе с открытой системы на закрытую.

Источники доходов для варианта № 2 – экономия тепловой энергии при переходе с открытой системы на закрытую.

Предполагается проведение мероприятий при переходе с открытой системы ГВС на закрытую систему ГВС за счет следующих источников:

Жилые здания

(управляющие компании с

привлечением средств инвесторов)

78,5 %

168,807 млн. руб.

Муниципальные здания (средства бюджета)

14,5 %

31,181 млн. руб.

Промышленные здания

и здания коммерческого назначения (собственные средства потребителей)

7,0 %

15,054 млн. руб.

Итого

100 %

215,042 млн. руб.

4. Данные, используемые при расчетах

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (табл. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.2.6-4.

Таблица 4.2.6-4.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	3,97	4,07	4,27	4,58	5,00	5,29	5,55	5,81	6,13	6,41
2	Тариф на передачу тепловой энергии	руб/Гкал	590,3	612	633	899	991	1090	1188	1289	1395	1503
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	4,33	4,42	4,64	5,33	6,13	7,05	8,11	8,61	9,04	9,41

Продолжение таблицы 4.2.6-4.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	6,66	6,82	6,89	6,95	7,01	7,07	7,14	7,20	7,27	7,33
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1600	1695	1783	1867	1704	1591	1666	1745	1827	1912
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	9,69	9,98	10,28	10,59	10,90	11,23	11,57	11,92	12,27	12,64

В таблице 4.2.6-5 приведен расчет экономии тепловой энергии, ожидаемый в результате проведения мероприятий.

Таблица 4.2.6-5

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Жилые здания	Гкал/час	14,63	15,48	12,30	14,64	9,57
Муниципальные здания	Гкал/час	2,34	2,02	3,57	1,53	2,81
Промышленные здания и здания коммерческого назначения	Гкал/час	1,26	0,87	0,97	1,00	1,91
ИТОГО	Гкал/час	18,23	18,37	16,84	17,17	14,29
ИТОГО Гкал/год по открытой схеме	Гкал/год	54 690,00	55 110,00	50 520,00	51 510,00	42 870,00
ИТОГО Гкал/год по закрытой схеме	Гкал/год	45 575,00	45 925,00	42 100,00	42 925,00	35 725,00
Экономия в денежном выражении	тыс. руб.	11 849,50	11 940,50	10 946,00	11 160,50	9 288,50

Расчет сумм экономии в денежном выражении нарастающим итогом за период 2015 – 2023 г. приведен в таблице 4.2.6-6

Таблица 4.2.6-6

Наименование	Ед. изм.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.
Нарастающим итогом за период	тыс. руб.	11 849,50	23 790,00	34 736,00	45 896,50	55 185,00

Продолжение таблицы 4.2.6-6

Наименование	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	ИТОГО за период
Нарастающим итогом за период	тыс. руб.	43 335,50	31 395,00	20 449,00	9 288,50	275 925,00

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.2.6-6.

Таблица 4.2.6-6.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1.	5848	11,75%	3,2%	8,68
Вариант 2.	47 136	10,55	0,023	Менее года

Сравнение вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.2.6-1.

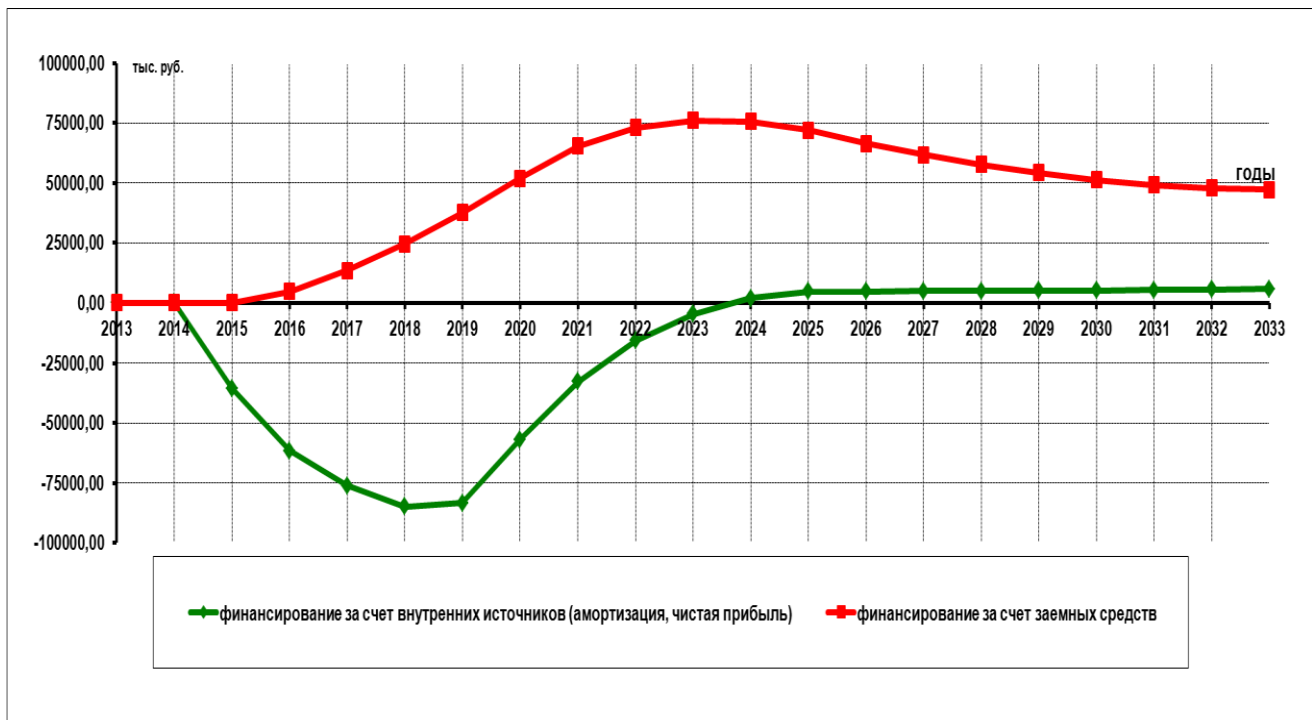


Рис. 4.2.6-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала.

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода при величине суммарных затрат на реализацию проекта 215 042,44 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 5 848 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV > 0$, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров, если для всех рассмотренных случаев обеспечивается необходимый резерв финансовой реализуемости проекта.

Величина чистого дисконтированного дохода (убытки) за период с 2012 по 2033 гг. составит -134 143,7 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности – 11.75%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности $(IRR - E) - 1.25\%$.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0.032.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 3.2 коп. прибыли.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным, - 8,68 лет.

7. Бюджетная эффективность проекта за расчетный период составит 66 063 тыс. руб.

Финансирование за счет заемного капитала.

1. Величина NPV при финансировании проекта по варианту 2 больше, чем при финансировании по варианту 1.

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к увеличению потребления тепловой энергии.

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

Реализация проекта вызовет повышение эффективности авторегулирования отопления, позволит отказаться от распределительных сетей горячего водоснабжения, а также снизить потери тепла при транспортировке и расход электроэнергии на перекачку бытовой горячей воды.

7. Чувствительность проекта

Анализ чувствительности проекта выполнен для первого варианта финансирования (финансирование за счет внутренних источников).

Анализ чувствительности проекта выполнен для показателя NPV по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- норма дисконта.

Для проведения анализа значения вышеперечисленных показателей уменьшались на 15%, 30%, затем увеличивались на 15%, 30%. При этом, соответственно, менялось значение NPV проекта.

Результаты анализа чувствительности проекта приведены на рис. 4.2.6-2.

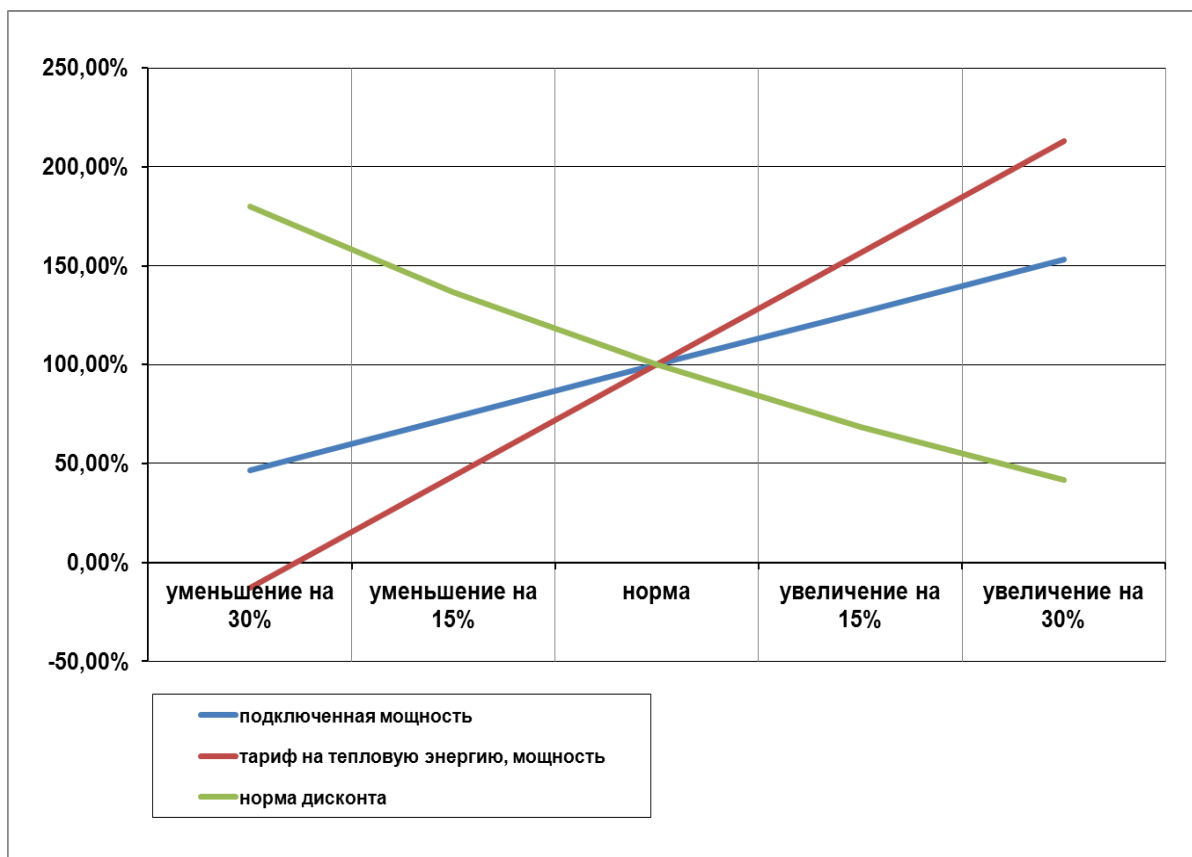


Рис. 4.2.6-2. Анализ чувствительности проекта

Очевидно, что наиболее чувствителен проект к изменению тарифа на тепловую энергию: с увеличением тарифа на тепловую энергию увеличивается и размер дисконтированного дохода.

Изменения ставки дисконта имеют обратную зависимость – с ее увеличением размер дисконтированного дохода уменьшается.

4.3. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по реконструкции источника теплоснабжения, Кировская ТЭЦ-3, в целях обеспечения перспективных нагрузок потребителей и надежности теплоснабжения

4.3.1. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции котлоагрегатов ст. №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по реконструкции котлоагрегатов ст. №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3

На основании использования нормативной документации (ГЭСНм-2001-06 Сборник № 6 Теплосиловое оборудование), для оценки стоимости монтажа оборудования 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:

- а) перемещение оборудования;
- б) контроль качества монтажных сварных соединений;
- в) испытание турбоустановок вхолостую и под нагрузкой;
- г) транспортировку, сборку, установку и снятие монтажных приспособлений для монтажа оборудования.

Сводная стоимость финансовых потребностей (капитальные затраты) на проведение мероприятий по реконструкции котлоагрегатов ст. №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3 приведена в таблице 4.3.1-1.

Таблица 4.3.1-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	Котлоагрегат ст. № 9 2021 г.	Котлоагрегат ст. № 10 2022 г.	Котлоагрегат ст. № 11 2023 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	2 873,50	2 873,50	2 873,50	8 620,5
демонтаж старого оборудования	тыс. руб.	2 500,00	2 500,00	2 500,00	7 500,00
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	3 448,50	3 448,50	3 448,50	10 345,5
стоимость материалов, оборудования и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	40 028,50	40 028,50	40 028,50	120 085,5
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	48 850,50	48 850,50	48 850,50	146 551,5
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 149,50	1 149,50	1 149,50	3 448,5
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	50 000,00	50 000,00	50 000,00	150 000,00
НДС	тыс. руб.	9 000,00	9 000,00	9 000,00	27 000,00
Всего смета проекта	тыс. руб.	59 000,00	59 000,00	59 000,00	177 000,00

2. Стоимость мероприятий по реконструкции котлоагрегатов ст. №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3 по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Мероприятия запланированы на 2021 -2023 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.3.1-2

Таблица 4.3.1-2.

Годы	2021 г.	2022 г.	2023 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	59 000,00	59 000,00	59 000,00	177 000,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	89 785,12	93 376,53	97 111,59	280 273,25

Итого стоимость реализации мероприятий составит **280 273,25 тыс. руб.** с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции котлоагрегатов ст. №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-5», за счет заемных средств.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели 2013 г. Кировского филиала ОАО «ТГК-5»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013 г. представлена в табл. 4.3.1-3.

Таблица 4.3.1-3.

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2013 г.	в %
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	1,93	0,28%
Расходы на топливо	руб.	429,52	63,42%
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	руб.	0	0,00%
Расходы на сырье и вспомогательные материалы, используемые в технологическом процессе:	руб.	5,28	0,78%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	240,55	35,52%
Итого расходов	руб.	677,28	100,00%

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. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.3.1-4.

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, платежи по ДГПМ;

• к оттокам - производственные издержки, налоги.

Для расчетов так же использованы значения экономии топлива, планируемой в результате проведения мероприятий. Расчетные значения экономии топлива приведены в табл. 4.3.1-4.

Таблица 4.3.1-4.

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия	нм ³ /Гкал	-	-	-	-	-	-	-
Стоимость топлива	руб.	3,47	3,55	3,72	4,28	4,92	5,66	6,51
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение табл. 4.3.1-4.

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия	нм ³ /Гкал	5,4	10,8	16,2	5,4	5,4	5,4	5,4
Стоимость топлива	руб.	6,90	7,26	7,55	7,77	8,01	8,25	8,49
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год	5830	12256	20283	20892	21518	22164	22829

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-5», и за счет заемных средств. При расчете варианта финансирования 2 (за счет использования заемных средств) принята ставка процента за кредит - 14%, срок возврата кредита – 15 лет.

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2014 – 2027 гг. приведены в табл. 4.3.1-5.

Таблица 4.3.1-5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-17393	---	-0,03	13,86
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-5866	---	-0,02	13,2

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода при величине суммарных затрат на реализацию проекта 280 273,25 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -17 393 тыс. руб. за рассматриваемый период 2019 – 2033 гг.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV < 0$, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров, если для всех рассмотренных случаев обеспечивается необходимый резерв финансовой реализуемости проекта за рассматриваемый период 2019 – 2033 гг.

Величина чистого дисконтированного дохода за период с 2012 по 2033 гг. составит -17393 тыс. руб. (убытки) за рассматриваемый период 2019 – 2033 гг.

3. Внутренняя норма доходности, при отрицательных значениях NPV не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта при отрицательных значениях NPV не рассчитывается.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,03.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 3 коп. убытков.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным, - равен 13,86 года.

7. Бюджетная эффективность проекта за расчетный период составит 29 039 тыс. руб.

8. Примем допущение, что ставка процентов по кредиту останется неизменной в течение расчетного периода и будет равна 14%. Срок возврата кредита – 15 лет.

9. Величина NPV при финансировании проекта за счет заемных средств больше, чем при финансировании за счет собственных средств.

Использование заемного капитала позволяет снизить срок окупаемости проекта (динамический) с 13,86 года до 13,26 года.

График также демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании заемного капитала более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта.

Следует так же обратить внимание также на то, что при использовании заемного капитала нижний уровень убытков за год составит -20 550 тыс. руб. в 2028 г.

В то время как при использовании собственного капитала, нижний порог убытков за год составит -176 014,72 тыс. руб. в 2023 г. И далее полученная прибыль от реализации проекта сможет перекрыть полученные убытки только в 2037г.

Графическое отображение полученных финансовых результатов представлено на рис. 4.3.1-1.

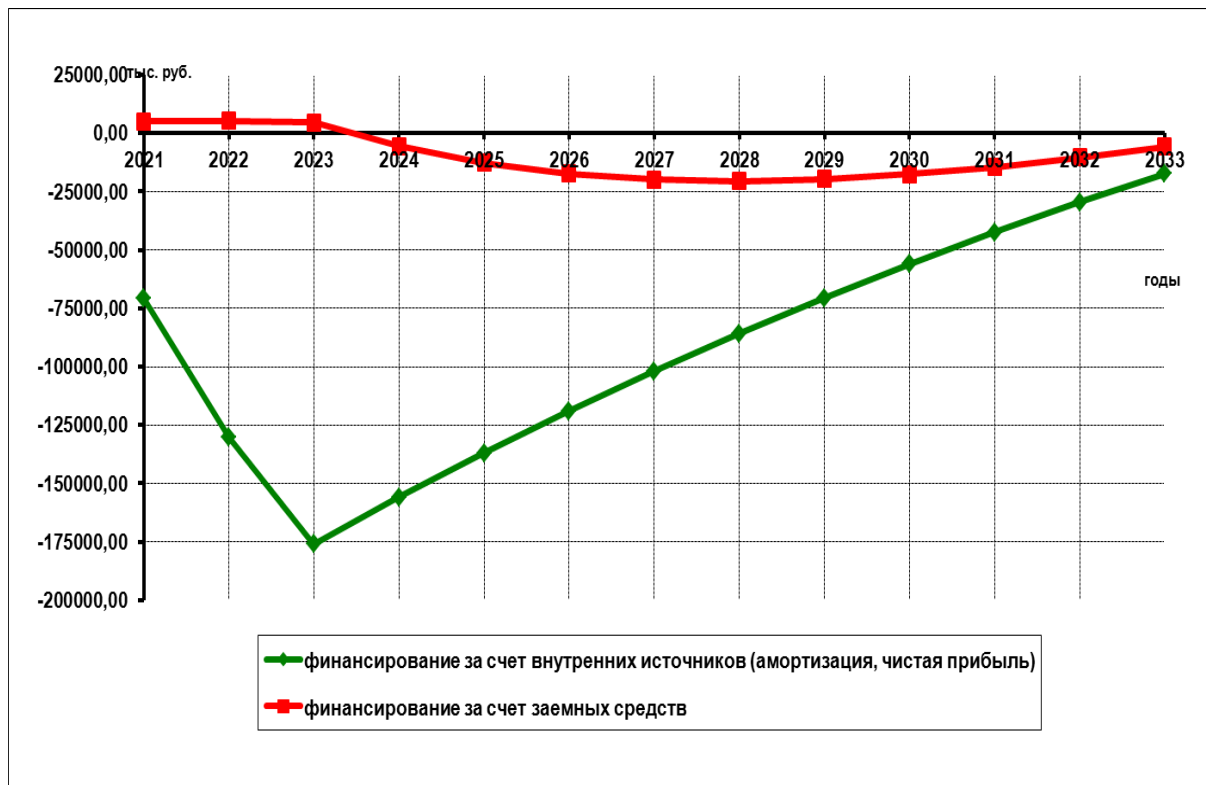


Рис. 4.3.1-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции котлоагрегатов ст. №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к повышению затрат на топливо.

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

В результате реализации проекта:

- снижение расходов топлива в размере 5,4 $\text{м}^3/\text{Гкал}$. в год.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

4.3.2. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции оборудования КиП и А на Кировской ТЭЦ-3

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по реконструкции оборудования КиП и А на Кировской ТЭЦ-3

На основании использования нормативной документации (ГЭСНм-2001-06 Сборник № 6 Теплосиловое оборудование), для оценки стоимости монтажа оборудования 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:

- а) перемещение оборудования;
- б) контроль качества монтажных сварных соединений;
- в) испытание турбоустановок вхолостую и под нагрузкой;
- г) транспортировку, сборку, установку и снятие монтажных приспособлений для монтажа оборудования.

В соответствии с инвестиционной программой будет проводится модернизация оборудования КиП и А следующих котлоагрегатов:

- | | |
|---|---------|
| 1. Модернизация оборудования КИП и А ПК-14 ст.№11 | 2017 г. |
| 2. Модернизация котла ТП-170 ст. № 8 | 2018 г. |
| 3. Модернизация котла ПК-14 ст.№9 | 2019 г. |
| 4. Модернизация котла ПК-14 ст.№ 10 | 2020 г. |
| 5. Модернизация оборудования КИП и А КВГМ-100 №1 | 2023 г. |
| 6. Модернизация оборудования КИП и А КВГМ-100 ст. № 2 | 2024 г. |
| 7. Модернизация оборудования КИП и А КВГМ-100 ст. № 3 | 2025 г. |
| 8. Модернизация оборудования КИП и А КВГМ-100 ст. № 4 | 2026 г. |

Сводная стоимость финансовых потребностей (капитальные затраты) на проведение мероприятий по модернизации оборудования КиП и А на Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. приведена в табл. 4.3.2-1.

Таблица 4.3.2-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	721,8	721,8	632,2	632,2	316,1	344,8	379,3	416,7	4164,9
демонтаж старого оборудования	тыс. руб.	628,0	628,0	550,0	550,0	275,0	300,0	330,0	362,5	3623,5
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	866,3	866,3	758,7	758,7	379,3	413,8	455,2	500,0	4998,3
стоимость материалов, оборудования и пусконаладочные работы	тыс. руб.	12560,0	12560,0	11000,0	11000,0	5500,0	6000,0	6600,0	7250,0	72470,0
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	14776,1	14776,1	12940,8	12940,8	6470,4	7058,6	7764,5	8529,2	85256,6
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	288,8	288,8	252,9	252,9	126,5	137,9	151,7	166,7	1666,1
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	15064,8	15064,8	13193,7	13193,7	6596,9	7196,6	7916,2	8695,9	86922,7
НДС	тыс. руб.	2711,7	2711,7	2374,9	2374,9	1187,4	1295,4	1424,9	1565,3	15646,1
Всего смета проекта	тыс. руб.	17776,5	17776,5	15568,6	15568,6	7784,3	8492,0	9341,2	10261,1	102568,8

2. Стоимость мероприятий по реконструкции оборудования КиП и А на Кировской ТЭЦ-3 по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Модернизация оборудования КиП и А запланирована на 2017 – 2026 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.3.2-2.

Таблица 4.3.2-2.

Годы	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	17 776,5	17 776,5	15 568,6	15 568,6	7 784,3	8 491,9	9 341,1	10 261,1	102 569
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	22 903,9	24 049,1	21 904,6	22 780,7	12 812,6	14 396,7	16 311,5	18 455,5	153 615

Итого стоимость реализации мероприятий по модернизации оборудования КиП и А с учетом роста тепловых нагрузок составит **153 615 тыс. руб.** с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции оборудования КиП и А на Кировской ТЭЦ-3

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-5», и за счет заемных средств.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели а 2013 г. Кировского филиала ОАО «ТГК-5»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013 г. представлена в табл. 4.3.2-3.

Таблица 4.3.2-3.

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2013 г.	в %
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	1,93	0,28%
Расходы на топливо	руб.	429,52	63,42%
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	руб.	0	0,00%
Расходы на сырье и вспомогательные материалы, используемые в технологическом процессе:	руб.	5,28	0,78%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	240,55	35,52%
Итого расходов	руб.	677,28	100,00%

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. 3.1).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.2.8.

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.

Для расчетов так же использованы значения экономии электрической энергии, планируемой в результате проведения мероприятий.

Расчетные значения экономии электрической энергии в период 2014 – 2020 гг. приведены в табл. 4.3.2-4.

Таблица 4.3.2-4.

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия	нм ³ /Гкал				1,85	2,77	3,85	4,00
Стоимость топлива	руб./нм ³	3,47	3,55	3,72	4,28	4,92	5,66	6,51
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год				927	3198	7663	11274

Продолжение табл. 4.3.2-4.

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия	нм ³ /Гкал	4,00	4,00	4,16	4,31	4,46	4,62	4,62
Стоимость топлива	руб./нм ³	6,90	7,26	7,55	7,77	8,01	8,25	8,49
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год	11849	12323	16476	21119	22529	24005	24725

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции оборудования КиП и А

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2015 – 2033 гг. приведены в табл. 4.3.2-5.

Таблица 4.3.2-5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	220	10,7%	0,002	15,89
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	3828	12,8%	0,029	14,55

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода при величине суммарных затрат на реализацию проекта 153 615 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 220 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV > 0$, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров, если для всех рассмотренных случаев обеспечивается необходимый резерв финансовой реализуемости проекта.

Величина чистого дисконтированного дохода за период с 2017 по 2033 гг. составит 220 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности NPV – 10,7%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности (IRR – E). Для данного проекта – 0,2%.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,002.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,002 руб. прибыли.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит – проект неэффективен.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным – 15,89 года.

7. Бюджетная эффективность проекта за расчетный период составит 45 178 тыс. руб.

8. Примем допущение, что ставка процентов по кредиту останется неизменной в течение расчетного периода и будет равна 14%. Срок возврата кредита – 15 лет.

9. Величина NPV при финансировании проекта за счет заемных средств больше, чем при финансировании за счет собственных средств.

Использование заемного капитала позволяет снизить срок окупаемости проекта (динамический) с 15,89 года до срока 14,55 лет.

График также демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании заемного капитала более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта.

Следует так же обратить внимание также на то, что при использовании заемного капитала нижний уровень прибыли за год составит -12908 тыс. руб. в 2023 г.

В то время как при использовании собственного капитала, нижний порог убытков за год составит -59 644 тыс. руб. в 2020 г. И далее полученная прибыль от реализации проекта сможет перекрыть полученные убытки только в 2033г.

Графическое отображение полученных финансовых результатов представлено на рис. 4.3.2-1.

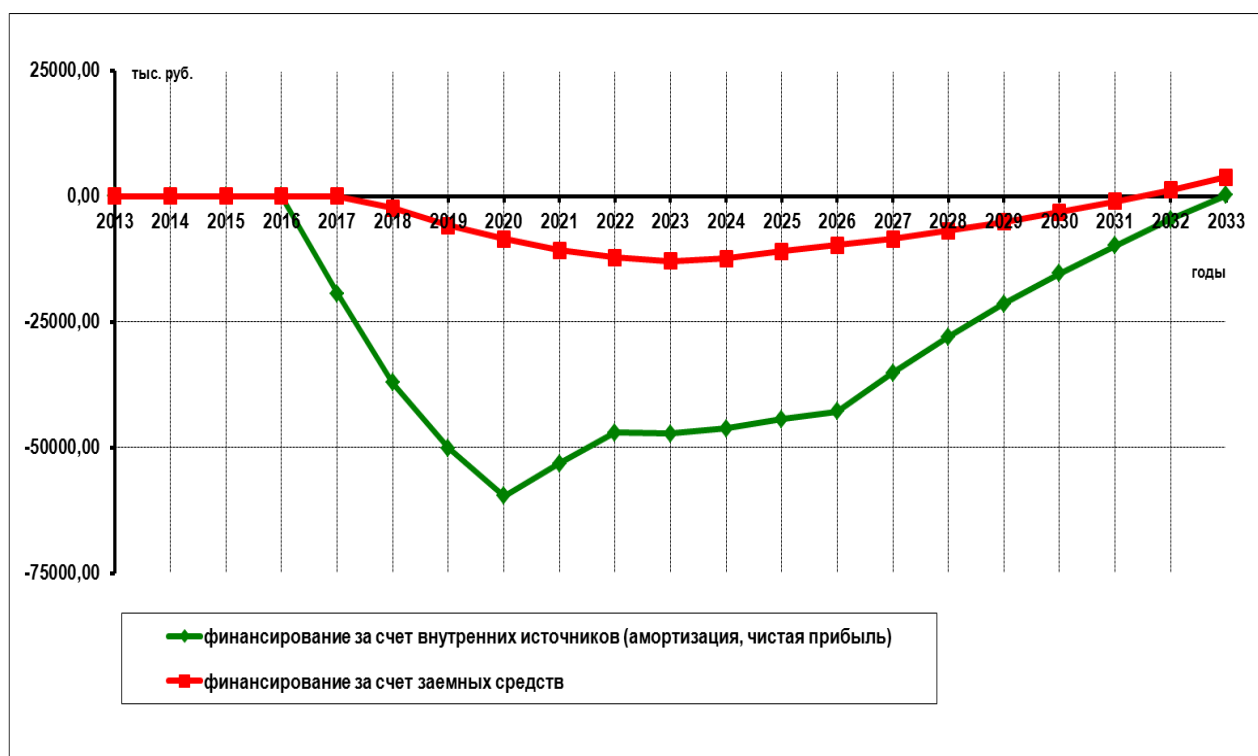


Рис. 4.3.2-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции оборудования КиП и А

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к повышению затрат на топливо.

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

В результате реализации проекта:

- снижение расходов топлива в размере от 1,85 до 4,62 нм³/Гкал.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

4.3.3. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции вспомогательного оборудования котлоагрегатов на Кировской ТЭЦ-3

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по реконструкции вспомогательного оборудования котлоагрегатов на Кировской ТЭЦ-3

На основании использованной нормативной документации, для оценки стоимости монтажа оборудования 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.

В соответствии с инвестиционной программой будет проводиться модернизация оборудования следующих котлоагрегатов:

- | | |
|---|---------|
| 1. Модернизация котла ст. № 10 с заменой водоперепускных труб | 2014 г. |
| 2. Техническое перевооружение котла ст. № 9 с заменой коробов дымососов | 2014 г. |
| 3. Реконструкция мазутного хозяйства, горелочных устройств и подвода мазута котла № 8 Кировской ТЭЦ-3 | 2014 г. |
| 4. Модернизация котла ПК-14 ст.№11 | 2016 г. |
| 5. Замена мазутного подогревателя ПМ-40-30 №4, не прошедшего техническое освидетельствование | 2018 г. |

Сводная стоимость финансовых потребностей (капитальные затраты) на проведение мероприятий по реконструкции по реконструкции вспомогательного оборудования котлоагрегатов Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. приведена в табл. 4.3.3-1.

Таблица 4.3.3-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2014 г.	2014 г.	2014 г.	2016 г.	2018 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	182,75	189,65	71,26	307,46	172,41	923,53
демонтаж старого оборудования	тыс. руб.	159	165	62	267,5	150	803,50
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	219,32	227,6	85,52	368,99	206,91	1 108,34
стоимость материалов, оборудования и пусконаладочные работы	тыс. руб.	3 180,00	3 300,00	1 240,00	5 350,00	3 000,00	16 070,00
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	3 741,08	3 882,25	1 458,79	6 293,95	3 529,32	18 905,39
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	73,11	75,87	28,51	123	68,97	369,46
ИТОГО без НДС		3 814,19	3 958,12	1 487,29	6 416,95	3 598,29	19 274,84
НДС	тыс. руб.	686,55	712,46	267,71	1 155,05	647,69	3 469,46
Всего смета проекта	тыс. руб.	4 500,74	4 670,58	1 755,01	7 572,00	4 245,98	22 744,31

2. Стоимость мероприятий по реконструкции вспомогательного оборудования котлоагрегатов на Кировской ТЭЦ-3 (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Реконструкция вспомогательного оборудования запланирована на 2014 - 2018 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.3.3-2.

Таблица 4.3.3-2.

Годы	2014 г.	2016 г.	2018 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	10 926,33	7 572,00	4 245,98	22 744,31
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	12 161,00	9 291,47	5 744,21	27 196,69

Итого стоимость реализации мероприятий по реконструкции вспомогательного оборудования котлоагрегатов составит 27 196,69 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции вспомогательного оборудования котлоагрегатов на Кировской ТЭЦ-3

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-5», и за счет заемных средств.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели 2013 г. Кировского филиала ОАО «ТГК-5»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013 г. представлена в табл. 4.3.3-2.

Таблица 4.3.3-2.

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2013 г.	в %
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	1,93	0,28%
Расходы на топливо	руб.	429,52	63,42%
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	руб.	0	0,00%
Расходы на сырье и вспомогательные материалы, используемые в технологическом процессе:	руб.	5,28	0,78%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	240,55	35,52%
Итого расходов	руб.	677,28	100,00%

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. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.2.8.

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.

Для расчетов так же использованы значения экономии электроэнергии, планируемой в результате проведения мероприятий. Расчетные значения экономии электрической энергии в период 2014 – 2020 гг. приведены в табл. 4.3.3-3.

Таблица 4.3.3-3.

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия	нм ³ /Гкал	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Стоимость топлива	руб./нм ³	3,47	3,55	3,72	4,28	4,92	5,66	6,51
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год	1103	1157	1774	2040	2932	3372	1103

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия	нм ³ /Гкал	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02
Стоимость топлива	руб./нм ³	6,90	7,26	7,55	7,77	8,01	8,25	8,49
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год	3577	3760	3910	4027	4148	4273	4401

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2015 – 2027 гг. приведены в табл. 4.3.3-4.

Таблица 4.3.3-4.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	780	10,6	0,03	17,8 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	12	10,8	0,0005	18,98 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода при величине суммарных затрат на реализацию проекта 27 196,69 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 780 тыс. руб.

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

Величина чистого дисконтированного дохода (убытки) за период с 2015 по 2033 гг. составит 780 тыс. руб.

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 неэффективен.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным – 17,8 лет.

7. Бюджетная эффективность проекта за расчетный период составит 46 746 тыс. руб.

8. Примем допущение, что ставка процентов по кредиту останется неизменной в течение расчетного периода и будет равна 14%. Срок возврата кредита – 15 лет.

9. Величина NPV при финансировании проекта за счет заемных средств больше, чем при финансировании за счет собственных средств.

График также демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании заемного капитала более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта.

Следует так же обратить внимание на то, что при использовании заемного капитала нижний уровень убытков за год составит -4611 тыс. руб. в 2021 г.

В то время как при использовании собственного капитала, нижний порог убытков за год составит -16088 тыс. руб. в 2018 г

Графическое отображение полученных финансовых результатов представлено на рис. 4.3.3-1.

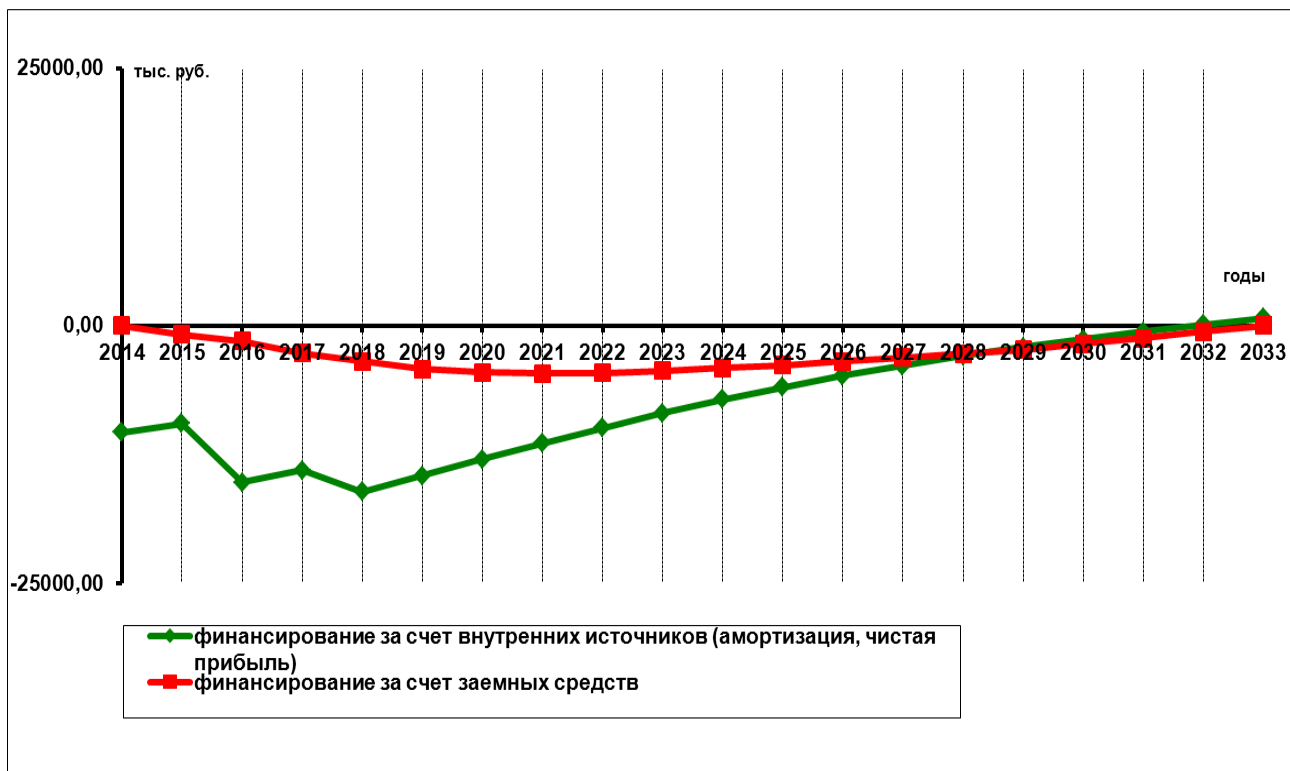


Рис. 4.3.3-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции вспомогательного оборудования котлоагрегатов на Кировской ТЭЦ-3

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к повышению затрат на топливо.

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

В результате реализации проекта:

- снижение расходов топлива в размере от 1,02 нм³/Гкал.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

4.3.4. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции оборудования КиП и А деаэраторов ПВК на Кировской ТЭЦ-3

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по реконструкции оборудования КиП и А деаэраторов ПВК на Кировской ТЭЦ-3

На основании нормативной документации для оценки стоимости монтажа оборудования 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.

В соответствии с инвестиционной программой будет проводиться модернизация оборудования КиП и А деаэраторов ПВК в 2022 г.

Сводная стоимость финансовых потребностей (капитальные затраты) на проведение мероприятий 2022 г. по модернизации оборудования КиП и А на Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. приведена в табл. 4.3.4-1.

Таблица 4.3.4-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2022 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	172,41	172,41
демонтаж старого оборудования	тыс. руб.	150,00	150,00
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	206,91	206,91
стоимость материалов, оборудования и пуско-наладочные работы	тыс. руб.	3 000,00	3 000,00
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	3 529,32	3 529,32
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	68,97	68,97
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	3 598,29	3 598,29
НДС	тыс. руб.	647,69	647,69
Всего смета проекта	тыс. руб.	4 245,98	4 245,98

2. Стоимость мероприятий по реконструкции оборудования КиП и А деаэраторов ПВК на Кировской ТЭЦ-3 по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Реконструкция оборудования КиП и А деаэраторов ПВК запланирована на 2022 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.3.4-2.

Таблица 4.3.4-2.

Годы	2022 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	4 245,98	4 245,98
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	6 719,92	6 719,92

Итого стоимость реализации мероприятий по реконструкции оборудования КиП и А деаэраторов ПВК составит 6 719,92 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции оборудования КиП и А деаэраторов ПВК на Кировской ТЭЦ-3

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-5», и за счет заемных средств.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели 2013 г. Кировского филиала ОАО «ТГК-5»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013 г. представлена в табл. 4.3.4-3.

Таблица 4.3.4-3.

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2013 г.	в %
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	1,93	0,28%
Расходы на топливо	руб.	429,52	63,42%
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	руб.	0	0,00%
Расходы на сырье и вспомогательные материалы, используемые в технологическом процессе:	руб.	5,28	0,78%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	240,55	35,52%
Итого расходов	руб.	677,28	100,00%

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. 3.1).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.2.8.

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.

Расчетные значения экономии воды для производства тепловой энергии в период 2014 - 2020 гг. приведены в табл. 4.3.4-4.

Таблица 4.3.4-4.

Наименование	Ед. изм.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия	нм ³ /Гкал	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31	1,31
Стоимость топлива	руб./нм ³	7,26	7,55	7,77	8,01	8,25	8,49
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год	1007	1037	1069	1101	1134	1007

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции оборудования КиП и А деаэраторов ПВК на Кировской ТЭЦ-3

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2022 – 2033 гг. приведены в табл. 4.3.4-5.

Таблица 4.3.4-5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	455	10,9	0,079	9,75 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	757	12,5	0,13	6,79 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 6 719,92 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 455 тыс. руб.

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

Величина чистого дисконтированного дохода (убытка) за период с 2017 по 2033 гг. составит 455 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности NPV –10,9%.

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

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,08.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,08 руб. прибыли.

Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит - проект неэффективен.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 9,75 лет.

7. Бюджетная эффективность проекта за расчетный период составит 7 205 тыс. руб.

8. Примем допущение, что ставка процентов по кредиту останется неизменной в течение расчетного периода и будет равна 14%. Срок возврата кредита – 15 лет.

9. Величина NPV при финансировании проекта за счет заемных средств выше, чем при финансировании за счет собственных средств.

Использование заемного капитала позволяет снизить срок окупаемости проекта (динамический) с 9,75 до 6,79 лет.

График, приведенный ниже, также демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании заемного капитала более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта.

Следует так же обратить внимание также на то, что при использовании заемного капитала нижний уровень прибыли (убытков) за год составит -291 тыс. руб. в 2025 г.

В то время как при использовании собственного капитала, нижний порог убытков за год составит -5695 тыс. руб. в 2022 г. И далее полученная прибыль от реализации проекта сможет перекрыть полученные убытки только в срок более 9 лет.

Графическое отображение полученных финансовых результатов представлено на рис. 4.3.4-1.

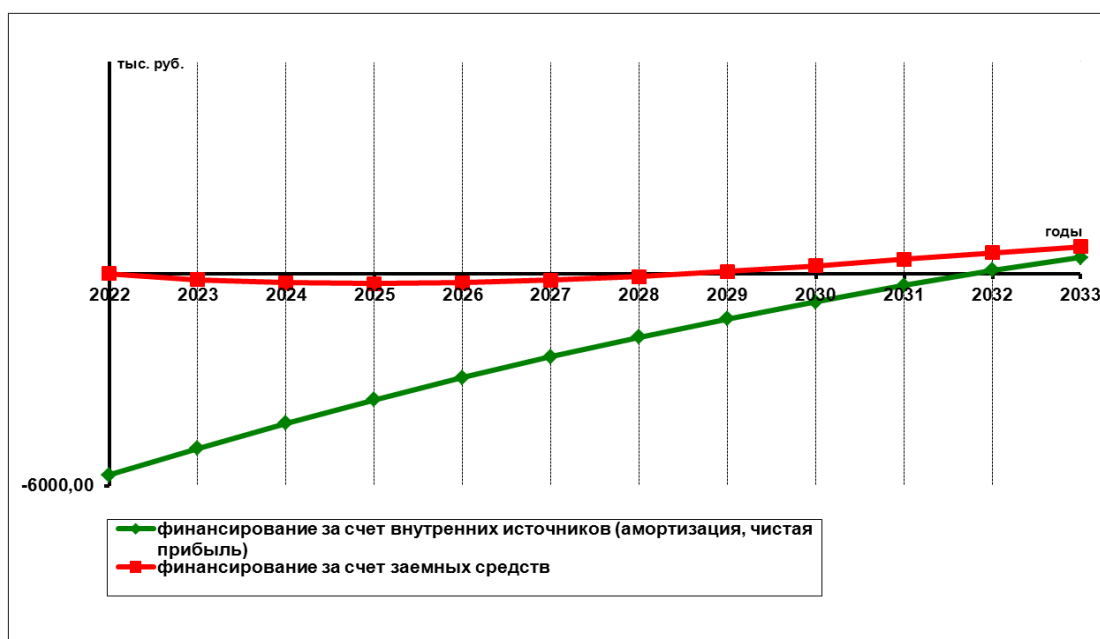


Рис. 4.3.4-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции оборудования КиП и А деаэраторов ПВК на Кировской ТЭЦ-3

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к повышению затрат на топливо.

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

В результате реализации проекта:

- снижение расходов топлива в размере от 1,31 нм³/Гкал.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

4.3.5. Обоснование инвестиций в мероприятия по модернизации оборудования КиП и А ГРП на Кировской ТЭЦ-3

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по модернизации оборудования КиП и А ГРП на Кировской ТЭЦ-3

На основании нормативной документации для оценки стоимости монтажа оборудования 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.

В соответствии с инвестиционной программой будет проводится модернизация оборудования КиП и А ГРП в 2020 г.

Сводная стоимость финансовых потребностей (капитальные затраты) на проведение мероприятий 2020 г. по реконструкции оборудования КиП и А ГРП на Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. приведена в табл. 4.3.5-1.

Таблица 4.3.5-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2020 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	632,17	632,17
демонтаж старого оборудования	тыс. руб.	550,00	550,00
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	758,67	758,67
стоимость материалов, оборудования и пуско-наладочные работы	тыс. руб.	11 000,00	11 000,00
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	12 940,84	12 940,84
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	252,89	252,89
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	13 193,73	13 193,73
НДС	тыс. руб.	2 374,87	2 374,87
Всего смета проекта	тыс. руб.	15 568,60	15 568,60

2. Стоимость мероприятий по модернизации оборудования КиП и А ГРП на Кировской ТЭЦ-3 по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Модернизация оборудования КиП и А ГРП запланирована на 2020 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.3.5-2.

Таблица 4.3.5-2.

Годы	2020 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	15 568,60	15 568,60
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	22 780,78	22 780,78

Итого стоимость реализации мероприятий по модернизации оборудования КиП и А ГРП составит 22 780,78 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по модернизации оборудования КиП и А ГРП на Кировской ТЭЦ-3

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-5», и за счет заемных средств.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели 2013 г. Кировского филиала ОАО «ТГК-5»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013г. представлена в табл. 4.3.5-3.

Таблица 4.3.5-3.

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2013 г.	в %
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	1,93	0,28%
Расходы на топливо	руб.	429,52	63,42%
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	руб.	0	0,00%
Расходы на сырье и вспомогательные материалы, используемые в технологическом процессе:	руб.	5,28	0,78%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	240,55	35,52%
Итого расходов	руб.	677,28	100,00%

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. 3.1).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.2.8.

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.

Расчетные значения экономии топлива в период 2014 -2020 гг. приведены в табл. 4.3.5-4.

Таблица 4.3.5-4.

Наименование	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия	нм ³ /Гкал	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Стоимость топлива	руб./нм ³	6,51	6,90	7,26	7,55	7,77	8,01	8,25	8,49
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год	2819	2962	3081	3173	3268	3366	3467	2819

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по модернизации оборудования КиП и А ГРП на Кировской ТЭЦ-3

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2022 – 2033 гг. приведены в табл. 4.3.5-5.

Таблица 4.3.5-5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	411	10,8%	0,02	12,55
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	392	10,9%	0,02	12,23

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 22 780,78 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 411 тыс. руб.

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

Величина чистого дисконтированного дохода (убытка) за период с 2020 по 2033 г. составит 411 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности NPV –10,8%.

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

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,02.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 0,02 руб. прибыли.

Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит - проект неэффективен.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 12,55 лет.

7. Бюджетная эффективность проекта за расчетный период составит 7 205 тыс. руб.

8. Примем допущение, что ставка процентов по кредиту останется неизменной в течение расчетного периода и будет равна 14%. Срок возврата кредита – 15 лет.

9. Величина NPV при финансировании проекта за счет заемных средств выше, чем при финансировании за счет собственных средств.

Использование заемного капитала позволяет снизить срок окупаемости проекта (динамический) с 12,55 до 12,23 лет.

График, приведенный ниже, также демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании заемного капитала более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта. Следует так же обратить внимание также на то, что при использовании заемного капитала нижний уровень прибыли (убытков) за год составит -291 тыс. руб. в 2025 г. В то время как при использовании собственного капитала, нижний порог убытков за год составит -5695 тыс. руб. в 2022 г. И далее полученная прибыль от реализации проекта сможет перекрыть полученные убытки только в срок более 9 лет.

Графическое отображение полученных финансовых результатов представлено на рис. 4.3.5-1.

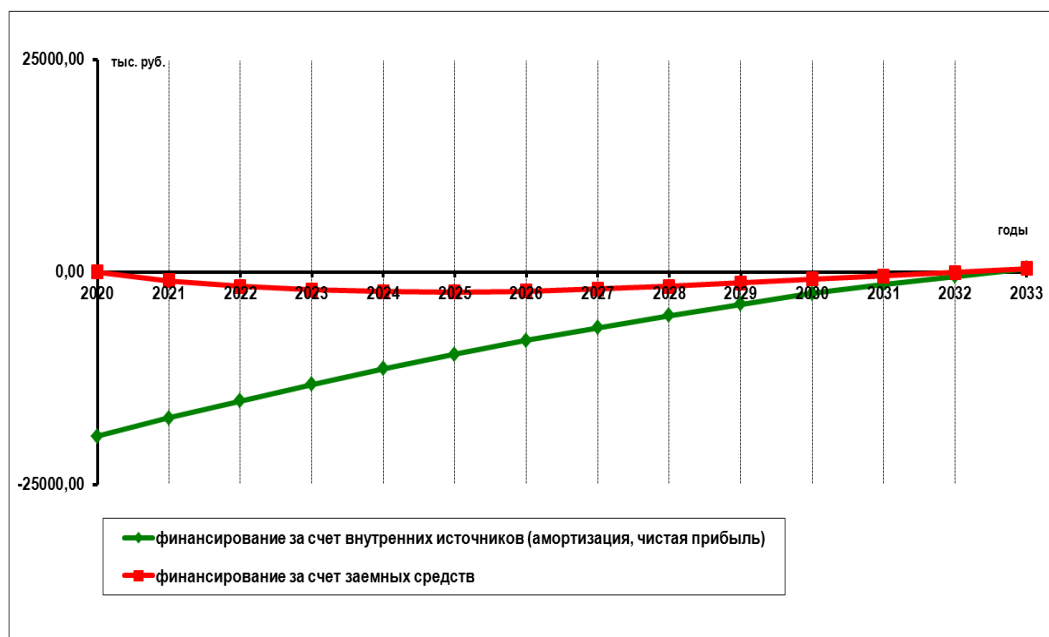


Рис. 4.3.5-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по модернизации оборудования КИП и А ГРП на Кировской ТЭЦ-3

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к повышению затрат на топливо.

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

В результате реализации проекта:

- снижение расходов топлива в размере от 4 $\text{м}^3/\text{Гкал}$.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

4.3.6. Обоснование инвестиций в мероприятия по внедрению регулируемого привода питательного насоса № 10 на Кировской ТЭЦ-3

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по внедрению регулируемого привода питательного насоса на Кировской ТЭЦ-3

На основании нормативной документации (ГЭСНм-2001-06 Сборник № 6 Теплосиловое оборудование), для оценки стоимости монтажа оборудования 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:

- а) перемещение оборудования;
- б) контроль качества монтажных сварных соединений;
- в) испытание турбоустановок вхолостую и под нагрузкой;
- г) транспортировку, сборку, установку и снятие монтажных приспособлений для монтажа оборудования.

Сводная стоимость финансовых потребностей (капитальные затраты) на проведение мероприятий по внедрению регулируемого привода питательного насоса на Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. приведена в табл. 4.3.6-1.

Таблица 4.3.6-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2015 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 436,75	1 436,75
демонтаж старого оборудования	тыс. руб.	1 250,00	1 250,00
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	1 724,25	1 724,25
стоимость материалов, оборудования и пуско-наладочные работы	тыс. руб.	20 014,25	20 014,25
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	24 425,25	24 425,25
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	574,75	574,75
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	25 000,00	25 000,00
НДС	тыс. руб.	4 500,00	4 500,00
Всего смета проекта	тыс. руб.	29 500,00	29 500,00

2. Стоимость мероприятий по внедрению регулируемого привода питательного насоса на Кировской ТЭЦ-3 с учетом индексов МЭР

Внедрение регулируемого привода подпиточного насоса на Кировской ТЭЦ-3 запланирована на 2014 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.3.6-2.

Таблица 4.3.6-2.

Годы	2015 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	29 500,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	32 833,50

Итого стоимость реализации мероприятий составит 32 833,50 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по внедрению регулируемого привода питательного насоса на Кировской ТЭЦ-3

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-5», за счет собственных средств и за счет заемных средств.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели 2013 г. Кировского филиала ОАО «ТГК-5»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 4.3.6-3.

Таблица 4.3.6-3.

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2013 г.	в %
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	1,93	0,28%
Расходы на топливо	руб.	429,52	63,42%
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	руб.	0	0,00%
Расходы на сырье и вспомогательные материалы, используемые в технологическом процессе:	руб.	5,28	0,78%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	240,55	35,52%
Итого расходов	руб.	677,28	100,00%

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

В расчете использованы индексы основных показателей в соответствии с индексами-дефляторами МЭР

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (табл. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.3.6-4.

Таблица 4.3.6-4.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
			1	2	3	4	5	6	7	8
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	3,80	3,97	4,07	4,27	4,58	5,00	5,29	5,55
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1025,69	1089,2	1150,2	1204,35	1257,34	1319,10	1383,89	1451,87
3	Стоимость природного газа	Руб/ ₃ нм	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03

Продолжение табл. 4.3.6-4.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
			9	10	11	12	13	14	15	
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,81	6,13	6,41	6,66	6,82	6,89	6,95	
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1523,19	1598,01	1676,51	1758,86	1845,26	1935,90	2030,9	
3	Стоимость природного газа	Руб/ ₃ нм	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48	

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, платежи по ДПМ;
- к оттокам - производственные издержки, налоги.

Для расчетов так же использованы значения экономии электрической энергии, планируемой в результате проведения мероприятий

Расчетные значения экономии электрической энергии приведены в табл. 4.3.6-5.

Таблица 4.3.6-5.

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия	нм ³ /Гкал	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62
Стоимость топлива	руб./нм ³	3,47	3,55	3,72	4,28	4,92	5,66	6,51
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год	2395	2512	2889	3322	3820	4393	2395

Продолжение табл. 4.3.6-5.

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия	нм ³ /Гкал	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62	6,62
Стоимость топлива	руб./нм ³	6,90	7,26	7,55	7,77	8,01	8,25	8,49
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год	4661	4899	5095	5248	5405	5568	5735

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.3.6-6.

Таблица 4.3.6-6.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	1497	10,65	0,05	17,26 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	400	10,8	0,014	18,52 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 32 833,5 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 1497 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV > 0$, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров. Величина чистого дисконтированного дохода (убытка) за период с 2017 по 2033 гг. составит 1497 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности $NPV - 10,65\%$.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности $(IRR - E) - 0,15\%$.

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 неэффективен.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным - 17,26 лет.

7. Бюджетная эффективность проекта отрицательна и за расчетный период составит - 66 324 тыс. руб.

8. Примем допущение, что ставка процентов по кредиту останется неизменной в течение расчетного периода и будет равна 14%. Срок возврата кредита - 15 лет.

9. Величина NPV при финансировании проекта за счет заемных средств ниже, чем при финансировании за счет собственных средств. Использование заемного капитала не позволяет снизить срок окупаемости проекта (динамический).

График, приведенный ниже, демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании заемного капитала более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта. Следует обратить внимание на то, что при использовании заемного капитала нижний уровень прибыли (убытков) за год составит -7833 тыс. руб. в 2020 г. В то время как при использовании собственного капитала, нижний порог убытков за год составит

-27 825 тыс. руб. в 2014 г. И далее полученная прибыль от реализации проекта сможет перекрыть полученные убытки только в срок 17,26 лет.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.3.6-1.

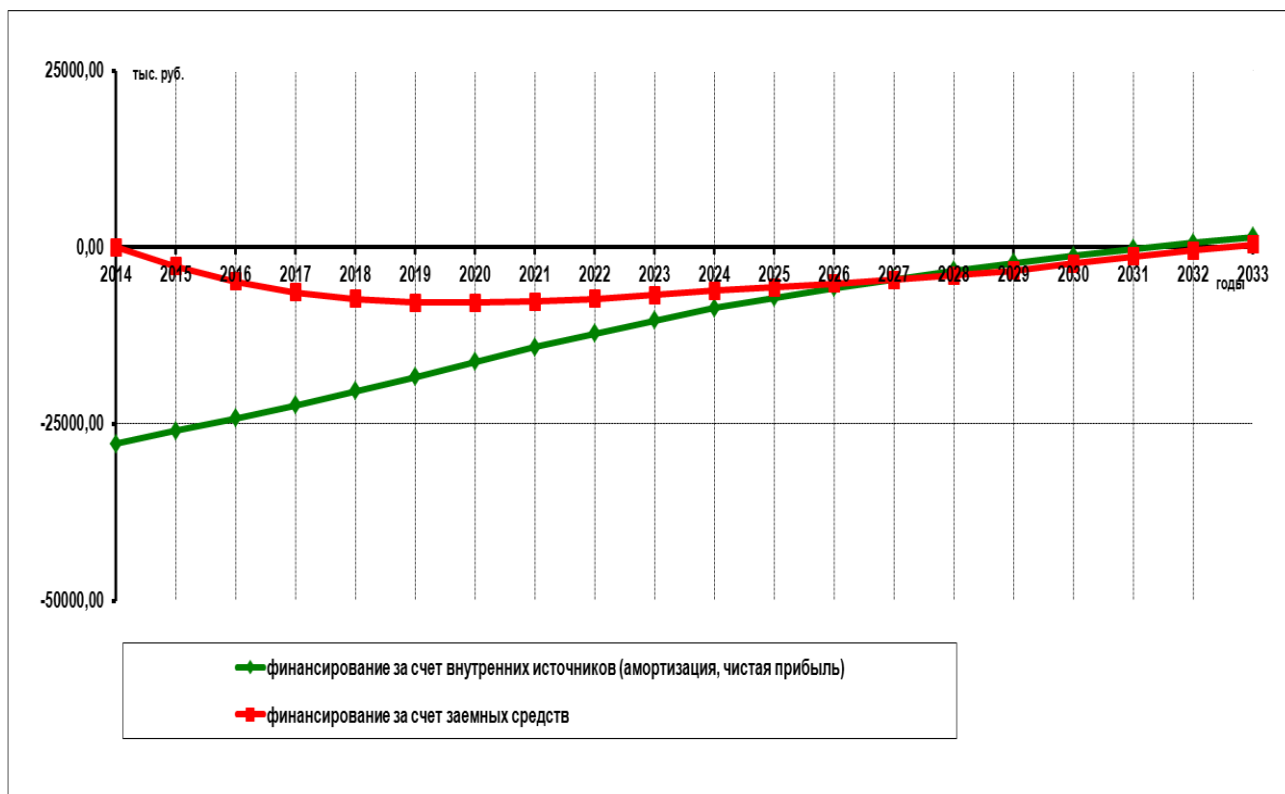


Рис. 4.3.6-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по внедрению регулируемого привода подпиточного насоса на Кировской ТЭЦ-3

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к повышению затрат на топливо.

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

В результате реализации проекта:

- снижение расходов топлива в размере от 6,62 нм³/Гкал.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

4.3.7. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции приводов питателей котлов №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по реконструкции приводов питателей котлов №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3

На основании нормативной документации (ГЭСНм-2001-06 Сборник № 6 Теплосиловое оборудование), для оценки стоимости монтажа оборудования 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:

- а) перемещение оборудования;
- б) контроль качества монтажных сварных соединений;
- в) испытание турбоустановок вхолостую и под нагрузкой;
- г) транспортировку, сборку, установку и снятие монтажных приспособлений для монтажа оборудования.

Сводная стоимость финансовых потребностей (капитальные затраты) на проведение мероприятий по реконструкции приводов питателей котлов №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. приведена в табл. 4.3.7-1.

Таблица 4.3.7-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2026 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	3 160,85	3 160,85
демонтаж старого оборудования	тыс. руб.	2 750,00	2 750,00
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	3 793,35	3 793,35
стоимость материалов, оборудования и пуско-наладочные работы	тыс. руб.	44 031,35	44 031,35
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	53 735,55	53 735,55
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 264,45	1 264,45
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	55 000,00	55 000,00
НДС	тыс. руб.	9 900,00	9 900,00
Всего смета проекта	тыс. руб.	64 900,00	64 900,00

2. Стоимость мероприятий по реконструкции приводов питателей котлов №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3 с учетом индексов МЭР

Реконструкция запланирована на 2026 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.3.7-2.

Таблица 4.3.7-2.

Годы	2026 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	64 900,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	116 728,10

Итого стоимость реализации мероприятий составит 116 728,10 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции приводов питателей котлов №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-5», за счет собственных средств и за счет заемных средств.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели 2013 г. Кировского филиала ОАО «ТГК-5»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии представлена в табл. 4.3.7-2.

Таблица 4.3.7-2.

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2013 г.	в %
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	1,93	0,28%
Расходы на топливо	руб.	429,52	63,42%
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	руб.	0	0,00%
Расходы на сырье и вспомогательные материалы, используемые в технологическом процессе:	руб.	5,28	0,78%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	240,55	35,52%
Итого расходов	руб.	677,28	100,00%

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

В расчете использованы индексы основных показателей в соответствии с индексами-дефляторами МЭР

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (табл. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.3.7-3.

Таблица 4.3.7-3.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
			2	3	4	5	6	7	8
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	3,97	4,07	4,27	4,58	5,00	5,29	5,55
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1089,2	1150,2	1204,35	1257,34	1319,10	1383,89	1451,87
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03

Продолжение табл. 4.3.7-3.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
			9	10	11	12	13	14	15
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	5,81	6,13	6,41	6,66	6,82	6,89	6,95
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1523,19	1598,01	1676,51	1758,86	1845,26	1935,90	2030,9
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48

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, платежи по ДПМ;

- к оттокам - производственные издержки, налоги.

Для расчетов так же использованы значения экономии электрической энергии, планируемой в результате проведения мероприятий

Расчетные значения экономии электрической энергии приведены в табл. 4.3.7-4.

Таблица 4.3.7-4.

Наименование	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия	нм ³ /Гк ал							
Стоимость топлива	руб./н м3	6,51	6,90	7,26	7,55	7,77	8,01	8,25
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год							

Продолжение табл. 4.3.7-4.

Наименование	Ед. изм.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия	нм ³ /Гк ал	5,39	5,39	5,39	5,39	5,39	5,39	5,39
Стоимость топлива	руб./н м3	8,49	8,75	9,01	9,28	9,56	9,85	10,14
Экономия топлива полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год	14003	14423	14856	15301	15761	16233	16720

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.3.7-5.

Таблица 4.3.7-5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-36824	---	-0,37	11,91 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-13543	---	-0,13	12,32 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 116 728,10 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -36824 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV < 0$, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров. Величина чистого дисконтированного дохода (убытка) за период с 2017 по 2033 гг. составит -36824 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности NPV – не рассчитывается.

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

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,37. Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено -0,37 руб. убытков.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект неэффективен.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 11,91 лет.

7. Бюджетная эффективность проекта отрицательна и за расчетный период составит -38052 тыс. руб.

8. Примем допущение, что ставка процентов по кредиту останется неизменной в течение расчетного периода и будет равна 14%. Срок возврата кредита – 15 лет.

9. Величина NPV при финансировании проекта за счет заемных средств выше, чем при финансировании за счет собственных средств.

График, приведенный ниже, демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании заемного капитала более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта. Следует обратить внимание на то, что при использовании за-

емного капитала нижний уровень прибыли (убытков) за год составит -14 389 тыс. руб. в 2030 г. В то время как при использовании собственного капитала, нижний порог убытков за год составит -98922 тыс. руб. в 2026 г. И далее полученная прибыль от реализации проекта сможет перекрыть полученные убытки только в срок 11,91 лет.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.3.7-1.

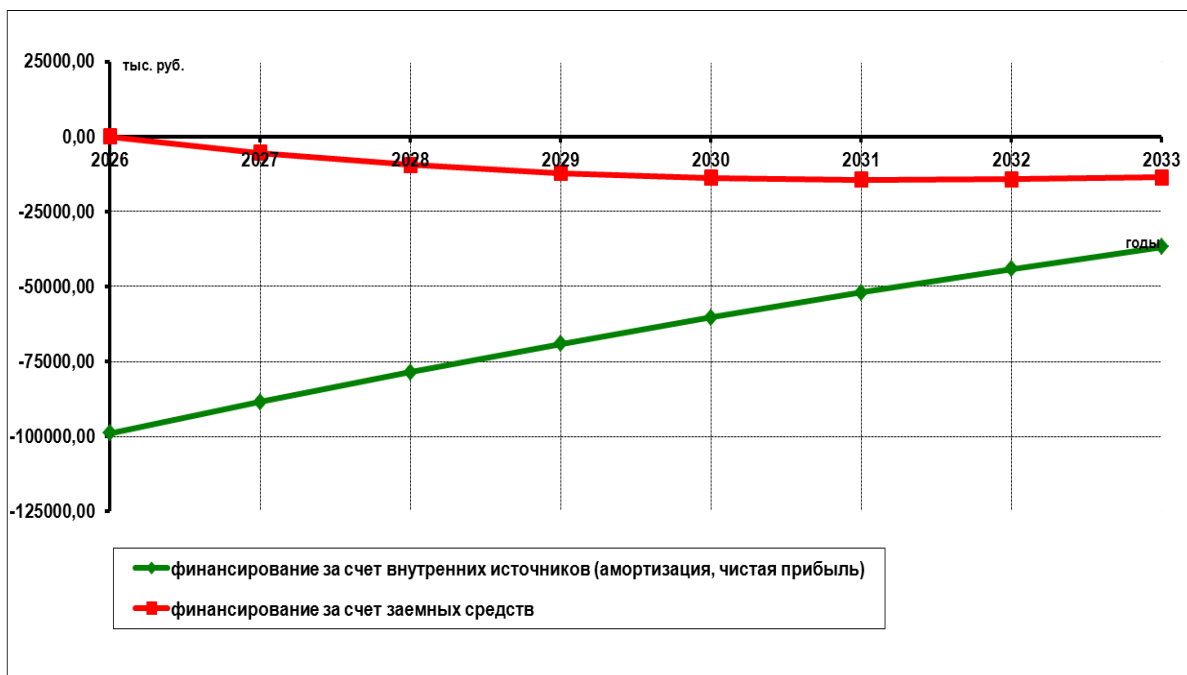


Рис. 4.3.7-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции приводов питателей котлов №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к повышению затрат на топливо.

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

В результате реализации проекта:

- снижение расходов топлива в размере до 5,39 нм³/Гкал.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

4.3.8. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции системы водоснабжения на Кировской ТЭЦ-3

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по реконструкции системы водоснабжения на Кировской ТЭЦ-3

На основании нормативной документации для оценки стоимости монтажа оборудования 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.

В соответствии с инвестиционной программой будет проводиться реконструкция системы водоснабжения в 2027 г.

Сводная стоимость финансовых потребностей (капитальные затраты) на проведение мероприятий 2027 г. по реконструкции системы водоснабжения на Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. приведена в табл. 4.3.8-1.

Таблица 4.3.8-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2027 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	2 873,50	2 873,50
демонтаж старого оборудования	тыс. руб.	2 500,00	2 500,00
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	3 448,50	3 448,50
стоимость материалов, оборудования и пуско-наладочные работы	тыс. руб.	40 028,50	40 028,50
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	48 850,50	48 850,50
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 149,50	1 149,50
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	50 000,00	50 000,00
НДС	тыс. руб.	9 000,00	9 000,00
Всего смета проекта	тыс. руб.	59 000,00	59 000,00

2. Стоимость мероприятий по реконструкции системы водоснабжения на Кировской ТЭЦ-3 по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Реконструкция системы водоснабжения запланирована на 2027г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.3.8-2.

Таблица 4.3.8-2.

Годы	2027 г.	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	59 000,00	59 000,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	109 299,95	109 299,95

Итого стоимость реализации мероприятий по реконструкции системы водоснабжения составит 109 299,95 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий реконструкции системы водоснабжения на Кировской ТЭЦ-3

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-5», и за счет заемных средств.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели 2013 г. Кировского филиала ОАО «ТГК-5»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013 г. представлена в табл. 4.3.8-3.

Таблица 4.3.8-3.

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2013 г.	в %
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	1,93	0,28%
Расходы на топливо	руб.	429,52	63,42%
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	руб.	0	0,00%
Расходы на сырье и вспомогательные материалы, используемые в технологическом процессе:	руб.	5,28	0,78%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	240,55	35,52%
Итого расходов	руб.	677,28	100,00%

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. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.3.8-4.

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.

Расчетные значения экономии воды для производства тепловой энергии в период 2014 - 2020 гг. приведены в табл. 4.3.8-4.

Таблица 4.3.8-4.

Наименование	Ед. изм.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.
Экономия хол. воды, полученная в результате реализации мероприятия	м ³ /год							
Стоимость хол. воды	руб./м ³	21,23	22,28	23,37	24,52	25,72	26,99	28,31
Экономия полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год							

Продолжение таблицы 4.3.8-4

Наименование	Ед. изм.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Экономия хол. воды, полученная в результате реализации мероприятия	м ³ /год		400 000	400 000	400 000	400 000	400 000	400 000
Стоимость хол. воды	руб./м ³	29,70	31,16	32,69	34,30	35,98	37,75	39,60
Экономия полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год		12464	13077	13719	14393	15100	15841

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции системы водоснабжения на Кировской ТЭЦ-3

Итоги расчетов эффективности инвестиционного проекта за период 2022 – 2033 гг. приведены в табл. 4.3.8-5.

Таблица 4.3.8-5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-47381	---	-0,51	13,83 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-19383	---	-0,21	15,4 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 109 299,95 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -47381 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV < 0$, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров. Величина чистого дисконтированного дохода (убытка) за период с 2017 по 2033 гг. составит -47381 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности NPV – не рассчитывается.

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

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,51. Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено -0,51 руб. убытков.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект неэффективен.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится неотрицательным – 13,83 лет.

7. Бюджетная эффективность проекта отрицательна и за расчетный период составит -20476 тыс. руб.

8. Примем допущение, что ставка процентов по кредиту останется неизменной в течение расчетного периода и будет равна 14%. Срок возврата кредита – 15 лет.

9. Величина NPV при финансировании проекта за счет заемных средств выше, чем при финансировании за счет собственных средств.

График, приведенный ниже, демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании заемного капитала более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта. Следует обратить внимание на то, что при использовании заемного капитала нижний уровень прибыли (убытков) за год составит -19 383 тыс. руб. в 2030 г. В то время как при использовании собственного капитала, нижний порог убытков за год составит -92627 тыс. руб. в 2027 г. И далее полученная прибыль от реализации проекта сможет перекрыть полученные убытки только в срок 13,83 лет.

Графическое отображение полученных финансовых результатов представлено на рис. 4.3.8-1.

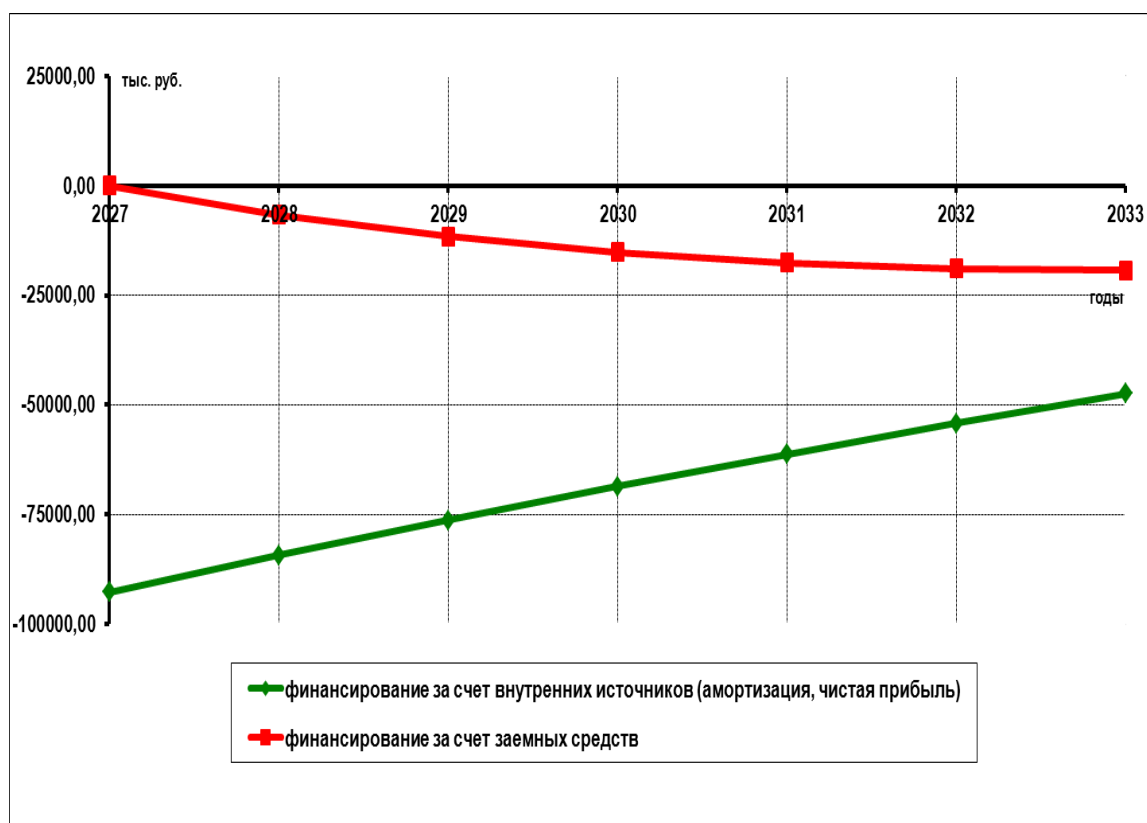


Рис. 4.3.8-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции системы водоснабжения на Кировской ТЭЦ-3

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к повышению затрат на топливо.

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

В результате реализации проекта:

- снижение расходов холодной воды в размере до 400 000 м³/год.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

4.3.9. Обоснование инвестиций в мероприятия по реконструкции бойлера на Кировской ТЭЦ-3

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по реконструкции бойлера на Кировской ТЭЦ-3

На основании нормативной документации (ГЭСНм-2001-06 Сборник № 6 Теплосиловое оборудование), для оценки стоимости монтажа оборудования 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:

- а) перемещение оборудования;
- б) контроль качества монтажных сварных соединений;
- в) испытание турбоустановок вхолостую и под нагрузкой;
- г) транспортировку, сборку, установку и снятие монтажных приспособлений для монтажа оборудования.

Сводная стоимость финансовых потребностей (капитальные затраты) на проведение мероприятий по реконструкции бойлера на Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. приведена в табл. 4.3.9-1.

Таблица 4.3.9-1.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2025 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	1 436,75	1 436,75
демонтаж старого оборудования	тыс. руб.	1 250,00	1 250,00
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	1 724,25	1 724,25
стоимость материалов, оборудования и пуско-наладочные работы	тыс. руб.	20 014,25	20 014,25
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	24 425,25	24 425,25
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	574,75	574,75
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	25 000,00	25 000,00
НДС	тыс. руб.	4 500,00	4 500,00
Всего смета проекта	тыс. руб.	29 500,00	29 500,00

2. Стоимость мероприятий по реконструкции бойлера на Кировской ТЭЦ-3 с учетом индексов МЭР

Реконструкция запланирована на 2025 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.3.9-2.

Таблица 4.3.9-2.

Годы	2025 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	29 500,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	51 512,84

Итого стоимость реализации мероприятий составит 51 512,84 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции бойлера на Кировской ТЭЦ-3

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-5», за счет собственных средств и за счет заемных средств.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (показатели 2013 г. Кировского филиала ОАО «ТГК-5»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013г. представлена в табл. 4.3.9-3.

Таблица 4.3.9-3.

Наименование теплоснабжающей организации	Ед. изм.	2013 г.	в %
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	руб.	1,93	0,28%
Расходы на топливо	руб.	429,52	63,42%
Расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	руб.	0	0,00%
Расходы на сырье и вспомогательные материалы, используемые в технологическом процессе:	руб.	5,28	0,78%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	руб.	240,55	35,52%
Итого расходов	руб.	677,28	100,00%

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

В расчете использованы индексы основных показателей в соответствии с индексами-дефляторами МЭР.

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (табл. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.3.9-4.

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, платежи по ДПМ;
- к оттокам - производственные издержки, налоги.

Для расчетов так же использованы значения экономии электрической энергии, планируемой в результате проведения мероприятий.

Расчетные значения экономии электрической энергии приведены в табл. 4.3.9-4.

Таблица 4.3.9-4.

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Экономия ЭЭ полученная в результате реализации мероприятия	Тыс. кВт/год	-	-	-	-	-	-	-
Тариф на ЭЭ	руб.	1,36	1,39	1,46	1,57	1,71	1,81	1,90
Экономия ЭЭ полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год							

Продолжение табл. 4.3.9-4.

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Экономия ЭЭ полученная в результате реализации мероприятия	Тыс. кВт/год	-	-	-	-	-	3 300	3 300
Тариф на ЭЭ	руб.	1,99	2,10	2,19	2,28	2,33	2,36	2,38
Экономия ЭЭ полученная в результате реализации мероприятия по годам	Тыс. руб/год	-	-	-	-	-	7 775	7 845

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.3.9-5.

Таблица 4.3.9-5.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-11467	---	0,045	17,35 лет
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	-3691	---	0,024	18,07 лет

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода при величине суммарных затрат на реализацию проекта 15 103,41 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 585 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV > 0$, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров, если для всех рассмотренных случаев обеспечивается необходимый резерв финансовой реализуемости проекта.

Величина чистого дисконтированного дохода за период с 2017 по 2033 г. составит 585 тыс. руб.

Следовательно, за расчетный период инвестор получит не менее 585 тыс. руб. дохода.

3. Внутренняя норма доходности, при которой значение NPV становится отрицательным – ВНД (IRR) больше нормы дисконта (E), следовательно, инвестиционный проект эффективен.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности $(IRR - E)$ и составляет 4,0% (14,5%-10,5%).

Степень устойчивости инвестиционного проекта показывает, что чистый дисконтированный доход за период с 2017 по 2033 г. станет отрицательным только тогда, когда норма дисконта проекта увеличится на 4,0% (а следовательно, увеличатся и риски неполучения дохода).

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,045.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 5 коп. прибыли.

Рентабельность инвестиций выше темпов инфляции, это значит, что проект эффективен.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным - равен 17 лет.

7. Бюджетная эффективность проекта за расчетный период составит 9 384 тыс. руб.

8. Примем допущение, что ставка процентов по кредиту останется неизменной в течение расчетного периода и будет равна 14%. Срок возврата кредита – 15 лет.

9. Величина NPV при финансировании проекта за счет заемных средств меньше, чем при финансировании за счет собственных средств.

Использование заемного капитала не снижает срока окупаемости проекта (динамический).

График демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании заемного капитала более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта.

Следует так же обратить внимание также на то, что при использовании заемного капитала нижний уровень убытков за год составит -8 213,71 тыс. руб. в 2019 г.

В то время как при использовании собственного капитала, нижний порог убытков за год составит -12 799,50 тыс. руб. в 2014 г. И далее полученная прибыль от реализации проекта сможет перекрыть полученные убытки только в 2032 г.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.3.9-1.

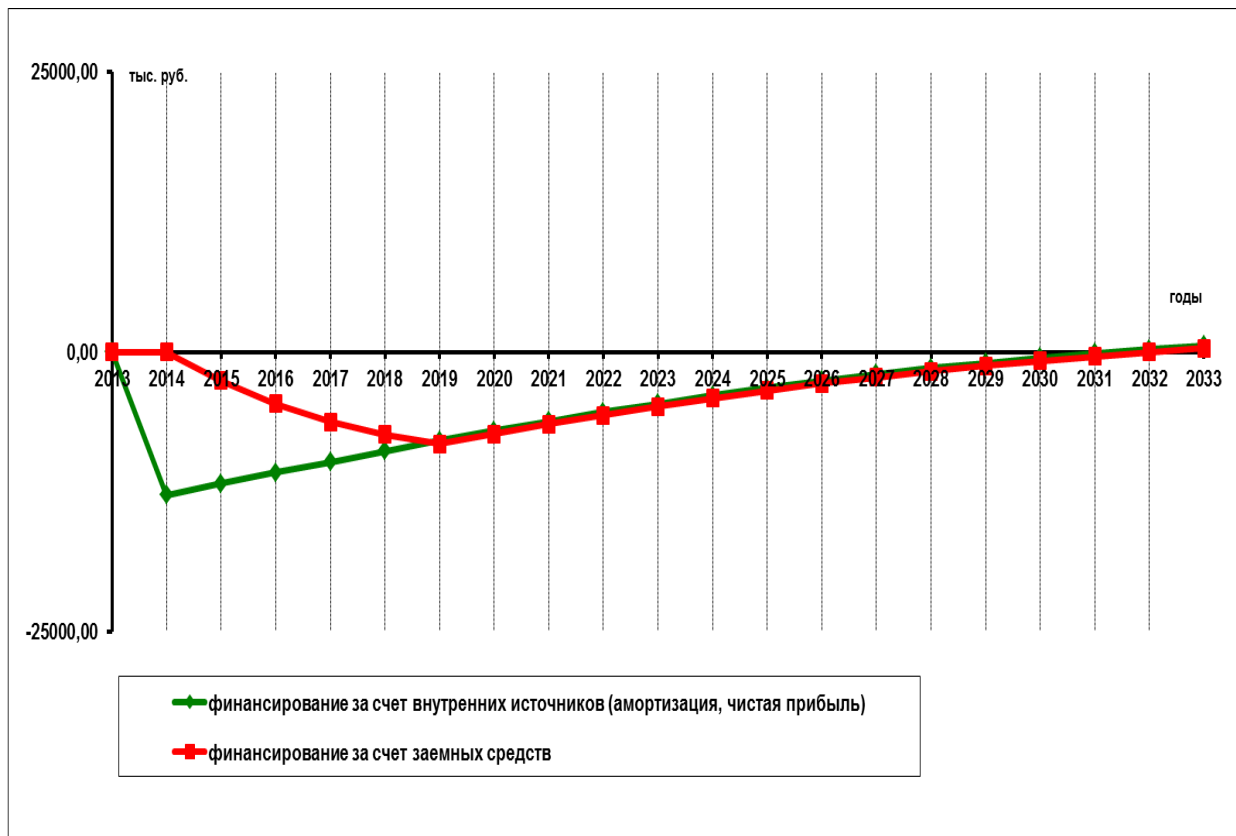


Рис. 4.3.9-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по реконструкции бойлера на Кировской ТЭЦ-3

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к повышению потребления электроэнергии.

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

В результате реализации проекта:

- снижение потребления электроэнергии в размере 3 300 тыс. кВт/год.

Данное мероприятие относится к мероприятиям по модернизации оборудования, следовательно, в соответствии с РСБУ – мероприятие увеличит амортизацию ОС, и непосредственно повлияет на тариф на тепловую энергию в части амортизации ОС, относимой на производство тепловой энергии.

4.4. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по реконструкции тепловых сетей и сооружений на них, в целях обеспечения надежности теплоснабжения потребителей тепловой энергии котельной мкр. Каринторф МУП "Коммухоз"

4.4.1. Обоснование инвестиций в мероприятия по перекладкам тепловых сетей мкр. Каринторф, находящихся на балансе МУП "Коммухоз" для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей и в связи с максимально высокой вероятностью возникновения дефектов

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе мкр. Каринторф МУП "Коммухоз" для обеспечения надежности теплоснабжения потребителей и в связи с максимально высокой вероятностью возникновения дефектов

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на 2016 – 2020 гг., в целях обеспечения надежности теплоснабжения приведен в табл. 4.4.1-1.

Таблица 4.4.1-1.

№ уч.	Начало участка	Конец участка	D _y	Тип прокладки	Длина в двухтрубном исполнении L, м	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный коэфф. на объем работ	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО
1	Котельная	ТК-02	0,325	Подземная канальная	93	2019	28 710,97	0,67	19 253,58	1 790,58
2	ТК - 02	ТК - 3	0,273	Подземная канальная	211	2018	26 811,3	0,67	17 979,66	3 793,71
3	ТК - 3	ТК - 30	0,219	Подземная канальная	133	2017	20 538,12	0,67	13 772,86	1 831,79
4	ТК - 30	ТК - 51	0,219	Надземная на низких опорах	161	2020	12 938,46	1,00	12 938,46	2 083,09
5	ТК - 51	ТК - 64	0,159	Надземная на низких опорах	276	2016	10 198,34	1,00	10 198,34	2 814,74
ИТОГО										12 313,92

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на 2021 – 2022 гг., в целях обеспечения надежности теплоснабжения приведен в табл. 4.4.1-2.

Таблица 4.4.1-2.

№ уч.	Начало участка	Конец участка	D _y	Тип прокладки	Длина в двухтрубном исполнении L, м	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный коэфф. на объем работ	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО
6	ТК - 64	ТК - 68	0,159	Подземная канальная	310	2022	18 249,13	0,67	12 237,87	3 793,74
7	ТК - 68	ТК - 70	0,100	Надземная на низких опорах	71	2021	6 872,13	1,00	6 872,13	487,92
ИТОГО										4 281,66

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на 2023 – 2024 гг., в целях обеспечения надежности теплоснабжения приведен в табл. 4.4.1-3.

Таблица 4.4.1-3.

№ уч.	Начало участка	Конец участка	D _y	Тип прокладки	Длина в двухтрубном исполнении L, м	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный коэфф. на объем работ	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО по годам
8	ТК - 70	Участковая д.4, 4а, 5	0,089	Надземная на низких опорах	60	2023	4 741,07	1,00	4 741,07	284,46
9	ТК - 66	а. 102	0,100	Подземная в непроходных каналах	163	2023	12 628,55	0,67	8 468,71	1 380,40
10	ТК - 62	ТК -60	0,100	Подземная в непроходных каналах	151	2023	12 628,55	0,67	8 468,71	1 278,77
11	ТК - 68	ТК -58	0,100	Подземная в непроходных каналах	200	2024	12 628,55	0,67	8 468,71	1 693,74
12	ТК - 50	ТК -46	0,159	Подземная в непроходных каналах	145	2024	18 249,13	0,67	12 237,87	1 774,49
ИТОГО										6 411,87

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на 2025 – 2029 гг., в целях обеспечения надежности теплоснабжения приведен в табл. 4.4.1-4.

Таблица 4.4.1-4.

№ уч.	Начало участка	Конец участка	D _y	Тип прокладки	Длина в двухтрубном исполнении L, м	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный коэфф. на объем работ	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО по годам
13	ТК - 50	ТК -46	0,089	Надземная на низких опорах	145	2025	4 741,07	1,00	4 741,07	687,46
14	ТК -02	а. 46	0,100	Надземная на низких опорах	350	2027	7 038,13	1,00	7 038,13	2 463,35
15	ТК - 3	ТК -22	0,159	Надземная на низких опорах	440	2029	9 230,58	1,00	9 230,58	4 061,46
16	Уз. 35	Уз. 43	0,100	Надземная на низких опорах	135	2026	7 038,13	1,00	7 038,13	950,15
17	Уз. 33	а. 39	0,057	Надземная на низких опорах	200	2025	4 427,90	1,00	4 427,90	885,58
18	ТК - 8а	Уз. 30	0,100	Подземная в непроходных каналах	214	2028	12 628,55	0,67	8 468,71	1 812,30
19	Уз. 28	Уз. 29	0,089	Подземная в непроходных каналах	185	2026	12 363,52	0,67	8 290,98	1 533,83
ИТОГО										12 394,13

Перечень мероприятий по реконструкции тепловых сетей запланированных на 2030 – 2033 гг., в целях обеспечения надежности теплоснабжения приведен в табл. 4.4.1-5.

Таблица 4.4.1-5.

	Начало участка	Конец участка	D _y	Тип прокладки	Длина в двухтрубном исполнении L, м	Год прокладки	Стоимость ед-цы	Поправочный коэфф. на объем работ	Стоимость ед-цы с учетом поправочного к-та	ИТОГО по годам
20	Уз. 26	а. 27	0,089	Подземная в непроходных каналах	160	2030	12 363,52	0,67	8 290,98	1 326,56
21	Уз. 80	Уз. 66	0,089	Надземная на низких опорах	186	2030	4 741,07	1,00	4 741,07	881,84
22	ТК -30	ТК -49а	0,159	Подземная в непроходных каналах	330	2033	18 249,13	0,67	12 237,87	4 038,50
23	ТК -49а	ТК -42	0,100	Подземная в непроходных каналах	84	2031	12 628,55	0,67	8 468,71	711,37
24	ТК -51	ТК -15	0,100	Надземная на низких опорах	204	2031	7 038,13	1,00	7 038,13	1 435,78
26	ТК -49а	Аб. 66	0,100	Подземная в непроходных каналах	46	2032	12 628,55	0,67	8 468,71	389,56
24	ТК-49а	а. 66	0,100	Надземная на низких опорах	92	2032	7 038,13	1,00	7 038,13	647,51
27	ТК -66	101	0,100	Подземная в непроходных каналах	163	2032	12 628,55	0,67	8 468,71	1 380,40
28	ТК -43а		0,100	Подземная в непроходных каналах	225	2032	12 628,55	0,67	8 468,71	1 905,46
ИТОГО										12 716,98

В табл. 4.4.1-6. приведена стоимость мероприятий с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2012 г.).

Таблица 4.4.1-6

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
ПИР и ПСД	тыс. руб.	140,74	91,59	189,69	89,53	104,15	24,40	189,69	147,18	173,41	78,65
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	168,88	109,91	227,62	107,43	124,99	29,28	227,62	176,62	208,09	94,38
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	2448,83	1593,66	3300,53	1557,81	1812,29	424,49	3300,55	2560,96	3017,36	1368,54

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	2758,45	1795,15	3717,83	1754,77	2041,43	478,16	3717,86	2884,77	3398,87	1541,57
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	56,29	36,64	75,87	35,81	41,66	9,76	75,87	58,87	69,36	31,46
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	2814,74	1831,79	3793,71	1790,58	2083,09	487,92	3793,74	2943,64	3468,23	1573,04
НДС	тыс. руб.	506,65	329,72	682,87	322,30	374,96	87,83	682,87	529,85	624,28	283,15
Всего смета проекта	тыс. руб.	3321,40	2161,51	4476,58	2112,89	2458,05	575,75	4476,61	3473,49	4092,51	1856,18

Продолжение таблицы 4.4.1-6

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	ИТОГО
ПИР и ПСД	тыс. руб.	124,20	123,17	90,62	203,07	110,42	107,36	216,15	201,92	2 405,93
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	149,04	147,80	108,74	243,69	132,50	128,83	259,38	242,31	2887,11
стоимость материалов и СМР	тыс. руб.	2161,06	2143,11	1576,70	3 533,47	1921,30	1868,02	3760,95	3513,49	41863,1
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	2434,30	2414,08	1776,06	3 980,23	2164,23	2104,21	4236,47	3957,73	47156,1
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	49,68	49,27	36,25	81,23	44,17	42,94	86,46	80,77	962,37
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	2483,98	2463,35	1812,30	4 061,46	2208,40	2147,15	4322,93	4038,50	48118,5
НДС	тыс. руб.	447,12	443,40	326,21	731,06	397,51	386,49	778,13	726,93	8661,34
Всего смета проекта	тыс. руб.	2931,09	2906,75	2138,52	4 792,52	2605,91	2533,64	5101,05	4765,43	56779,8

2. Стоимость мероприятий по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимально высокой вероятностью возникновения дефектов по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Реконструкция тепловых сетей запланирована на 2016 – 2033 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.4.1-7.

Таблица 4.4.1-7

Годы	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	3321,40	2161,51	4476,58	2112,89	2458,05	2458,05	575,75	4476,61	4092,51	1856,18
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	4075,63	2784,97	6056,17	2972,78	3596,74	3740,61	911,21	7368,32	6938,19	3241,26

Годы	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	ИТОГО
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	2 931,09	2 906,75	2 138,52	4 792,52	2 605,9	2533,64	5101,05	4 765,43	55 764,4
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	5 271,82	5 384,87	4 080,54	9 419,03	5 275,2	5282,76	10955,04	10541,3	97896,4

Итого стоимость реализации мероприятий по расширению тепловых сетей с учетом роста тепловых нагрузок составит 97 896,41 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе МУП "Коммунхоз" для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимально высокой вероятностью возникновения дефектов

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала МУП "Коммунхоз".

Источники доходов для варианта № 1 – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

Источники доходов для варианта № 2 – тарифы, обеспечивающие НВВ.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии.

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (плановые показатели на 2013 г. МУП "Коммунхоз"). Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по данным отчетности 2013г. представлена в табл. 4.4.1-8.

Таблица 4.4.1-8.

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в % к стоимости отпущенной тепловой энергии
Сырье, основные материалы	руб.	83,33	0,73%
Работы и услуги производственного характера	руб.	8,50	61,24%
Топливо на технологические цели	руб.	709,99	7,71%
Электроэнергия	руб.	89,39	9,24%
Затраты на оплату труда	руб.	107,08	4,04%
Отчисления на социальные нужды	руб.	46,81	3,20%
Амортизация основных средств	руб.	37,05	6,38%
Прочие затраты	руб.	73,92	0,73%
Себестоимость ед.	руб.	1 156,07	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. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.4.1-9.

Таблица 4.4.1-9.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	3,97	4,07	4,27	4,58	5,00	5,29	5,55	5,81	6,13	6,41
2	Тариф на передачу тепловую энергии	руб/Гкал	391,39	405,87	419,67	463,74	511,04	562,14	612,73	664,82	719,33	774,72
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	4,33	4,42	4,64	5,33	6,13	7,05	8,11	8,61	9,04	9,41

Продолжение таблицы 4.4.1-9.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	6,66	6,82	6,89	6,95	7,01	7,07	7,14	7,20	7,27	7,33
2	Тариф на передачу тепловую энергию	руб/Гкал	825,08	873,76	919,19	962,39	1 007,6	1 054,9	1 104,6	1 156,5	1 210,8	1 267,8
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	9,69	9,98	10,28	10,59	10,90	11,23	11,57	11,92	12,27	12,64

По данным публикуемой отчетности протяженность тепловых сетей мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" составляет:

Протяженность магистральных и разводящих сетей и тепловых вводов (в двухтрубном исчислении) 5,133 км

Протяженность тепловых сетей, подлежащих перекладке (в двухтрубном исчислении) 5,133 км

В процентах к общей протяженности сетей 100,00%

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.

Для расчета эффективности ИП должно быть использовано значение отпуска тепловой энергии, соразмерное протяженности тепловых сетей, подлежащих реконструкции. Следовательно, в расчете эффективности ИП может быть использован полезный отпуск мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" в размере, составляющем 3,82% от общего полезного отпуска компании. Для расчетов так же использованы значения экономии тепловой энергии, планируемой в результате проведения мероприятий. Расчетные значения экономии тепловой энергии приведены в таблице 4.4.1-10.

Таблица 4.4.1-10.

Наименование	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Отпуск тепловой энергии суммарный	Гкал/ч	11,815	11,815	11,815	11,815	11,815	11,815	11,815	11,815	11,815
Потери в ТС прогнозируемые без реализации мероприятия	Гкал/ч	1,83	1,88	1,94	2,00	2,07	2,15	2,23	2,33	2,44
Потери в ТС прогнозируемые с учетом	Гкал/ч	1,78	1,81	1,82	1,85	1,88	1,93	1,92	1,89	1,87

Наименование	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
реализации мероприятия										
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия	Гкал/ч	0,05	0,07	0,12	0,15	0,19	0,22	0,31	0,35	0,40
Количество часов работы в год	час	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия по годам	Гкал/год	161,35	253,65	408,09	498,77	651,21	752,12	1070,74	1196,77	1372,1

Продолжение таблицы 4.4.1-10.

Наименование	Ед. изм.	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Отпуск тепловой энергии суммарный	Гкал/ч	11,815	11,815	11,815	11,815	11,815	11,815	11,815	11,815	11,815
Потери в ТС прогнозируемые без реализации мероприятия	Гкал/ч	2,57	2,73	2,90	3,11	3,35	3,64	3,98	4,39	4,88
Потери в ТС прогнозируемые с учетом реализации мероприятия	Гкал/ч	1,84	1,81	1,76	1,76	1,64	1,55	1,45	1,17	0,95
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия	Гкал/ч	0,44	0,92	1,14	1,35	1,71	2,09	2,53	3,22	3,94
Количество часов работы в год	час	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400	3 400
Экономия ТЭ полученная в результате реализации мероприятия по годам	Гкал/год	1501,46	3111,33	3872,12	4586,62	5802,59	7113,45	8596,99	10958,8	13391,9

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по перекладкам тепловых сетей находящихся на балансе мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз" для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимально высокой вероятностью возникновения дефектов

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.4.1-11.

Таблица 4.4.1-11

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1.	-21219,31	---	-0,26	Более 30 лет
Вариант 2.	758,95	10,6	0,009	12,24

Сравнение вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.4.1.-1.

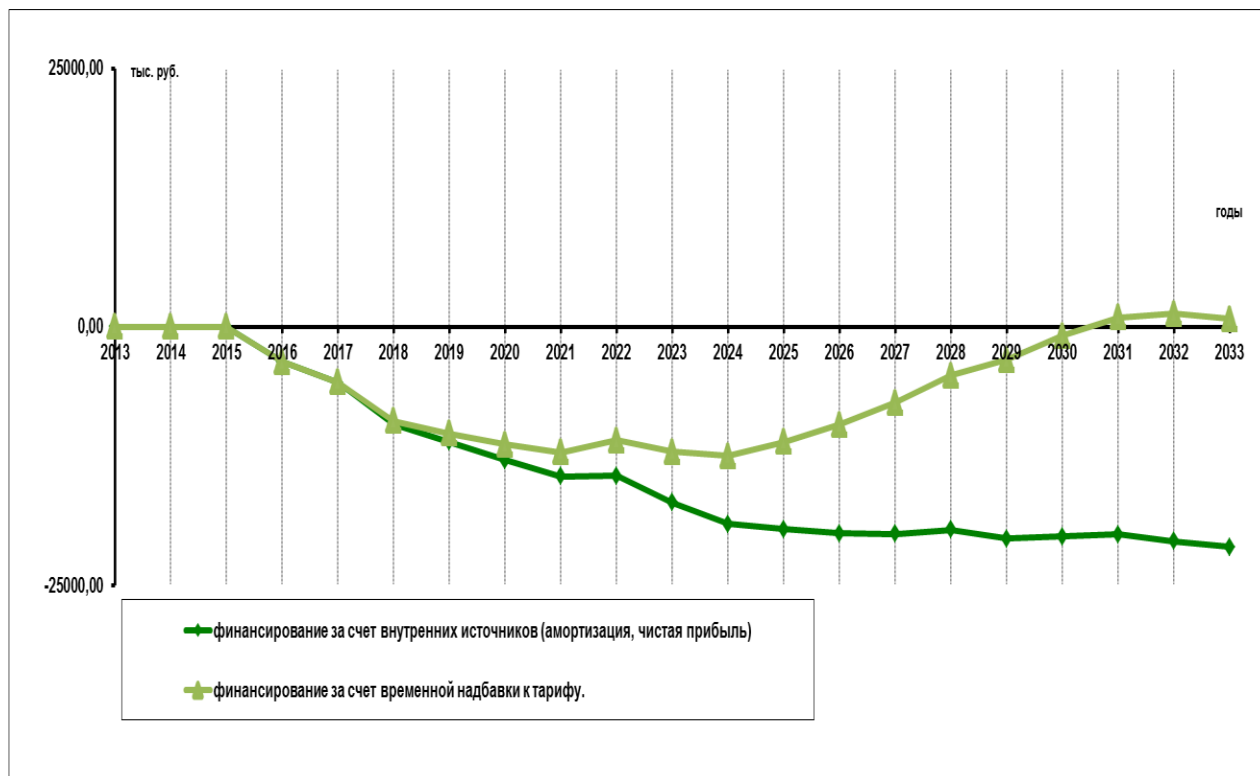


Рис. 4.4.1-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:

Финансирование за счет собственного капитала. Источники доходов – тарифы, увеличивающиеся в соответствии с индексами МЭР.

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода при величине суммарных затрат на реализацию проекта 97 896,41 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит -21219,31 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV < 0$, следовательно, проект считается неустойчивым к изменениям параметров, если для всех рассмотренных случаев обеспечивается необходимый резерв финансовой реализуемости проекта.

Величина чистого дисконтированного дохода (убытки) за период с 2012 по 2033 гг. составит -21219,31 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности для проектов, где NPV отрицателен – не рассчитывается.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности ($IRR - E$) для проектов, где NPV отрицателен – не рассчитывается..

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен -0,26.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 26 коп. убытков.

Рентабельность инвестиций ниже темпов инфляции, это значит - проект неэффективен.

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

Финансирование за счет собственного капитала. Источники доходов - тарифы, обеспечивающие НВВ.

1. Величина NPV при финансировании проекта по варианту 2 больше, чем при финансировании по варианту 1.

Использование увеличения тарифа на тепловую энергию позволяет снизить срок окупаемости проекта (динамический) до 12,24 года. График также демонстрирует, что финансовое положение предприятия при использовании увеличения тарифа на тепловую энергию более устойчиво, чем при использовании собственных средств на реализацию проекта.

Графическое отображение полученных финансовых результатов представлено на рис. 4.4.1.

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по переключкам тепловых сетей находящихся на балансе мкр. Каринторф МУП "Коммунальхоз" для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимально высокой вероятностью возникновения дефектов

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Кирово-Чепецк, росту числа аварий на тепловых сетях, и, как следствие – росту расходов на ликвидацию последствий аварий.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Кирово-Чепецк, снижению расходов на ликвидацию аварийных ситуаций.

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет собственного капитала (увеличения тарифа до значений, обеспечивающих необходимый НВВ), рассчитаны ценовые последствия увеличения стоимости тепловой энергии.

Результаты расчетов представлены в табл. 4.4.1-12 .

Таблица 4.4.1-12.

Показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Тариф 1 на тепловую энергию (увеличение за счет инфляции)	руб/Гкал	1181,60	1225	1267	1400	1543	1697	1850	2007	2172	2339
Тариф 2 на тепловую энергию (обеспечивающий необходимый НВВ)	руб/Гкал	1181,60	1225	1267	1440	1627	1830	2034	2247	2431	2619
Разница между тарифом 1 и тарифом 2	руб/Гкал	0	0	0	40	84	132	184	240	260	280
То же, в %	%	0,0%	0,0%	0,0%	2,9%	5,4%	7,8%	10,0%	12,0%	12,0%	12,0%

Продолжение таблицы 4.4.1-12

Показатель	Ед. изм.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
Тариф 1 на тепловую энергию (увеличение за счет инфляции)	руб/Гкал	2491	2638	2775	2905	3042	3185	3335	3491	3656	3827
Тариф 2 на тепловую энергию (обеспечивающий необходимый НВВ)	руб/Гкал	2789	2953	3107	3253	3406	3566	3734	3709	3703	3827
Разница между тарифом 1 и тарифом 2	руб/Гкал	298	316	332	348	364	381	399	218	48	0
То же, в %	%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	12,0%	6,2%	1,3%	0,0%

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение стоимости тепловой энергии в течение 2015 - 2032 г. до 12%.

Следует отметить, что увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, покрывает дефицит собственных средств (табл. 4.4.10. стр. 1) предприятия, полученный в результате реализации мероприятия. Увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ не является единственным источником погашения затрат по мероприятию. В качестве источника финансирования в расчетах использована прибыль предприятия, экономия тепловой энергии, амортизация основных средств, полученных в результате реконструкции тепловых сетей. Увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов.

Таким образом, увеличение стоимости тепловой энергии делает возможной модернизацию и реконструкцию тепловых сетей города Кирово-Чепецка, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей. Кроме того, увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, рассчитанный в данном разделе, относится к тепловой энергии, отпускаемой только через вышеперечисленные участки теплосети, следовательно, при расчете средневзвешенных величин тарифа на тепловую энергию разница между тарифом 1 и та-

рифом 2 примет меньшие значения. Средневзвешенный тариф на тепловую энергию, отпускаемую потребителям г. Кирово-Чепецк, обеспечивающий необходимый НВВ, рассчитан в разделе 5 настоящего отчета.

7. Чувствительность проекта

Анализ чувствительности проекта выполнен для первого варианта финансирования (финансирование за счет внутренних источников). Анализ чувствительности проекта выполнен для показателя NPV по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- норма дисконта.

Для проведения анализа значения вышеперечисленных показателей уменьшались на 15%, 30%, затем увеличивались на 15%, 30%. При этом, соответственно, менялось значение NPV проекта. Результаты анализа чувствительности проекта приведены на рис. 4.4.1-2.

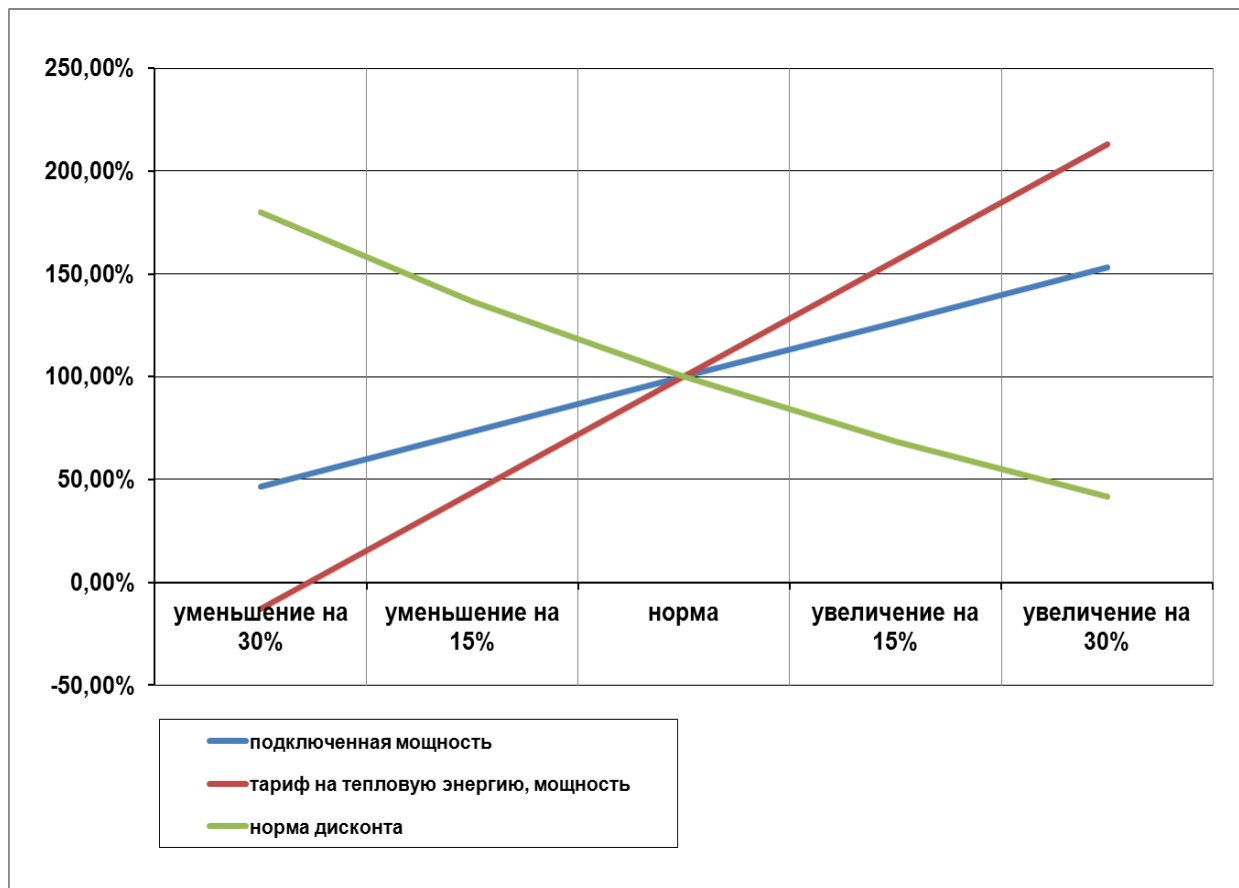


Рис. 4.4.1-2. Анализ чувствительности проекта

Очевидно, что наиболее чувствителен проект к изменению тарифа на тепловую энергию: с увеличением тарифа на тепловую энергию увеличивается и размер дисконтированного дохода. Изменения ставки дисконта имеют обратную зависимость – с ее увеличением размер дисконтированного дохода уменьшается.

4.4.2. Обоснование инвестиций в мероприятия по монтажу у потребителей мкр. Каринторф систем горячего водоснабжения

1. Оценка финансовых потребностей (капитальные затраты) для мероприятий по монтажу систем горячего водоснабжения

Подробный расчет финансовых потребностей по монтажу систем горячего водоснабжения приведен в Приложениях П 1.2, П 2.2.

Итоговые данные о стоимости ввода в эксплуатацию систем горячего водоснабжения приведены в таблице 4.4.2-1.

Таблица 4.4.2-1.

Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	ВСЕГО на ИТП с КИП и А, тыс. руб.	Доля затрат, %
Жилые здания	0,5985	2790,0	58,5
Муниципальные и общественные здания	0,0858	630,0	13,2
Промышленные здания и здания коммерческого назначения	0,125	1350,0	28,3
ИТОГО	0,809	4770,0	100

В табл. 4.4.2-2. приведена данные об итоговой стоимости мероприятий с разбивкой по статьям затрат (в ценах 2012 г.).

Таблица 4.4.2-2

Наименование статьи затрат	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего
ПИР и ПСД	тыс. руб.	42,75	56,25	76,50	63,00	238,50
дополнительное оборудование, используемое при производстве работ	тыс. руб.	51,30	67,50	91,80	75,60	286,20
стоимость материалов и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	743,85	978,75	1 331,10	1 096,20	4 149,90
Всего капитальные затраты	тыс. руб.	837,90	1 102,50	1 499,40	1 234,80	4 674,60
Непредвиденные расходы	тыс. руб.	17,10	22,50	30,60	25,20	95,40
ИТОГО без НДС	тыс. руб.	855,00	1 125,00	1 530,00	1 260,00	4 770,00
НДС	тыс. руб.	153,90	202,50	275,40	226,80	858,60
Всего смета проекта	тыс. руб.	1 008,90	1 327,50	1 805,40	1 486,80	5 628,60

2. Стоимость мероприятий по вводу в эксплуатацию систем горячего водоснабжения по годам (инвестиционная деятельность) с учетом индексов МЭР

Ввод в эксплуатацию систем горячего водоснабжения запланирована на 2016 – 2019 гг. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.4.2-3.

Таблица 4.4.2-3.

Годы	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб., с НДС	1 008,90	1 327,50	1 805,40	1 486,80	5 628,60
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб. с НДС	1 449,49	2 069,87	1 772,79	1 049,16	6 341,31

Итого стоимость реализации мероприятий по вводу в эксплуатацию систем горячего водоснабжения составит 6 341,31 тыс. руб. с НДС в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по вводу в эксплуатацию систем горячего водоснабжения

Выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала и за счет заемного капитала.

Источники доходов для варианта № 1 – экономия тепловой энергии при переходе с открытой системы на закрытую.

Источники доходов для варианта № 2 – экономия тепловой энергии при переходе с открытой системы на закрытую.

Предполагается проведение мероприятий при переходе с открытой системы ГВС на закрытую систему ГВС за счет следующих источников:

Жилые здания

(управляющие компании с

привлечением средств инвесторов)

58,5%

2,79 млн. руб.

Муниципальные здания (средства бюджета)

13,2%

0,63 млн. руб.

Промышленные здания

и здания коммерческого назначения (собственные

средства потребителей)

28,3%

1,350 млн. руб.

Итого

100 %

4,77 млн. руб.

4. Данные, используемые при расчетах

Индексы-дефляторы МЭР

Для формирования целевых показателей роста тарифов использованы прогнозируемые индексы-дефляторы, устанавливаемые Минэкономразвития России (табл. 3.1.).

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители (без НДС) по годам представлены в табл. 4.4.2-4.

Таблица 4.4.2-4.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВтч	3,97	4,07	4,27	4,58	5,00	5,29	5,55	5,81	6,13	6,41
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1181,60	1225	1267	1400	1543	1697	1850	2007	2172	2339
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	4,33	4,42	4,64	5,33	6,13	7,05	8,11	8,61	9,04	9,41

Продолжение таблицы 4.4.2-4.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода									
			2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.	2032 г.	2033 г.
			11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	Тариф на электроэнергию	руб/кВтч	6,66	6,82	6,89	6,95	7,01	7,07	7,14	7,20	7,27	7,33
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2491	2638	2775	2905	3042	3185	3335	3491	3656	3827
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	9,69	9,98	10,28	10,59	10,90	11,23	11,57	11,92	12,27	12,64

В таблице 4.4.2-5 приведен расчет экономии тепловой энергии, ожидаемый в результате проведения мероприятий.

Таблица 4.4.2-5

Наименование	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Жилые здания	Гкал/час	0,5985	0,5985	0,5985	0,5985	0,5985
Муниципальные здания	Гкал/час	0,0858	0,0858	0,0858	0,0858	0,0858
Промышленные здания и здания коммерческого назначения	Гкал/час	0,125	0,125	0,125	0,125	0,125
ИТОГО	Гкал/час	0,8093	0,8093	0,8093	0,8093	0,8093
ИТОГО Гкал/год по открытой схеме	Гкал/год	2 751,62	2 751,62	2 751,62	2 751,62	2 751,62
ИТОГО Гкал/год по закрытой схеме	Гкал/год	2 063,72	2 063,72	2 063,72	2 063,72	2 063,72
Экономия в денежном выражении	тыс. руб.	963,07	1 061,44	1 167,37	1 272,62	1 380,63

Расчет сумм экономии в денежном выражении нарастающим итогом за период 2015 – 2023 гг. приведен в таблице 4.4.2-6

Таблица 4.4.2-6

Наименование	Ед. изм.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.
Нарастающим итогом за период	тыс. руб.	963,07	2 024,50	3 191,88	4 464,50	5 845,13	7 339,3	8 948,3

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.4.2-7.

Таблица 4.4.2-7.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1.	4311	11,75%	0,68	8,18
Вариант 2.	5776	10,55%	0,92	Менее года

Сравнение вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.4.2-1.

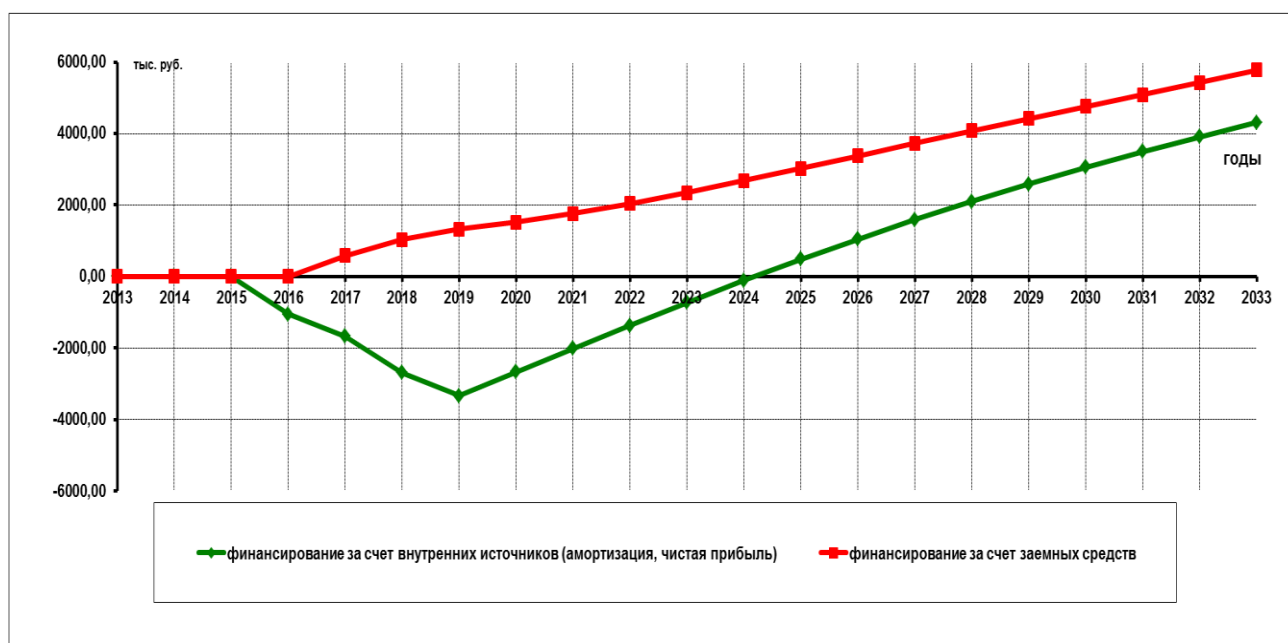


Рис. 4.4.2-1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

Анализ полученных результатов позволил сделать следующие выводы:
Финансирование за счет собственного капитала.

1. При финансировании за счет собственного капитала величина Чистого дохода при величине суммарных затрат на реализацию проекта 7 482,74 тыс. руб., нарастающим итогом за расчетный период составит 4 311 тыс. руб.

2. Чистый дисконтированный доход $NPV > 0$, следовательно, проект считается устойчивым к изменениям параметров, если для всех рассмотренных случаев обеспечивается необходимый резерв финансовой реализуемости проекта.

Величина чистого дисконтированного дохода (убытки) за период с 2012 по 2033 гг. составит 4 311 тыс. руб.

3. Внутренняя норма доходности – 11,75%.

4. Степень устойчивости инвестиционного проекта равна разности $(IRR - E) - 1,25\%$.

5. Индекс рентабельности инвестиций PI равен 0,68.

Это значит, что в течение расчетного периода на каждый рубль инвестиций будет получено 68 коп. прибыли.

6. Срок окупаемости (динамический) - наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход NPV становится и в дальнейшем остается неотрицательным, - 8,18 лет.

Финансирование за счет заемного капитала.

1. Величина NPV при финансировании проекта по варианту 2 больше, чем при финансировании по варианту 1.

6. Расчеты ценовых последствий для мероприятий по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую

Сценарий "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к увеличению потребления тепловой энергии.

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

Реализация проекта вызовет повышение эффективности авторегулирования отопления, позволит отказаться от распределительных сетей горячего водоснабжения, а также снизить потери тепла при транспортировке и расход электроэнергии на перекачку бытовой горячей воды.

7. Чувствительность проекта

Анализ чувствительности проекта выполнен для первого варианта финансирования (финансирование за счет внутренних источников).

Анализ чувствительности проекта выполнен для показателя NPV по следующим факторам:

- подключенная мощность;
- тариф на тепловую энергию, мощность;
- норма дисконта.

Для проведения анализа значения вышеперечисленных показателей уменьшались на 15%, 30%, затем увеличивались на 15%, 30%. При этом, соответственно, менялось значение NPV проекта.

Результаты анализа чувствительности проекта приведены на рис. 4.4.2-2.

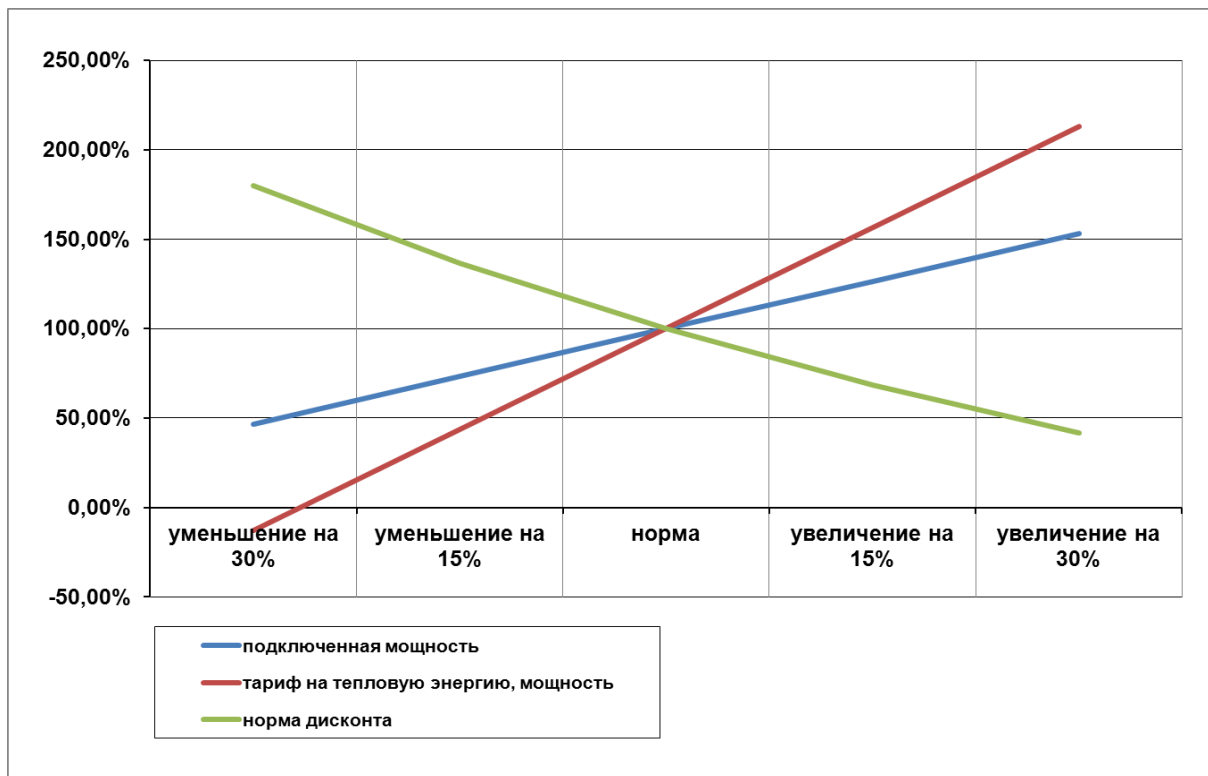


Рис. 4.4.2-2. Анализ чувствительности проекта

Очевидно, что наиболее чувствителен проект к изменению тарифа на тепловую энергию: с увеличением тарифа на тепловую энергию увеличивается и размер дисконтированного дохода.

Изменения ставки дисконта имеют обратную зависимость – с ее увеличением размер дисконтированного дохода уменьшается.

Раздел 5. Обобщенный расчет ценовых последствий мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Кирово-Чепецк в целях повышения качества и надежности теплоснабжения

5.1. Суммарные затраты на проведение мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО г. Кирово-Чепецк в целях повышения качества и надежности теплоснабжения

В соответствии с «Требованиями к схемам теплоснабжения» (утв. постановлением Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. N 154) были выполнены расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства, реконструкции и технического перевооружения систем теплоснабжения.

Сводные данные о капитальных затратах для выполнения мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Кирово-Чепецк приведены в табл. 5.1-1. (сценарий 1).

Сводные данные капитальных затратах для выполнения мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Кирово-Чепецк, по которым предполагается увеличение тарифа до значений, обеспечивающих НВВ, приведены в табл. 5.1-2. (сценарий 2)

Таблица 5.1-1.

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	
Кировская ТЭЦ-3										
Мероприятия по реконструкции и модернизации источников теплоснабжения										
1	Стоимость мероприятий по п. 4.3.1 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкция котлоагрегатов ст. №№ 9-11 на Кировской ТЭЦ-3.						177 000,00			177 000,00
2	Стоимость мероприятий по п. 4.3.1 с учетом индексов МЭР.						280 273,25			280 273,25
3	Стоимость мероприятий по п. 4.3.2 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкция оборудования КиП и А на Кировской ТЭЦ-3.				17 776,50	17 776,50	38 921,50	28 094,10		102 568,60
4	Стоимость мероприятий по п. 4.3.2 с учетом индексов МЭР				22 903,90	24 049,10	57 497,90	49 163,70		153 614,60
5	Стоимость мероприятий по п. 4.3.3 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкция вспомогательного оборудования котлоагрегатов на Кировской ТЭЦ-3.	10 926,33		7 572,00		4 245,98				22 744,31
6	Стоимость мероприятий по п. 4.3.3 с учетом индексов МЭР	12 161,00		9 291,47		5 744,21				27 196,68
7	Стоимость мероприятий по п. 4.3.4 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкция оборудования КиП и А деаэраторов ПВК на Кир. ТЭЦ-3.						4 245,98			4 245,98
8	Стоимость мероприятий по п. 4.3.4 с учетом индексов МЭР						6 719,92			6 719,92
9	Стоимость мероприятий по п. 4.3.5 в ценах 2012 г. с НДС. Модернизация оборудования КиП и А ГРП на Кировской ТЭЦ-3.						15 568,60			15 568,60

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
10	Стоимость мероприятий по п. 4.3.5 с учетом индексов МЭР						22 780,78			22 780,78
11	Стоимость мероприятий по п. 4.3.6 в ценах 2012 г. с НДС. Внедрение регулируемого привода подпиточного насоса № 10 на Кировской ТЭЦ-3	29 500,00								29 500,00
12	Стоимость мероприятий по п. 4.3.6 с учетом индексов МЭР	32 833,50								32 833,50
13	Стоимость мероприятий по п. 4.3.7 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкции приводов питателей котлов №№ 9-11 на Кир. ТЭЦ-3.							64 900,00		64 900,00
14	Стоимость мероприятий по п. 4.3.7 с учетом индексов МЭР							116 728,1		116 728,10
15	Стоимость мероприятий по п. 4.3.8 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкция системы водоснабжения на Кировской ТЭЦ-3						59 000,00			59 000,00
16	Стоимость мероприятий по п. 4.3.8 с учетом индексов МЭР						109 299,95			109 299,95
17	Стоимость мероприятий по п. 4.3.9 в ценах 2012 г. с НДС. Реконструкция бойлера на Кировской ТЭЦ-3						29 500,00			29 500,00
18	Стоимость мероприятий по п. 4.3.9 с учетом индексов МЭР						51 512,85			51 512,85
ИТОГО Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. с НДС		40 426,33	0,00	7 572,00	17 776,50	22 022,48	324 236,08	92 994,10	0,00	505 027,5
ИТОГО Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования Кировской ТЭЦ-3 в ценах с учетом индексов МЭР		44 994,50	0,00	9 291,47	22 903,90	29 793,31	528 084,64	165 891,80	0,00	800 959,6

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.	
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.		
ОАО "КТК"											
Мероприятия по реконструкции тепловых сетей											
1	Стоимость мероприятий по п. 4.2.1. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по перекладкам тепловых сетей ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей и в связи с максимальной вероятностью возникновения дефектов		81 563,38	17 680,08		90 728,73					189 972,19
2	Стоимость мероприятий по п. 4.2.1. с учетом индексов МЭР		95 319,04	21 694,92		122 743,13					239 757,09
3	Стоимость мероприятий по п. 4.2.2. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по перекладкам тепловых сетей ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей			10 311,57	35 805,29	24 840,38					70 957,24
4	Стоимость мероприятий по п. 4.2.2. с учетом индексов МЭР			12 653,15	46 132,85	33 605,52					92 391,52
5	Стоимость мероприятий по п. 4.2.3. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по перекладкам тепловых сетей ОАО «КТК» для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей в связи с превышенным сроком эксплуатации						1 398 206,9	178 678,41	54 130,23		1 631 015,55
6	Стоимость мероприятий по п. 4.2.3. с учетом индексов МЭР						1 967 239,1	302 920,29	106 385,47		2 376 544,84
7	Стоимость мероприятий по п. 4.2.4. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по строительству магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей		131 134,38		4 231,93						135 366,31

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
8	Стоимость мероприятий по п. 4.2.4. с учетом индексов МЭР		153 250,19		5 452,57					158 702,76
9	Стоимость мероприятий по п. 4.2.5. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по строительству и реконструкции магистральных трубопроводов для увеличения пропускной способности тепловой сети и подключения перспективной тепловой нагрузки потребителей						429 315,02			429 315,02
10	Стоимость мероприятий по п. 4.2.5. с учетом индексов МЭР						604 034,56			604 034,56
11	Стоимость мероприятий по п. 4.2.6 в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по переводу потребителей горячего водоснабжения с открытой схемы на закрытую в схеме теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3		35 963,83	36 270,78	33 219,88	34 000,31	28 221,41			167 676,21
12	Стоимость мероприятий по п. 4.2.6. с учетом индексов МЭР		42 029,13	44 507,24	42 801,71	45 997,60	39 706,76			215 042,44
Итого Мероприятия по реконструкции тепловых сетей ОАО «КТК» в ценах 2012 г. с НДС		0,00	248 661,59	64 262,43	73 257,10	149 569,42	1855743,34	178 678,4	54 130,23	2 624 302,52
ИТОГО Мероприятия по реконструкции тепловых сетей ОАО «КТК» с учетом индексов МЭР		0,00	290 598,36	78 855,31	94 387,13	202 346,25	2 610980,4	302 920,3	106385,47	3 686 473,21
Мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства										
1	Стоимость мероприятий по п. 4.1.1. в ценах 2012 г. с НДС Мероприятия в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 1		299,24							299,24
2	Стоимость мероприятий по п. 4.1.1. с учетом индексов МЭР		349,71							349,71

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
3	Стоимость мероприятий по п. 4.1.2. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 2	674,24		346,08	431,81	172,73	899,80	1 591,96	259,09	4 375,71
4	Стоимость мероприятий по п. 4.1.2. с учетом индексов МЭР	750,43		424,67	556,36	233,68	1 265,99	2 698,91	509,21	6 439,25
5	Стоимость мероприятий по п. 4.1.3. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 3.				2 022,71					2 022,71
6	Стоимость мероприятий по п. 4.1.3. с учетом индексов МЭР				2 606,13					2 606,13
7	Стоимость мероприятий по п. 4.1.4 в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 4.							897,72		897,72
8	Стоимость мероприятий по п. 4.1.4 с учетом индексов МЭР							1 764,34		1 764,34
9	Стоимость мероприятий по п. 4.1.5 в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 5	299,24						765,02		1 064,26
10	Стоимость мероприятий по п. 4.1.5 с учетом индексов МЭР	333,05						1 804,26		2 137,31
11	Стоимость мероприятий по п. 4.1.7 в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия в строительство тепловых сетей в зоне нового строительства № 7.						6 764,30			6 764,30
12	Стоимость мероприятий по п. 4.1.7 с учетом индексов МЭР						9 517,20			9 517,20

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
	ИТОГО Мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства в ценах 2012 г. с НДС.	973,48	299,24	346,08	2 454,52	172,73	7 664,10	3 254,70	259,09	15 423,94
	ИТОГО Мероприятия по строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок в зонах нового строительства в ценах с учетом индексов МЭР.	1 083,48	349,71	424,67	3 162,49	233,68	10 783,19	6 267,51	509,21	22 813,94
	ВСЕГО Мероприятия по реконструкции тепловых сетей и строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок по ОАО "КТК" в ценах 2012 г. с НДС	973,48	248 960,83	64 608,51	75 711,62	149 742,15	1863407,44	181 933,11	54 389,32	2 639 726,46
	ВСЕГО Мероприятия по реконструкции тепловых сетей и строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок по ОАО "КТК" с учетом индексов МЭР	1 083,48	290 948,07	79 279,98	97 549,62	202 579,93	2621763,59	309 187,80	106 894,68	3 709 287,15
Мероприятия по тепловым сетям мкр. Каринторф МУП «Коммунхоз»										
1	Стоимость мероприятий по п. 4.4.1. в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по перекладкам тепловых сетей мкр. Каринторф, находящихся на балансе МУП "Коммунхоз" для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей			3 321,40	2 161,51	4 476,58	12 081,35	13 925,05	19 798,55	55 764,4
2	Стоимость мероприятий по п. 4.4.1. с учетом индексов МЭР			4 075,63	2 784,97	6 056,17	18 589,66	24 916,68	41 473,29	97 896,4
3	Стоимость мероприятий по п. 4.4.2. в ценах 2014 г. с НДС. Мероприятия по монтажу ГВС у потребителей мкр. Каринторф			1 008,9	1 327,5	1 433,7	1 486,8			5 256,9
4	Стоимость мероприятий по п. 4.4.2. с учетом индексов МЭР			1 176,8	1 672,3	1 950,5	2 184,6			6 988,7

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
ИТОГО Мероприятия по тепловым сетям мкр. Каринторф МУП «Коммунхоз» в ценах 2012 и 2014 гг. с НДС		0,00	0,00	4176,40	3286,51	6006,58	13341,35	14780,05	19798,55	61 021,3
ИТОГО Мероприятия по тепловым сетям мкр. Каринторф МУП «Коммунхоз» в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	0,00	5124,79	4234,46	8126,04	20362,45	25965,84	41473,29	104 885,1
Мероприятия по установке индивидуальных источников теплоснабжения на участках перспективной нагрузки										
1	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. 4.1.3. с НДС. Мероприятия по установке индивидуальных систем отопления для коттеджей в зоне нового строительства № 3.					2 736,15				2 736,15
2	Стоимость проведения мероприятий по п. 4.1.3 с учетом индексов МЭР.					3 701,62				3 701,62
3	Стоимость проведения мероприятий в ценах 2012 г. 4.1.6. Мероприятия по установке индивидуальных газовых котлов в зоне нового строительства № 6.							3 963,81		3 963,81
4	Стоимость проведения мероприятий по п. 4.1.6. с учетом индексов МЭР							7 343,12		7 343,12
5	Стоимость мероприятий по п. 4.1.8 в ценах 2012 г. с НДС. Мероприятия по установке индивидуальных газовых котлов в зоне нового строительства № 8.	613,60	519,20	660,80	660,80	660,80	4 720,00	2 502,00		10 337,20
6	Стоимость проведения мероприятий по п. 4.1.8. с учетом индексов МЭР	682,94	606,76	810,86	851,40	893,97	7 769,00	4 634,00		16 248,93
ИТОГО Мероприятия по установке индивидуальных источников теплоснабжения на участках перспективной нагрузки в ценах 2012 г. с НДС		613,60	519,20	660,80	660,80	3 396,95	4 720,0	6 465,81	0,00	17 037,16
ИТОГО Мероприятия по установке индивидуальных источников теплоснабжения на участках перспективной нагрузки в ценах с учетом индексов МЭР		682,94	606,76	810,86	851,40	4 595,59	7 769,00	11 977,12	0,00	27 293,67

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	
Обобщенные данные по стоимости мероприятий по источникам тепловой мощности и тепловым сетям г. Кирово-Чепецк										
	ИТОГО Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования Кировской ТЭЦ-3 в ценах 2012 г. с НДС	40 426,33	0,00	7 572,00	17 776,50	22 022,48	324 236,08	92 994,10	0,00	505 027,5
	ИТОГО Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования Кировской ТЭЦ-3в ценах с учетом индексов МЭР	44 994,50	0,00	9 291,47	22 903,90	29 793,31	528 084,64	165 891,80	0,00	800 959,6
	ВСЕГО Мероприятия по реконструкции тепловых сетей и строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок по ОАО "КТК" в ценах 2012 г.	973,48	248 960,83	64 608,51	75 711,62	149 742,15	1863407,44	181 933,11	54 389,32	2 639726,46
	ВСЕГО Мероприятия по реконструкции тепловых сетей и строительству тепловых сетей для подключения перспективных тепловых нагрузок по ОАО "КТК" с учетом индексов МЭР	1 083,48	290 948,07	79 279,98	97 549,62	202 579,93	2621763,59	309 187,80	106 894,68	3 709287,15
	ИТОГО Мероприятия по тепловым сетям мкр. Каринторф МУП «Коммунхоз» в ценах 2012 г. с НДС	0,00	0,00	4176,40	3286,51	6006,58	13341,35	14780,05	19798,55	61 021,3
	ИТОГО Мероприятия по тепловым сетям мкр. Каринторф МУП «Коммунхоз» в ценах с учетом индексов МЭР	0,00	0,00	5124,79	4234,46	8126,04	20362,45	25965,84	41473,29	104 885,1
	ИТОГО Мероприятия по установке индивидуальных источников теплоснабжения на участках перспективной нагрузки в ценах 2012 г. с НДС	613,60	519,20	660,80	660,80	3 396,95	4 720,00	6 465,81	0,00	17 037,16
	ИТОГО Мероприятия по установке индивидуальных источников теплоснабжения на участках перспективной нагрузки в ценах с учетом индексов МЭР	682,94	606,76	810,86	851,40	4 595,59	7 769,00	11 977,12	0,00	27 293,67

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
	ВСЕГО Обобщенные данные по стоимости мероприятий по источникам тепловой мощности и тепловым сетям г. Кирово-Чепецк по годам в ценах 2012 г., млн. руб. с НДС	42 013,41	249 480,03	77 017,71	97 435,4	181 168,2	2 205704,9	296 173,1	74 187,9	3 222 812,4
	ВСЕГО Обобщенные данные по стоимости мероприятий по источникам тепловой мощности и тепловым сетям г. Кирово-Чепецк по годам в ценах с учетом индексов МЭР	46 760,92	291 554,83	94 507,10	125 539,4	245 094,9	3 177 979,7	513 022,6	148 367,97	4 642 425,5

Сводные данные капитальных затратах для выполнения мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Кирово-Чепецк, по которым предполагается **увеличение тарифа** до значений, обеспечивающих НВВ, приведены в табл. 5.1-2. (сценарий 2)

Таблица 5.1-2.

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	
ОАО "КТК"										
Мероприятия по реконструкции тепловых сетей										
1	Стоимость мероприятий по п. 4.2.1. в ценах 2012 г.		81 563,38	17 680,08		90 728,73				189 972,19
2	Стоимость мероприятий по п. 4.2.1. с учетом индексов МЭР		95 319,04	21 694,92		122 743,13				239 757,09
3	Стоимость мероприятий по п. 4.2.2. в ценах 2012 г.			10 311,57	35 805,29	24 840,38				70 957,24
4	Стоимость мероприятий по п. 4.2.2. с учетом индексов МЭР			12 653,15	46 132,85	33 605,52				92 391,52
5	Стоимость мероприятий по п. 4.2.3. в ценах 2012 г.						1 398 206,9	178 678,41	54 130,23	1 631 015,55
6	Стоимость мероприятий по п. 4.2.3. с учетом индексов МЭР						1 967 239,1	302 920,29	106 385,47	2 376 544,84
7	Стоимость мероприятий по п. 4.2.4. в ценах 2012 г.		131 134,38		4 231,93					135 366,31
8	Стоимость мероприятий по п. 4.2.4. с учетом индексов МЭР		153 250,19		5 452,57					158 702,76
9	Стоимость мероприятий по п. 4.2.5.						429 315,02			429 315,02
10	Стоимость мероприятий по п. 4.2.5. с учетом индексов МЭР						604 034,56			604 034,56
ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Кирово-Чепецк по годам в ценах 2012 г., тыс. руб.		0,00	212 697,8	27 991,65	40 037,22	115 569,11	1 827 521,93	178 678,41	54 130,23	2 456 626,31
ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Кирово-Чепецк по годам в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	248 569,2	34 348,07	51 585,42	156 348,65	2 571 273,64	302 920,29	106 385,5	3 471 430,77

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, тыс. руб.								
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019-2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.	ИТОГО по мероприятию, тыс. руб.
Котельная мкр. Каринторф МУП «Коммунхоз»										
1	Стоимость мероприятий по п. 4.4.1. в ценах 2012 г.			3 321,40	2 161,51	4 476,58	12 081,35	13 925,05	19 798,55	55 764,44
2	Стоимость мероприятий по п. 4.4.1. с учетом индексов МЭР			4 075,63	2 784,97	6 056,17	18 589,66	24 916,68	41 473,29	97 896,40
3	Стоимость мероприятий по п. 4.4.2. в ценах 2012 г.			1 008,9	1 327,5	1 433,7	1 486,8			5 256,9
4	Стоимость мероприятий по п. 4.4.2. с учетом индексов МЭР			1 176,8	1 672,3	1 950,5	2 184,6			6 988,7
ИТОГО в ценах 2012 г.		0,00	0,00	4176,40	3286,51	6006,58	13341,35	14780,05	19798,55	61 389,44
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	0,00	5124,79	4234,46	8126,04	20362,45	25965,84	41473,29	105 286,87
ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Кирово-Чепецк по годам в ценах 2012 г., тыс. руб.		0,00	212697,76	32 168,05	43 323,73	121 575,69	1 840 863,28	193 458,46	73 928,78	2 518 015,75
ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Кирово-Чепецк по годам в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	248569,23	39 472,86	55 819,88	164 474,69	2 591 636,09	328 886,13	147 858,76	3 576 717,64

5.2. Данные о ежегодном прогнозируемом отпуске тепловой энергии (обобщенные данные) по МО г. Кирово-Чепецк

В табл. 5.2-1 приведены данные о ежегодном прогнозируемом отпуске тепловой энергии с коллекторов от централизованных источников теплоснабжения (обобщенные данные) от централизованных источников теплоснабжения г. Кирово-Чепецк.

Таблица 5.2-1.

№ п/п	Структура тепловой нагрузки	Перспективный полезный отпуск тепловой энергии потребителям по годам, тыс. Гкал/год							
		2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
Перспективный полезный отпуск тепловой энергии потребителям от Кировской ТЭЦ-3									
1	Отпуск тепловой энергии с коллекторов ТЭЦ-3 за год, в том числе, тыс. Гкал/год	1344,69	1 343,76	1 347,86	1 350,82	1 356,13	1 303,22	1 305,11	1 313,38
2	ТЭЦ-3 без ПГУ, тыс. Гкал/год	1237,13	1 106,94	1 106,94	1 106,94	1 118,73	1 065,82	1 067,71	1 075,98
3	ПГУ ТЭЦ-3, тыс. Гкал/год	107,563	237,399	237,399	237,399	237,399	237,399	237,399	237,399
4	Отпуск тепловой энергии в паре, за год, тыс. Гкал/год	439,614	439,614	439,614	439,614	439,614	439,614	439,614	439,614
5	Отпуск тепловой энергии в сети ОАО «КТК», за год, тыс. Гкал/год	924,85	904,15	908,25	911,21	916,52	863,61	865,50	873,77
Полезный отпуск ч/з сети ОАО «КТК»									
6	Потери в сетях КТК, тыс. Гкал/год	175,46	174,31	176,50	176,54	180,01	117,58	111,41	111,32
7	Прирост полезного отпуска за счет перспективных площадок, тыс. Гкал/год	1,970	0,565	1,897	2,940	1,826	7,672	8,046	8,373
8	Полезный отпуск конечному потребителю, тыс. Гкал/год	749,39	729,84	731,75	734,67	736,51	746,03	754,09	762,45
Полезный отпуск Котельной мкр. Каринторф МУП "Коммунхоз"									
9	Отпуск с коллекторов, тыс. Гкал/год	14,085	14,085	14,085	14,085	14,085	14,085	14,085	14,085
10	Потери ТЭ в тепловых сетях, тыс. Гкал/год	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941	1,941
11	Полезный отпуск ТЭ, тыс. Гкал/год	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14
ИТОГО по МО г. Кирово-Чепецк									
12	Полезный отпуск ТЭ, тыс. Гкал/год	761,53	741,98	743,89	746,81	748,65	758,17	766,23	774,59

5.3. Расчет прогнозируемого средневзвешенного тарифа на тепловую энергию по ГО г. Кирово-Чепецк на период 2013 – 2033 гг.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 22 Февраля 2012 г. N 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения» был рассчитан средневзвешенный тариф на тепловую энергию для ГО г. Кирово-Чепецк.

Для расчетов были использованы данные, приведенные в предыдущих подразделах Разделах 5 настоящего отчета.

В соответствии с п. 122 Методических рекомендаций по разработке схем теплоснабжения (утв. приказом Министерства энергетики РФ и Министерства регионального развития РФ от 29 декабря 2012 г. N 565/667), для формирования показателей долгосрочных индексов-дефляторов в тарифно-балансовых моделях рекомендуется использовать временно определенные показатели долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года..

Индексы-дефляторы МЭР на период 2014 – 2016 гг. приняты в соответствии с Прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2014 год и на плановый период 2015 и 2016 годов (разработан Минэкономразвития РФ) (Текст информации официально опубликован не был).

Индексы-дефляторы МЭР на период 2017 – 2033 гг. приняты в соответствии с временно определенными показателями долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 года в соответствии с таблицей прогнозируемых индексов цен производителей, индексов-дефляторов по видам экономической деятельности, установленных письмом заместителя Министра экономического развития Российской Федерации от 05.10.2011 № 21790- АК/ДОЗ.

Величины индексов–дефляторов приведены в табл. 5.3-1.

Таблица 5.3-1.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода										
			2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	%	6	6	5,6	4,7	4,4	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	%	7,5	4,5	2,5	4,8	7,3	9,3	5,7	5,0	4,6	5,6	4,5
3	Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году, %	%	12,	7,5	3,7	3,4	11	10	10	9,0	8,5	8,2	7,7
4	Рост цен на Газ природный (оптовые цены без НДС)	%	7,5	7,6	2,2	4,9	15	15	15	15	6,1	5,1	4,0

Продолжение табл. 5.3-1.

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода										
			2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	%	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	%	3,9	2,4	1,0	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
3	Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году, %	%	6,5	5,9	5,2	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7
4	Рост цен на газ природный (оптовые цены без НДС)	%	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0

Данные по величине тарифов Кировского филиала ОАО «ТГК-5» опубликованы на сайте Кировской региональной службы по тарифам. Эти данные были объединены в таблицу 5.3-2, и на их основании рассчитан средневзвешенный тариф Кировского филиала ОАО «ТГК-5».

Таблица 5.3-2

№ п/п	Организация	Структура тарифа, руб./Гкал
1	Кировская ТЭЦ-3	683,32
2	ОАО «КТК», стоимость транспортировки тепловой энергии	590,34
	ИТОГО, тариф 2014 г.	1 273,66

При расчете увеличения тарифа до значений, обеспечивающих НВВ по мероприятиям, запланированным ОАО «КТК» проведен пересчет на общий отпуск тепловой энергии ОАО «КТК» (см. п. 4.2.1 – 4.2.5 пп. 6), представленный в табл. 5.3-3.

Таблица 5.3-3.

Наименование	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
По п. 4.2.1./3,82%	Руб/Гкал	0	0	100	311	642	906	988	1072	1160	1249
По п. 4.2.2./3,48%	Руб/Гкал	0	0	0	200	220	242	264	287	310	334
По п. 4.2.3./77,08%	Руб/Гкал	0	0	0	0	0	0	250	521	564	607
По п. 4.2.4./2,44%	Руб/Гкал	0	0	300	632	946	1041	1134	1231	1331	1434
По п. 4.2.5./2,99%	Руб/Гкал	0	0	0	0	0	0	1800	3753	4061	4373
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	0	0	11	34	55	68	321	595	644	693

Продолжение табл. 5.3-3.

Наименование	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
По п. 4.2.1./3,82%	Руб/Гкал	1330	1409	1482	1552	1625	1701	1281	841	381	0
По п. 4.2.2./3,48%	Руб/Гкал	356	377	396	415	185	0	0	0	0	0
По п. 4.2.3./77,08%	Руб/Гкал	647	685	721	755	790	807	345	161	0	0
По п. 4.2.4./2,44%	Руб/Гкал	1527	1617	1701	1781	1865	1953	2045	1491	811	0
По п. 4.2.5./2,99%	Руб/Гкал	4658	4933	5189	5433	5688	5956	5335	3486	1550	0
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	738	782	823	862	893	913	524	297	81	0

Тариф на тепловую энергию и полезный отпуск ТЭ по годам периода 2014 – 2033 гг. для Кировской ТЭЦ-3 и ОАО «КТК» приведен в табл. 5.3-4.

При расчете увеличения тарифа до значений, обеспечивающих НВВ по мероприятиям, запланированным для котельной мкр. Каринторф проведен пересчет на общий отпуск тепловой энергии котельной мкр. Каринторф (см. п. 4.4.1 пп. 6), представленный в табл. 5.3-3.

Таблица 5.3-4.

Наименование	Ед. изм.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
По п. 4.4.1./100%	Руб/Гкал	0	0	0	40	84	132	184	240	260	280
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	0	0	0	40	84	132	184	240	260	280

Продолжение табл. 5.3-4.

Наименование	Ед. изм.	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
По п. 4.4.1./100%	Руб/Гкал	298	316	332	348	364	381	399	218	48	0
ИТОГО в расчете на общий отпуск	Руб/Гкал	298	316	332	348	364	381	399	218	48	0

Величины разницы между тарифом 1 и тарифом 2 ГО г. Кирово-Чепецк для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников представлены в табл. 5.3-5

Таблица 5.3-4.

Кировская ТЭЦ-3									
Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	683,32	716,80	751,93	788,77	825,84	1 007,65	1 177,24	1 378,05
Полезный отпуск ТЭ по годам (прогноз)	Гкал/ч/год	924,85	904,15	908,25	911,21	916,52	863,61	865,50	873,77
ОАО "КТК"									
Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
Тариф на ТЭ конечного потребителя	руб/Гкал	1 273,66	1 328,80	1 384,93	1 487,77	1 596,84	2 176,65	2 697,24	3 290,05
Тариф на ТЭ без тарифа Кировской ТЭЦ-3	руб/Гкал	590,34	612	633	699	771	1169	1520	1912
Тариф +ИСТ	руб/Гкал	590,3	612,0	644,1	733,3	826,3	1862,0	2413,0	1912,0
ИСТ	руб/Гкал	0	0	11	34	55	693	893	0
То же, в %	%	0%	0%	2%	5%	7%	59%	59%	0%
Котельная мкр. Каринторф МУП "Коммухоз"									
Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2023 г.	2028 г.	2033 г.
Тариф на тепловую энергию при отпуске с коллекторов	руб/Гкал	1181,60	1 225,32	1 266,98	1 400,01	1 542,81	2 338,87	3 042,01	3 827,31
Тариф +ИС	руб/Гкал	1 181,60	1 225,32	1 266,98	1 440,01	1 626,81	2 618,87	3 406,01	3 827,31
надбавка к тарифу (ИС)	руб/Гкал	0,00	0,00	0,00	40,00	84,00	280,00	364,00	0,00
То же, в %	%	0,00%	0,00%	0,00%	2,86%	5,44%	11,97%	11,97%	0,00%
Полезный отпуск ТЭ по годам (прогноз)	Тыс. Гкал	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14	12,14
Доля в отпуске ТЭ по городу	%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%
Доля тарифа организации в среднем-взвешенном тарифе для конечных потребителей ГО г. Кирово-Чепецк на ТЭ с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/Гкал	19,4	19,5	20,7	22,9	25,1	37,6	48,3	60,8

Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей ГО г. Кирово-Чепецк на ТЭ + ИС с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/Гкал	19,4	19,5	20,7	23,5	26,5	42,0	54,1	60,8
Доля в инвестиционной надбавке к средневзвешенному тарифу ГО г. Кирово-Чепецк с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/Гкал	0,0	0,0	0,0	0,7	1,4	4,5	5,8	0,0
То же, в %	%	0,0%	0,0%	0,0%	2,9%	5,4%	12,0%	12,0%	0,0%
Сводные данные по ГО Кирово-Чепецк									
Полезный отпуск ТЭ по годам (прогноз)	тыс. Гкал/год	741,2	761,5	742,0	743,9	746,8	756,3	764,4	774,4
Средневзвешенный тариф на ТЭ по ГО г. Кирово-Чепецк	руб/Гкал	1293,0	1348,3	1405,7	1510,6	1621,9	2214,2	2745,6	3353,7
Средневзвешенный тариф на ТЭ + Средневзвешенная ИС по ГО г. Кирово-Чепецк	руб/Гкал	1293,0	1348,3	1416,8	1545,5	1678,6	2911,7	3644,4	3353,7
Средневзвешенная инвестиционная надбавка к тарифу (ИС) по ГО г. Кирово-Чепецк	руб/Гкал	0,0	0,0	11,1	34,9	56,6	697,4	898,8	0,0
То же, в %	%	0,00%	0,00%	0,79%	2,31%	3,49%	31,50%	32,74%	0,00%
Тариф альтернативной котельной (прогнозируемый с учетом инфляции)	руб/Гкал	1665,2	1781,8	1853,1	1908,6	2118,6	3289,3	4442,2	5669,5

Таблица 5.3-6.

Наименование	Величины разницы между тарифом 1 и тарифом 2 ГО г. Кирово-Чепецк для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников							
	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 – 2023 гг.	2024 – 2028 гг.	2029 – 2033 гг.
ОАО "КТК"	0,00	0,00	11,14	34,26	55,26	692,95	893,02	0,00
	0,00	0,00	0,00	0,65	1,37	4,50	5,78	0,00
ИТОГО	0,00	0,00	11,14	34,91	56,63	697,45	898,81	0,00

Раздел 6. Выводы по разделу «Обобщенный расчет ценовых последствий»

6.1. Анализ тарифных последствий и тарифно-балансовой модели

В табл. 5.3.6 приведены сводные данные по организациям, претендующим на увеличение тарифа для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников с учетом доли в отпуске ТЭ к тарифу по годам.

Данные о величинах разницы между тарифом 1 и тарифом 2 по ГО г. Кирово-Чепецк с учетом доли в отпуске ТЭ по организациям, претендующим на увеличение тарифа для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников, объединены в табл. 5.33, и отражены на рис. 6.1-1.

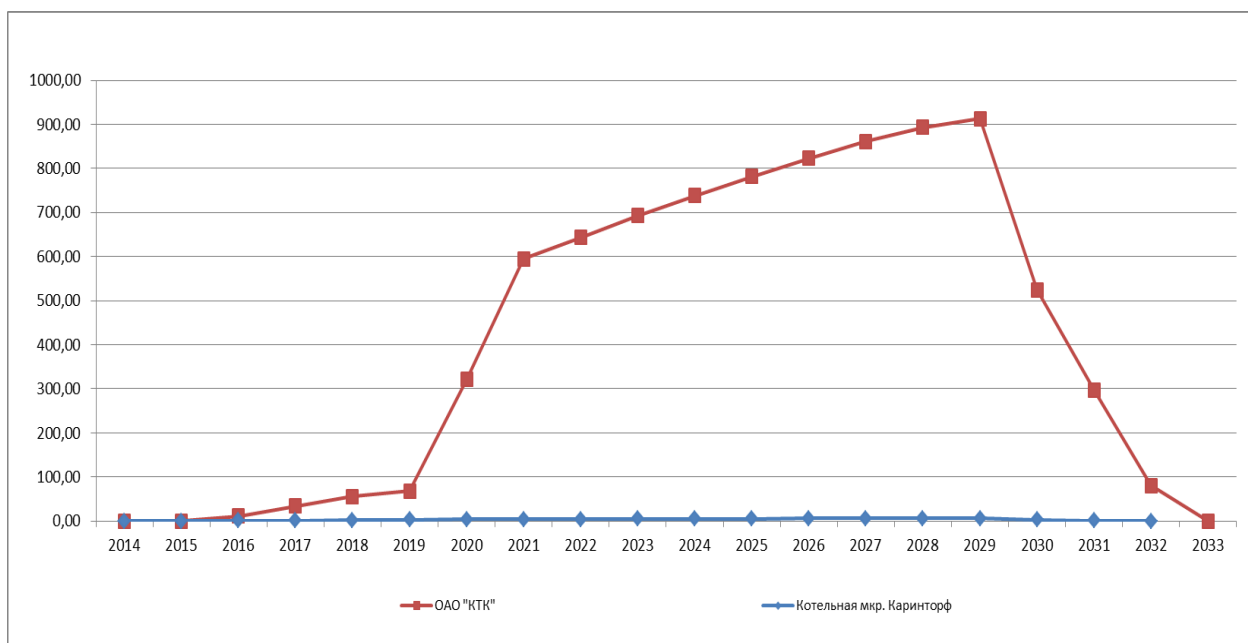


Рис. 6.1-1. Разница между тарифом 1 и тарифом 2 ГО г. Кирово-Чепецк с учетом доли в отпуске ТЭ

Основная часть существующих магистральных трубопроводов тепловых сетей г. Кирово-Чепецк была введена в эксплуатацию с 1960 по 1989 гг. В то время как установленный срок службы трубопроводов тепловых сетей составляет 30 лет (РД 153.34.17.464-00). Следовательно, срок службы тепловых сетей и сетей ГВС либо уже истек, либо истекает в ближайшем будущем.

Для увеличения показателей надежности запланированы мероприятия по перекладкам тепловых сетей, а так же строительство магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей.

Все мероприятия, запланированные для включения в тариф, приходится на перекладку существующих тепловых сетей, а так же на строительство магистральных тепловых сетей для обеспечения надёжности теплоснабжения потребителей

Стоимость мероприятий по модернизации тепловых сетей теплоснабжения составит для ГО г. Кирово-Чепецк за расчетный период 2013 – 2033 гг. в ценах 2012 г. **2 685,7 млн. руб. с НДС.**

Стоимость мероприятий по модернизации источников теплоснабжения составит для ГО г. Кирово-Чепецк за расчетный период 2013 – 2033 гг. в ценах 2012 г. составит **505,027 млн. руб. с НДС.**

Структура затрат на проведение запланированных мероприятий представлена на рис.6.1-2.



Рис. 6.1-2. Структура затрат на проведение мероприятий

Благодаря проведенным мероприятиям потери тепловой энергии сократятся в течение расчетного периода 2013 – 2033 гг.

Динамика роста прогнозируемых потерь тепловой энергии в тепловых сетях без реализации мероприятий и с реализацией мероприятий отображена на рис. 6.1-3. Реализация мероприятий позволит снизить тепловые потери до уровня 7,5 – 8,5 % от отпускаемой с ТЭЦ тепловой энергии. Без реализации мероприятий по перекладке трубопроводов тепловых сетей потери составят 23 - 25 % от отпускаемой тепловой энергии.

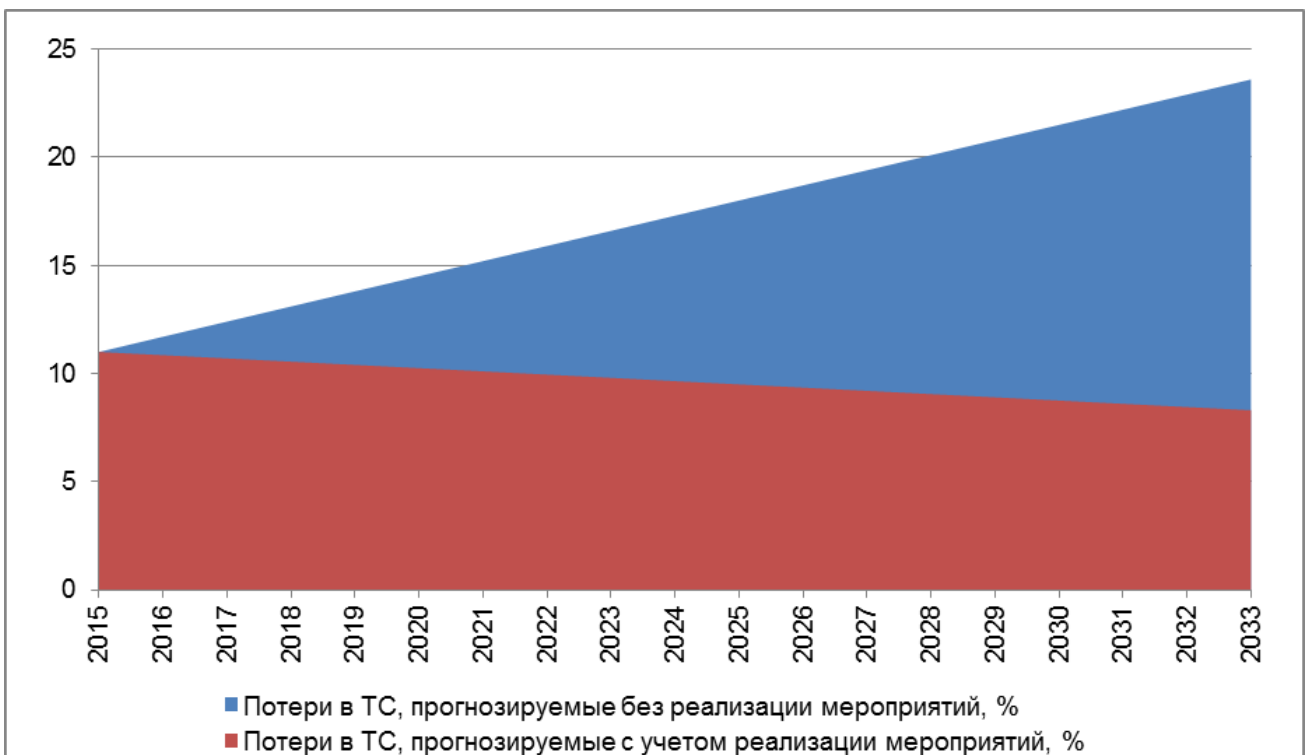


Рис. 6.1-3. Прогнозируемые потери тепловой энергии в тепловых сетях без реализации мероприятий и с реализацией мероприятий

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.

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

1) обеспечение доступности тепловой энергии (мощности), 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. N 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».

В связи с вышеизложенным, предлагаем рассматривать рост основных тарифов (тепловая энергия, электроэнергия, природный газ, тарифы управляющих компаний и т.д.) в совокупности.

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».

6.2. Рекомендации по использованию источников финансирования.

6.2.1. Погашение затрат на модернизацию системы теплоснабжения за счет снижения роста тарифов, составляющих совокупный платеж за коммунальные услуги

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.

Проведен анализ роста основных составляющих совокупного платежа за коммунальные услуги МО г. Кирово-Чепецк за период 2010 – 2013 гг.

Исходные данные для анализа опубликованы на сайте Кировской региональной службы по тарифам.

Результаты анализа приведены на рис. 6.2.1-1.

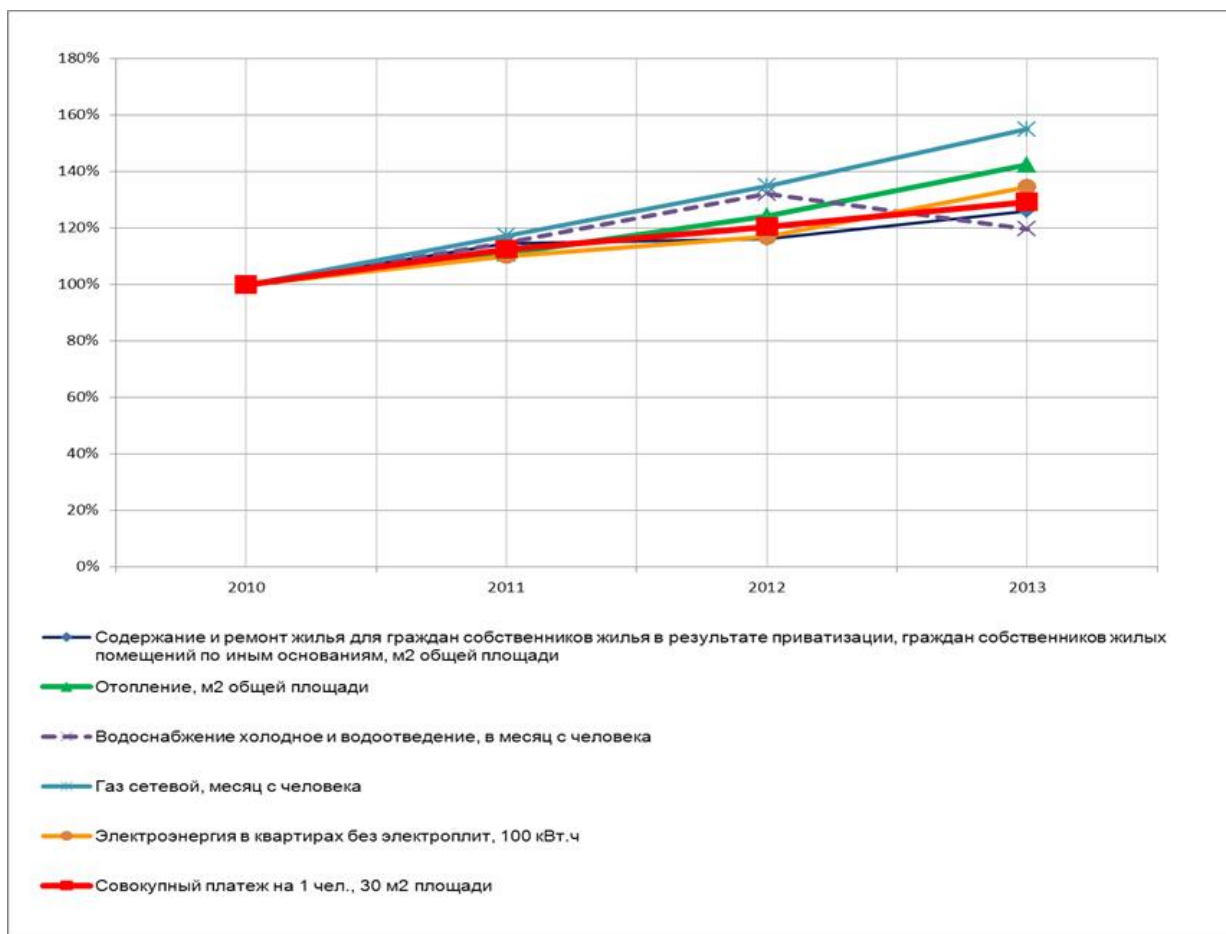


Рис. 6.2.1-1. Сравнение динамики роста тарифов на основные составляющие совокупного коммунального платежа

Очевидно, что наиболее динамично растет тариф на природный газ, отопление (тариф конечного потребителя), электроэнергия.

В качестве одного из вариантов финансирования модернизации системы теплоснабжения ГО г. Кирово-Чепецк рассмотрено погашение затрат и получение необходимой прибыли теплосетевой организацией ОАО «КТК» за счет повышения тарифа на тепловую энергию и снижения роста тарифов других составляющих совокупного платежа на коммунальные услуги:

- Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в результате приватизации, граждан собственников жилых помещений по иным основаниям, м² общей площади
- Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м² общей площади
- Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека
- Газ сетевой, месяц с человека
- Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч.

Рассчитан совокупный ежемесячный платеж за коммунальные услуги (из расчета 30м² площади на 1 человека , 200 кВт/ч в месяц) для двух вариантов роста составляющих совокупного платежа **на период 2014 – 2023 гг:**

- 1) одинаковый рост для всех составляющих совокупного платежа
- 2) наибольший рост для составляющей на отопление и ГВС

При этом совокупный платеж по варианту 1 равен совокупному платежу по варианту 2.

Динамика тарифов составляющих совокупный платеж за коммунальные услуги по двум вариантам развития приведена в таблицах 6.2.1-1 и 6.2.1-2.

Таблица 6.2.1-1.

Показатель	Средняя цена (тариф) в декабре 2014 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2015 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2016 г.			
	рост	прирост абс.	прирост относит. 2013 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2013г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2013 г.	прирост относит. пред. года
Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в рез. приватизации, граждан собственников жилых помещ. по иным основаниям, м ² общ. площ.	17,77	1,0056	106%	6%	18,83	1,07	112%	6%	19,96	1,13	119%	6%
Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м ² общей площади	13,59	0,7692	106%	6%	14,40	0,82	112%	6%	15,27	0,86	119%	6%
Отопление, м ² общ. площ.	26,89	1,5222	106%	6%	28,51	1,61	112%	6%	30,22	1,71	119%	6%
Отопление, Гкал	1385,23	78,4092	106%		1468,34	83,11375	112%		1556,44	88,10	119%	
Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека	234,62	13,2804	106%	6%	248,70	14,08	112%	6%	263,62	14,92	119%	6%
Водоснабжение горячее, месяц с человека	327,20	18,5208	106%	6%	346,83	19,63	112%	6%	367,64	20,81	119%	6%
Газ сет., месяц с человека	76,55	4,3332	106%	6%	81,15	4,59	112%	6%	86,02	4,87	119%	6%
Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч	313,76	17,76	106%	6%	332,59	18,83	112%	6%	352,54	19,96	119%	6%
Совокупный платеж на 1 чел., 30 м ² площ., 200 кВт/ч	3327,06	188,3244	106%	6%	3526,69	199,62	112%	6%	3738,29	211,60	119%	6%

Показатель	Средняя цена (тариф) в декабре 2017 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2018 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2019 г.			
	рост	прирост абс.	прирост относит. 2013 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2013 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2013 г.	прирост относит. пред. года
Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в рез. приватизации, граждан собственников жилых помещ. по иным основаниям, м ² общ. площ.	21,16	1,20	126%	6%	22,43	1,27	134%	6%	23,77	1,35	142%	6%
Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м ² общей площади	16,18	0,92	126%	6%	17,16	0,97	134%	6%	18,19	1,03	142%	6%
Отопление, м ² общ. площ.	32,03	1,81	126%	6%	33,95	1,92	134%	6%	35,99	2,04	142%	6%
Отопление, Гкал	1649,83	93,39	126%	6%	1748,82	98,99	134%	6%	1853,75	104,93	142%	6%
Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека	279,44	15,82	126%	6%	296,20	16,77	134%	6%	313,98	17,77	142%	6%
Водоснабжение горячее, месяц с человека	389,70	22,06	126%	6%	413,08	23,38	134%	6%	437,87	24,79	142%	6%
Газ сет., месяц с человека	91,18	5,16	126%	6%	96,65	5,47	134%	6%	102,45	5,80	142%	6%
Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч	373,69	21,15	126%	6%	396,11	22,42	134%	6%	419,88	23,77	142%	6%
Совокупный платеж на 1 чел., 30 м ² площ., 200 кВт/ч	3962,59	224,30	126%	6%	4200,34	237,76	134%	6%	4452,36	252,02	142%	6%

Показатель	Средняя цена (тариф) в декабре 2020 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2021 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2022 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2023 г.			
	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред- года	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред- года	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред- года	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред- года
Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в рез. приватизации, граждан собственников жилых помещ. по иным основаниям, м ² общ. площ.	25,20	1,43	150%	6%	26,71	1,51	159%	6%	28,32	1,60	169%	6%	30,01	1,70	179%	6%
Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м ² общей площади	19,28	1,09	150%	6%	20,43	1,16	159%	6%	21,66	1,23	169%	6%	22,96	1,30	179%	6%
Отопление, м ² общ. площ.	38,15	2,16	150%	6%	40,44	2,29	159%	6%	42,86	2,43	169%	6%	45,43	2,57	179%	6%
Отопление, Гкал	1964,9	111,22	150%	6%	2082,8	117,90	159%	6%	2207,8	124,97	169%	6%	2340,3	132,47	179%	6%
Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека	332,81	18,84	150%	6%	352,78	19,97	159%	6%	373,95	21,17	169%	6%	396,39	22,44	179%	6%
Водоснабжение горячее, месяц с человека	464,14	26,27	150%	6%	491,99	27,85	159%	6%	521,51	29,52	169%	6%	552,80	31,29	179%	6%
Газ сет., месяц с человека	108,59	6,15	150%	6%	115,11	6,52	159%	6%	122,01	6,91	169%	6%	129,34	7,32	179%	6%
Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч	445,07	25,19	150%	6%	471,78	26,70	159%	6%	500,09	28,31	169%	6%	530,09	30,01	179%	6%
Совокупный платеж на 1 чел., 30 м ² площ., 200 кВт/ч	4719,5	267,14	150%	6%	5002,6	283,17	159%	6%	5302,8	300,16	169%	6%	5621	318,17	179%	6%

Таблица 6.2.1-2.

Показатель	Средняя цена (тариф) в декабре 2014 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2015 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2016 г.			
	рост	прирост абс.	прирост относит. 2010 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2010 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2010 г.	прирост относит. пред. года
Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в рез. приватизации, граждан собственников жилых помещ. по иным основаниям, м ² общ. площ.	17,60	0,84	105%	5%	18,30	0,70	109%	4%	19,22	0,92	115%	5%
Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м ² общей площади	13,46	0,64	105%	5%	14,00	0,54	109%	4%	14,70	0,70	115%	5%
Отопление, м ² общ. площ.	28,41	3,04	112%	12%	31,97	3,55	126%	13%	35,48	3,52	140%	11%
Отопление, Гкал	1463,64	156,82	112%		1646,59	182,95	126%		1827,72	181,13	140%	
Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека	232,41	1107	105%	5%	241,70	9,30	109%	4%	253,79	12,09	115%	5%
Водоснабжение горячее, месяц с человека	345,72	37,04	112%	12%	388,94	43,22	126%	13%	431,72	42,78	140%	11%
Газ сет., месяц с человека	73,66	1,44	102%	2%	75,14	1,47	104%	2%	76,64	1,50	106%	2%
Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч	301,92	5,92	102%	2%	307,96	6,04	104%	2%	314,12	6,16	106%	2%
Совокупный платеж на 1 чел., 30 м ² площ., 200 кВт/ч	3341,76	203,02	106%	6%	3557,68	215,92	113%	6%	3786,47	228,79	121%	6%

Показатель	Средняя цена (тариф) в дек. 2017 г.				Средняя цена (тариф) в дек. 2018 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2019 г.			
	рост	прирост абс.	прирост относит. 2010 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2010 г.	прирост относит. пред. года	рост	прирост абс.	прирост относит. 2010 г.	прирост относит. пред. года
Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в рез. приватизации, граждан собственников жилых помещ. по иным основаниям, м ² общ. площ.	20,18	0,96	120%	5%	21,19	1,01	126%	5%	22,14	0,95	132%	4%
Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м ² общей площади	15,43	0,73	120%	5%	16,21	0,77	126%	5%	16,94	0,73	132%	4%
Отопление, м ² общ. площ.	39,28	3,80	155%	11%	43,40	4,12	171%	11%	47,96	4,56	189%	11%
Отопление, Гкал	2023,28	195,57	155%		2235,7	212,44	171%		2470,48	234,75	189%	
Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека	266,48	12,69	120%	5%	279,80	13,32	126%	5%	292,39	12,59	132%	4%
Водоснабжение горячее, месяц с человека	477,91	46,19	155%	11%	528,09	50,18	171%	11%	583,54	55,45	189%	11%
Газ сет., месяц с человека	78,17	1,53	108%	2%	79,74	1,56	110%	2%	81,33	1,59	113%	2%
Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч	320,40	6,28	108%	2%	326,81	6,41	110%	2%	333,34	6,54	113%	2%
Совокупный платеж на 1 чел., 30 м ² площ., 200кВт/ч	4030,51	244,04	128%	6%	4291,9	261,44	137%	6%	4568,39	276,45	146%	6%

Показатель	Средняя цена (тариф) в декабре 2020 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2021 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2022 г.				Средняя цена (тариф) в декабре 2023 г.			
	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред- годом	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред- годом	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред- годом	рост	при- рост абс.	при- рост отно- сит. 2010 г.	при- рост отно- сит. пред- годом
Содержание и ремонт жилья для граждан собственников жилья в рез. приватизации, граждан собственников жилых помещ. по иным основаниям, м ² общ. площ.	23,03	0,89	137%	4%	23,95	0,92	143%	4%	24,90	0,96	149%	4%	25,88	0,97	154%	4%
Услуги по организации и выполнению работ по эксплуатации домов ЖК, ЖСК, ТСЖ, м ² общей площади	17,61	0,68	137%	4%	18,32	0,70	143%	4%	19,05	0,73	149%	4%	19,74	0,69	154%	4%
Отопление, м ² общ. площ.	53,00	5,04	209%	11%	58,51	5,51	231%	10%	64,36	5,85	254%	10%	70,80	6,44	279%	10%
Отопление, Гкал	2729,	259,40	209%		3013,	283,91	231%		3315,	301,38	254%		3647	331,52	279%	
Водоснабжение холодное и водоотведение, в месяц с человека	304,1	11,70	137%	4%	316,3	12,16	143%	4%	328,9	12,65	149%	4%	340,7	11,84	154%	4%
Водоснабжение горячее, месяц с человека	644,8	61,27	209%	11%	711,9	67,06	231%	10%	783,1	71,19	254%	10%	861,4	78,31	279%	10%
Газ сет., месяц с человека	82,96	1,63	115%	2%	84,62	1,66	117%	2%	86,31	1,69	120%	2%	88,04	1,73	122%	2%
Электроэнергия в квартирах без электроплит, 100 кВт.ч	340,0	6,67	115%	2%	346,8	6,80	117%	2%	353,8	6,94	120%	2%	360,8	7,07	122%	2%
Совокупный платеж на 1 чел., 30 м ² площ., 200 кВт/ч	4861	292,56	155%	6%	5176	315,40	165%	6%	5509	332,58	176%	6%	5864	355,89	187%	6%

Для расчетов таблиц 6.2.1-1 и 6.2.1-2 использованы данные, опубликованные на сайте Кировской региональной службы по тарифам.

Сравнение динамики роста тарифов, составляющих совокупный платеж граждан за коммунальные услуги представлен на рис. 6.2.1-1 и 6.2.1-2.

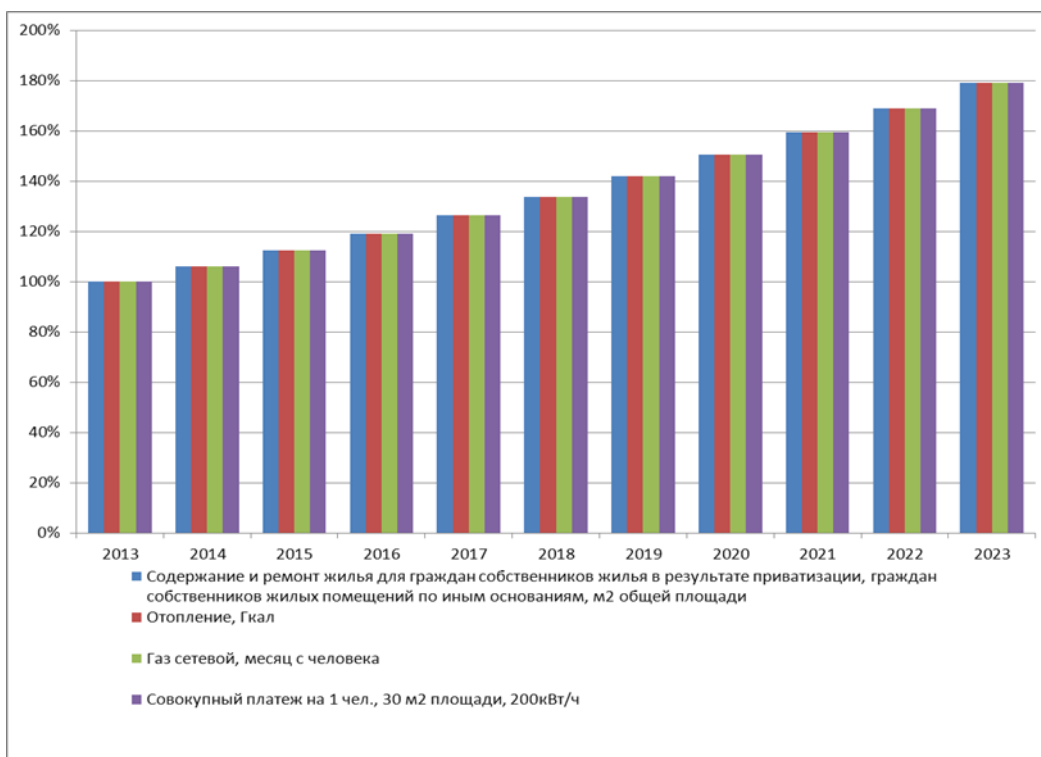


Рис. 6.2.1-1.Рост тарифов по варианту 1.

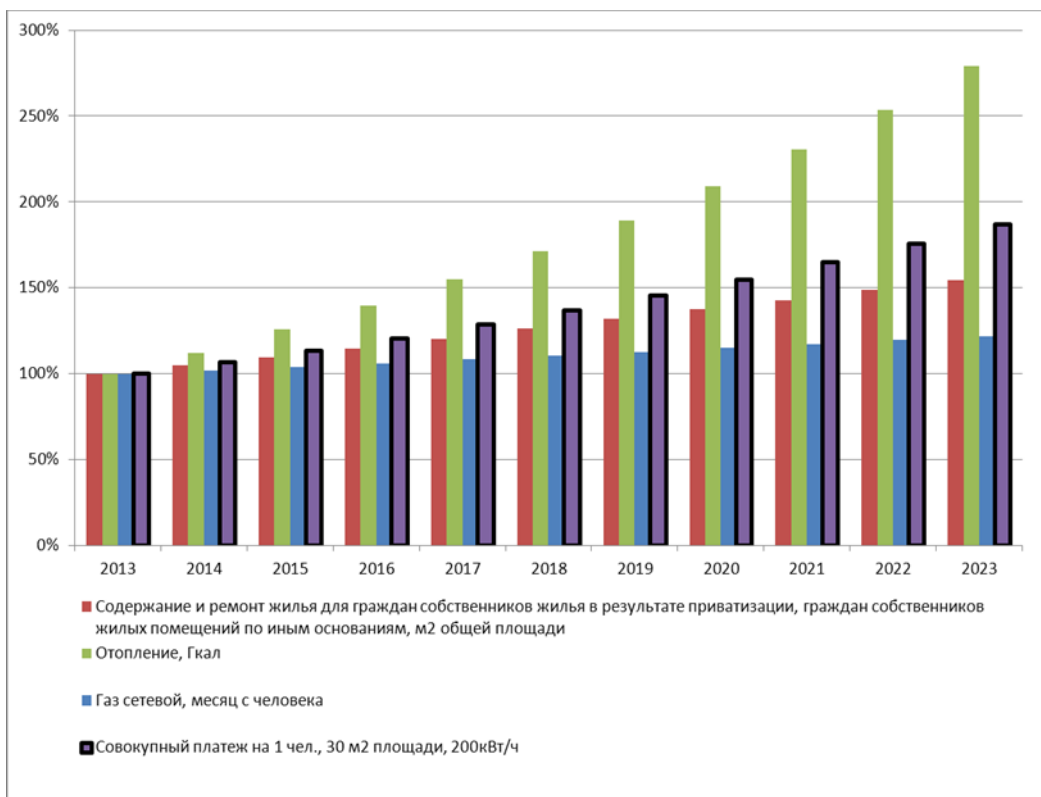


Рис. 6.2.1-2. Рост тарифов по варианту 2

Изменения динамики роста тарифов позволит получить дополнительный доход теплосетевой организации ОАО «КТК».

Расчет дополнительно полученных денежных средств от применения тарифа по варианту 1 и варианту 2 приведен в таблице 6.2.1-3.

Таблица 6.2.1-3.

Показатель	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Отпуск ТЭ по г. Кирово-Чепецк	тыс. Гкал	729,0	729	749	730	732	735	737	738	740	742	744
себестоимость 1 Гкал по в. 1	руб/Гкал	1307	1385	1468	1556	1650	1749	1854	1965	2083	2208	2340
стоимость 1 Гкал по в. 2	руб/Гкал	1307	1464	1647	1828	2023	2236	2470	2730	3014	3315	3647
Выручка по В. 1	млн. руб.	0	30	63	98	136	176	237	284	335	390	448
Выручка по В. 2	млн. руб.	953	1010	1100	1136	1208	1285	1366	1450	1541	1638	1741
Экономия за счет сниж. роста тарифов на прир. газ и э/э.	млн. руб.	953	1067	1233	1334	1481	1643	1821	2015	2230	2460	2713
Дополнительно полученные средства (В.2 - В.1 + экономия)	млн. руб.	0	87	196	296	409	534	691	849	1024	1211	1420
ИТОГО за период 2014 – 2023 гг.												5297,1
ИТОГО за период 2014 – 2023 гг. (б/НДС)												4489,1
ИТОГО за период 2014 – 2023 гг. (без обслуживания долга, и "рисков" инвестора)												2244,5
ИТОГО за период 2014 – 2023 гг. (приходящиеся на транспортировку ТЭ)												1122,2

Таким образом, используя такой подход к росту тарифов по ГО г. Кирово-Чепецк можно получить 1 122,2 млн. руб. (без НДС) дополнительных средств на модернизацию системы теплоснабжения ГО г. Кирово-Чепецк, не увеличивая при этом совокупный платеж за коммунальные услуги для граждан, что составит 38% от финансовых потребностей на реализацию мероприятий по сценарию 2 (табл. 5.20)

Такая динамика изменения тарифов позволит покрыть дефицит собственных средств ОАО «КТК» за период 2014 - 2023 гг.

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».

6.2.2. Тариф альтернативной котельной

Надежность теплоснабжения в отрасли снижается в связи с высоким износом оборудования и сокращением когенерации. А текущий уровень тарифов делает рынок тепла непривлекательным для инвесторов.

В части регулирования в сфере теплоснабжения Минэнерго предлагает ряд мер, направленных на повышение привлекательности этого рынка для инвесторов (введение тарифа альтернативной котельной, тарифное регулирование, долгосрочные договорные отношения на поставку тепловой энергии).

Переход в ближайшие годы к новой модели рынка теплоснабжения позволит обеспечить остро необходимый приток инвестиций, передать ответственность за отрасль квалифицированным инвесторам и планомерно повышать надежность и качество теплоснабжения.

С этой целью Минэнерго разработан Проект ФЗ "О внесении изменений в Федеральный закон «О теплоснабжении» и иные Федеральные законы по вопросам совершенствования системы отношений в сфере теплоснабжения", опубликованный на сайте Минэнерго (minenergo.gov.ru/documents/razrabotka/17326.html).

В сфере теплоснабжения в настоящее время наблюдается целый ряд нерешенных проблем. Накопленный высокий износ основных производственных фондов приводит к увеличению числа повреждений объектов теплоснабжения и аварий, росту потерь тепловой энергии при ее передаче, общему снижению уровня надежности и качества теплоснабжения, горячего водоснабжения. Для кардинального изменения ситуации нужны масштабные инвестиции в модернизацию оборудования, окупаемость которых практически невозможна в существующих условиях из-за сдерживания роста регулируемых цен (тарифов), снижения полезного отпуска тепловой энергии в результате ухода потребителей из централизованного теплоснабжения, недовольных негибкой ценовой политикой, а низкая платежная дисциплина потребителей тепловой энергии дополнительно снижает возможности для своевременной модернизации оборудования. Привлечь стороннего инвестора в рамках сложившейся системы отношений не удается из-за высоких регуляторных рисков. При этом у самих участников рынка нет инструментов и экономических стимулов заниматься решением накопленных проблем: в системе теплоснабжения нет единого ответственного за надежность и качество теплоснабжения, а у потребителей нет адекватных механизмов, позволяющих добиваться компенсации при нарушениях и требовать улучшения ситуации.

Самые эффективные по технологии участники рынка тепловой энергии – источники, функционирующие в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, находятся в особо сложном положении из-за наличия перекрестного субсидирования между двумя рынками с разным порядком ценообразования: регулируемые тарифы на тепловую энергию для них зачастую занижаются, а нерегулируемые цены на рынке электрической энергии и мощности в силу его специфики не позволяют покрыть эти убытки. В результате наиболее технологически эффективные источники, в частности, по показателям использования топлива, оказываются экономически невыгодными.

Выходом из создавшегося положения со всеми вышеперечисленными проблемами может стать принципиальное изменение подхода к системе отношений и к модели ценообразования в сфере теплоснабжения.

В качестве справедливой цены для конечных потребителей в зоне деятельности единой теплоснабжающей организации предлагается рассматривать цену тепловой энергии (мощности), определяемую исходя из минимальной стоимости тепловой энергии (мощности), которую можно произвести и поставить потребителям с использованием наилучших доступных технологий (далее – индикативный уровень цены на тепловую энергию (мощность)).

Внедрение новой системы отношений предлагается осуществлять на всей территории Российской Федерации с использованием переходного периода, который связан с постепенным доведением регулируемых тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, до индикативного уровня цены на тепловую энергию (мощность). Переходный период устанавливается с 1 июля 2014 года до достижения одной из более поздних дат: дата достижения индикативного уровня цены на тепловую энергию (мощность) или 1 января 2016 года. По завершении указанного переходного периода индикативный уровень цены на тепловую энергию (мощность) становится предельным уровнем нерегулируемой цены для потребителей. При этом Правительством РФ по предложению уполномоченного органа власти субъекта РФ могут быть определены территории, на которых сохранится действующая система регулирования цен (тарифов) для всех участников процесса теплоснабжения (далее – регулируемые зоны

теплоснабжения). Законопроектом устанавливаются критерии, при соответствии которым территории РФ могут быть отнесены к регулируемым зонам теплоснабжения.

Для решения поставленных задач законопроектом предлагаются следующие изменения.

1. Изменения в Федеральный закон от 27.07.2010 № 190-ФЗ «О теплоснабжении»:

1) Ускорение назначения единой теплоснабжающей организации (далее – ЕТО), изменение ее роли.

2) Изменение принципов ценообразования в сфере теплоснабжения:

а) с 1 июля 2014 г. предусматривается полная отмена регулирования цен (за исключением объемов, поставляемых населению) в следующих случаях:

- на производимый, передаваемый и поставляемый пар, как в виде тепловой энергии, так и в виде теплоносителя;

- в отношении потребителей, теплопотребляющие установки которых технологически соединены с источником тепловой энергии непосредственно или через тепловую сеть, принадлежащую на праве собственности или ином законном основании теплоснабжающей организации, владеющей таким источником тепловой энергии, или потребителю, и указанные объекты не имеют иного технологического соединения с системой теплоснабжения, входящей в зону деятельности ЕТО (потребитель на коллекторах).

- в отношении потребителей, которые не потребляли тепловую энергию более года (право заключить соответствующий договор у участников рынка есть только до 1 января 2015 г.).

Законопроект содержит норму, в соответствии с которой при тарифном регулировании не учитываются тарифные и экономические последствия, возникающие в связи с осуществлением деятельности по нерегулируемым ценам, то есть при отмене тарифного регулирования не должен произойти рост тарифов для остальных потребителей, в том числе из-за убытков теплоснабжающих организаций. При этом цены (тарифы), подлежащие регулированию, должны учитывать экономически обоснованные расходы и не могут быть снижены из-за доходов от нерегулируемой деятельности.

Такие изменения предоставляют возможность определения цен на отдельные товары в сфере теплоснабжения по соглашению сторон, что необходимо для предотвращения ухода потребителей от централизованного теплоснабжения на индивидуальные автономные источники теплоснабжения, наблюдаемого в настоящее время из-за отсутствия возможности договориться об иной цене, кроме как установленной регулирующим органом.

В случае возникновения разногласий по цене на товары (услуги) в указанных случаях законопроект предусматривает, что стороны применяют цену, равную тарифу на такой товар (услугу), установленный для соответствующей категории потребителей в отношении теплоснабжающей организации, а в случае если тариф не установлен, стороны или одна из сторон обращаются в орган регулирования за его установлением и применяют установленный тариф в договоре. Указанные тарифы применяются сторонами не более 3 лет и не позднее чем 1 июля 2017 года.

В законопроект включены положения, предусматривающие, что с 1 июля 2014 года тарифы на указанные выше товары (услуги) применяются исключительно в случае, когда стороны соответствующего договора не смогли достигнуть соглашения по уровню нерегулируемой цены.

б) На территориях, не отнесенных Правительством РФ к регулируемым зонам теплоснабжения, реализуется поэтапное доведение в течение переходного периода регулируемых тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям в зоне деятельности ЕТО, до индикативного уровня цены на тепловую энергию (мощность) с отменой регулирования в сфере теплоснабжения при достижении индикативного уровня с одновременным ограничением уровня цен на тепловую энергию для потребителей предельным уровнем нерегулируемых цен, равным такому индикативному уровню.

Для этого Правительство РФ должно определить параметры, используемые для расчета индикативного уровня, правила определения и порядок применения индикативного уровня цены на тепловую энергию (мощность), а также требования к определению сроков поэтапного достижения указанного индикативного уровня и правила контроля за их исполнением. ФСТ России наделяется полномочиями по определению индикативного уровня цены на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, в соответствии с правилами, утвержденными Правительством РФ, органы регулирования субъектов по согласованию с ФСТ России – по определению сроков достижения установленного индикативного уровня регулируемыми тарифами на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, но не позднее 1 января

2020 года. В случае если органы регулирования субъектов не установили указанные сроки до 1 июля 2014 года, то такие сроки должны быть установлены ФСТ России. Решение об окончании переходного периода принимается Правительством РФ на основе данных о выполнении сроков поэтапного достижения, предоставляемых в порядке, определенном Правительством РФ.

До этого срока тарифы на тепловую энергию (мощность) и услуги по передаче тепловой энергии, теплоносителя устанавливаются путем индексации тарифов 2014 года с учетом особенностей, определенных Правительством РФ.

В тех системах теплоснабжения, где текущий уровень регулируемых тарифов на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, выше индикативного уровня цены на тепловую энергию (мощность), все тарифы на товары и услуги в системе теплоснабжения фиксируются, включая тарифы на тепловую энергию (мощность), поставляемую потребителям, на момент перехода на новую модель до года, когда тарифы для потребителей сравниваются с индикативным уровнем цены на тепловую энергию (мощность) с учетом его индексации. Это обеспечит стабильность и гарантию получения денежного потока для ЕТО и, соответственно, экономические стимулы улучшать ситуацию в таких системах теплоснабжения за счет сохранения получаемой экономии от оптимизации системы теплоснабжения.

По завершении переходного периода законопроект устанавливает новый перечень нерегулируемых цен на товары и услуги в сфере теплоснабжения на территориях, не отнесенных к регулируемым зонам теплоснабжения. В том числе исключается услуга по поддержанию резервируемой тепловой мощности как избыточная, а также:

- отменяется регулирование закупочных цен на тепловую энергию и услуг по передаче тепловой энергии, а также полностью отменяется плата за подключение к системам теплоснабжения;
- отменяется регулирование цен (тарифов) на теплоноситель в закрытых системах горячего водоснабжения;
- в открытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения) сохраняется регулирование цен (тарифов) на теплоноситель для потребителей, а расчет тарифов на горячую воду, осуществляется ЕТО по формуле, установленной ФСТ России, в виде двухкомпонентных тарифов с использованием компонента на теплоноситель и компонента на тепловую энергию (различный подход к ценообразованию обусловлен технологическими особенностями использования и приготовления теплоносителя в открытых и закрытых системах теплоснабжения (горячего водоснабжения)).

При наличии разногласий по вопросу определения нерегулируемых цен ЕТО и (или) теплоснабжающая (теплосетевая) организация вправе однократно обратиться в порядке, установленном Правительством РФ, в орган регулирования, с заявлением об установлении на срок не более 3 лет тарифа (цены) на соответствующий товар (услугу). При этом срок действия договора должен соответствовать сроку, на который установлен тариф.

3) Законопроект вводит новую систему ответственности ЕТО за надежность и качество теплоснабжения, горячего водоснабжения:

При невыполнении ЕТО обязательств по надежности и качеству теплоснабжения, горячего водоснабжения у потребителей, ЕТО обязана начислить и выплатить каждому потребителю компенсацию, сравнимую с затратами на альтернативное теплоснабжение, горячее водоснабжение.

На территориях, не отнесенных к регулируемым зонам теплоснабжения, новая адресная система компенсации вводится взамен системы, предусмотренной действующим законодательством, которая не учитывала влияние нарушений показателей надежности и качества на стоимость тепловой энергии для конкретного пострадавшего потребителя. Законопроектом предусматривается поэтапное увеличение компенсации, выплачиваемой потребителю при нарушении надежности и качества, синхронно со сроками достижения уровня индикативной цены на тепловую энергию.

На территориях, отнесенных к регулируемым зонам теплоснабжения, новая система надежности и качества теплоснабжения, горячего водоснабжения применяется совместно с существующей моделью, но без учета нарушения организациями показателей надежности и качества поставляемых товаров, оказываемых услуг, при расчете тарифов для указанных организаций.

Законопроект предусматривает перенос положений, связанных с надежностью и качеством горячего водоснабжения с использованием открытых систем теплоснабжения (горячего водоснабжения) и закрытых систем горячего водоснабжения, из законодательства о водоснабжении и водоотведении в законодательство о теплоснабжении. Исключение составляют нормы

о производственном контроле горячей воды, которые остаются в законодательстве о водоснабжении и водоотведении. Для этого законопроектом также предусмотрены изменения в Федеральный закон от 07.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении».

Также в целях введения новой системы ответственности ЕТО за обеспечение надежности и качества теплоснабжения, горячего водоснабжения повышаются требования к публичности деятельности ЕТО, дополняется перечень существенных условий договоров теплоснабжения и (или) поставки горячей воды, оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя, поставки тепловой энергии, теплоносителя.

4) Изменение функционала ЕТО:

а) на всех территориях Российской Федерации сразу с вступлением в силу положений законопроекта ЕТО становится единым в зоне своей деятельности закупщиком и поставщиком товаров и услуг, а также наделяется функциями по распределению объемов тепловой энергии между источниками тепловой энергии в соответствии с критериями, определенными Правительством РФ.

б) на территориях, не отнесенных Правительством РФ к регулируемым зонам теплоснабжения, после окончания переходного периода ЕТО передаются функции по распределению мощности между источниками тепловой энергии, которое до этого осуществляется в схемах теплоснабжения, по согласованию вывода объектов теплоснабжения из эксплуатации, а также ЕТО предоставляется право инициировать приостановление вывода объектов теплоснабжения из эксплуатации на срок не более 3 лет с условием компенсации собственнику возникающих в связи с этим убытков в порядке, установленном Правительством РФ. Орган местного самоуправления и потребитель исключаются из процедуры согласования, сохраняется необходимость уведомлять их о планируемом выводе.

5) В целях усиления ответственности ЕТО по договорам поставки тепловой энергии (мощности) и (или) теплоносителя (договорам оказания услуг по передаче тепловой энергии, теплоносителя) законопроектом вводится право теплоснабжающих (теплосетевых) организаций в одностороннем порядке отказаться от исполнения договора в случае ненадлежащего исполнения ЕТО обязательств по оплате, при условии заблаговременного уведомления органов местного самоуправления о планируемом отказе с указанием причин, даты и времени такого отказа.

6) В целях усиления защиты интересов потребителей вводится обязанность собственника объектов теплоснабжения и (или) лица, владеющего ими на праве оперативного управления или праве хозяйственного ведения, переданных в аренду или концессию, по осуществлению контроля за надлежащим исполнением арендатора или концессионера своих обязательств перед потребителями и (или) субъектами теплоснабжения, а также устанавливается субсидиарная ответственность собственника объектов теплоснабжения и (или) лица, владеющего ими на праве оперативного управления или праве хозяйственного ведения, за не надлежащее исполнение арендатором или концессионером своих обязательств. Соответствующие изменения вносятся и в Федеральный закон от 21.07.2005 № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях».

2. Изменения в Федеральный закон от 23.11.2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» направлены на усиление требований к уровню оснащенности приборам учета тепловой энергии. А именно, исключается возможность в отношении объектов с максимальным объемом потребления тепловой энергии менее 0,2 Гкал/ч не устанавливать приборы учета. При этом Правила коммерческого учета тепловой энергии должны предусматривать упрощенные требования к учету тепловой энергии в отношении таких объектов.

3. Изменения в Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях с целью установления ответственности за нарушение правил организации теплоснабжения и манипулирование ценами на товары и услуги в сфере теплоснабжения субъектами, не занимающими доминирующее положение. Административная ответственность является важным механизмом контроля за ЕТО и иными участниками сферы теплоснабжения при одновременной отмене ценового регулирования.

4. Изменения в Жилищный кодекс Российской Федерации:

направлены на перенесение полномочий по установлению нормативов потребления коммунальных услуг по отоплению, горячему водоснабжению с регионального уровня на федеральный;

включают уточнение, что расчет размера платы за коммунальную услугу по отоплению, горячему водоснабжению осуществляется по ценам (тарифам), определенным в соответствии с законодательством в сфере теплоснабжения.

5. Изменения в Федеральный закон от 7.12.2011 № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении» вносятся с целью синхронизации изменений в закон «О теплоснабжении» с законодательством о водоснабжении и водоотведении в части надежности и качества горячего водоснабжения.

6. Изменения в Федеральный закон от 21.07.2005 № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях» в целях установления обязанности концедента осуществлять контроль за надлежащим исполнением концессионера своих обязательств, а также в целях установления субсидиарной ответственности собственника объектов теплоснабжения и (или) лица, владеющего ими на праве оперативного управления или праве хозяйственного ведения, за ненадлежащее исполнение концессионером своих обязательств.

Минэнерго подготовило новые правила рынка тепла, которые позволят привлечь в отрасль примерно 2,5 трлн руб. до 2025 г. Тарифы на тепло для населения при этом вырастут на четверть

Минэнерго завершило работу над новыми правилами в сфере теплоснабжения, о необходимости которых в отрасли говорили еще со времен реформы Анатолия Чубайса. Проект поправок к закону «О теплоснабжении» (опубликован на сайте Минэнерго 31 декабря) предполагает постепенный переход от регулируемых тарифов на тепло к экономически обоснованным так называемым индикативным ценам. Также перестанет регулироваться цена на пар, чего давно добивались генерирующие компании и промышленность.

Новые правила приведут к существенному разовому росту тарифов на тепло для населения в большинстве регионов, следует из презентации Минэнерго. Средний рост составит 26%, в отдельных случаях цена может вырасти значительно: в Башкирии — на 104%, в Туве — на 81%, в Тюменской области — на 75%, говорится в документе. Снижение тарифов на 3, 11 и 12% ожидается только в Карелии, Краснодарском крае и Новгородской области соответственно, в Москве стоимость не изменится.

Уровень индикативных цен для крупных городов (с населением выше 500 000 человек) будет устанавливать ФСТ, для остальных — региональные власти. Он будет рассчитываться с учетом капитальных и эксплуатационных затрат на строительство новой котельной. Их определит консалтинговая компания, которую регулятор выберет на конкурсе.

«Альтернативная котельная» — это локальный источник теплоснабжения, которым потребители могут заменить сторонние теплоснабжающие организации. Ценообразование по методу «альтернативной котельной» предполагает установку предельной цены для потребителя, которая не должна превышать стоимость гигакалории, выработанной локальным источником теплоэнергии.

Порядок расчета тарифа альтернативной котельной.

Тариф альтернативной котельной рассчитывается на основе следующих данных, принципов и предположений:

- утвержденные эталонные параметры, характеризующие котельную (капитальные затраты, операционные затраты, показатели топливной эффективности);
- поправочные коэффициенты для приведения параметров к условиям соответствующего региона;
- учет возврата инвестиционного капитала в строительство котельной;
- стоимость топлива, топливного баланса тепловых источников в данном населенном пункте;
- платы за передачу по квартальным тепловым сетям.

Приведенный далее расчет опубликован на сайте <http://www.rosteplo.ru> как пример расчета тарифа альтернативной котельной:

1. Топливные затраты:

- удельный расход условного топлива:

154 кг у.т./Гкал

- коэффициент перевода теплотворной способности природного газа в условное топливо – 1,13

- собственные нужды: 2,5%

- стоимость газа 4000 руб/тыс. м²

Итого: $4000 / 1,13 * 154 * (1 + 2,5\%) = 558,76$ руб/Гкал

2. Постоянные затраты

- постоянные затраты – 0,6 млн. руб./Гкал/ч
- Итого: $0,6/(365*24*0,35) = 195,69$ руб.
- 3. Возврат капитала, прибыль, налог на прибыль
 - капитальные затраты – 7,5 млн. руб./Гкал/ч
 - плата за тех. присоединение к газовым, электрическим сетям, водопроводу – 10%
 - срок окупаемости – 10 лет
 - норма доходности – 14%
 - терминальная стоимость – 0,9
 - ставка налога на прибыль – 20%
 - ставка налога на имущество – 2%
 - Итого: с рисками 1,3 млн. руб./Гкал/ч/год
 - $1,3/(365*24*0,35) = 430$ руб./Гкал
- 4. Налог на имущество – 2%
 - $(7,5*1,1/15*0,02)/(365*24*0,35) = 38$ руб./Гкал
- 5. Квартальные сети и потери
 - затраты на содержание сетей: 125 руб/Гкал
 - потери в сетях: 12% от тарифа альтернативной котельной на коллекторах
 - Итого: $(558,76 + 195,69 + 430 + 38) * 0,12 = 146$ руб/Гкал
- 6. Итого тариф альтернативной котельной:
 - $560 + 196 + 440 + 38 + 125 + 146 = 1507$

В расчетах Минэнерго указана стоимость 1507 руб. за 1 Гкал (средний тариф по РФ 2013 г. — 1241 руб./Гкал).

При расчетах учтены риски инвестора

Чтобы не допустить резкого скачка цен, Минэнерго предлагает привести цены к индикативному уровню в течение нескольких лет, но не позднее 2020 г. **Решение о длительности переходного срока останется за регионами.** В тех населенных пунктах, где тарифы уже выше индикативной цены, их заморозят до того момента, пока они не сравняются с экономически обоснованной ценой.

По расчетам Минэнерго, для некоторых регионов до 2025 г. государству придется выделить субсидии в размере 123 млрд. руб. Но положительный эффект реформы будет масштабнее: до 2025 г. отрасль сможет привлечь 2,5 трлн. руб.

Генерирующие компании получают возможность консолидировать выручку от продажи тепла в одном регионе. Регионы должны будут выбрать единую теплоснабжающую организацию (как правило, крупная теплогенерирующая компания, которая может обеспечить теплом большинство жителей), которая будет определять политику теплоснабжения в регионе и нести ответственность за безопасность и качественное теплоснабжение потребителей.

Впрочем, в некоторых регионах правительство может сохранить регулирование по обращению местных чиновников. Исключение будет сделано для тех регионов, в которых электроэнергия от комбинированной выработки продается по регулируемым тарифам (например, на Дальнем Востоке), где государство субсидирует теплоснабжающие организации либо больше 15% в тарифах приходится на возврат инвестиций в тепло.

Проведен анализ применения тарифов на тепловую энергию, прогнозируемых по различным сценариям.

Для расчета тарифа альтернативной котельной использованы данные, рассчитанные экспертными организациями и опубликованные Минэнерго РФ.

Сценарий 1.

В случае, если уровень тарифов останется на прежнем уровне, теплоснабжающие организации не смогут извлечь из оборота значительные средства, необходимые для реконструкции тепловых сетей, модернизации основного оборудования, а так же привлечь инвесторов (при существующем уровне доходности теплоснабжающая отрасль не является привлекательной для инвесторов). **Следовательно, рост тарифов на тепловую энергию, по «сценарию 1» не сможет обеспечить потребителям должного уровня надежности и качества теплоснабжения. Кроме того, возрастет число аварий в системах теплоснабжения, а также число отказов в работе основного оборудования источников тепла. Кроме того, этот уровень тарифов не позволит большинству предприятий покрыть существующие убытки от деятельности по теплоснабжению потребителей.**

В случае принятия решения об использовании этого сценария, тариф на тепловую энергию не достигнет индикативного уровня тарифа до 2033 г.

Сравнение величин тарифов представлено на рис. 6.2.2-1.

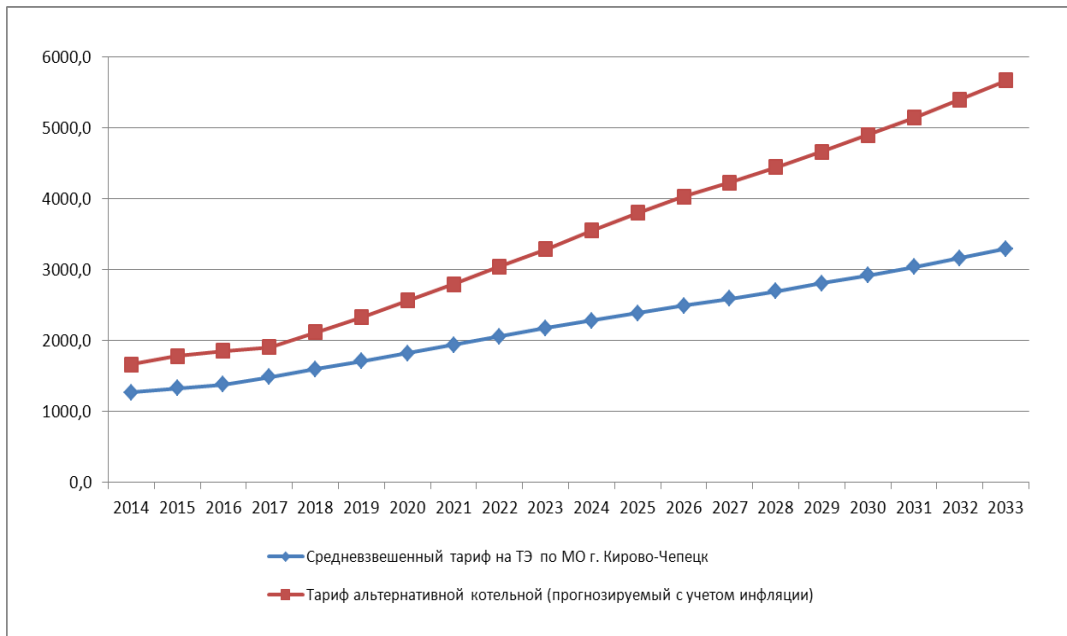


Рис. 6.2.2-1. Сравнение величин тарифов

Сценарий 2.

При увеличении тарифов в размерах, рассчитанных при разработке настоящей схемы теплоснабжения предприятия за период 2014 – 2023 гг. смогут осуществить мероприятия по реконструкции тепловых сетей, модернизации основного оборудования. Однако, реализация этих мероприятий рассчитана на период до 2033 г. Следовательно, к 2033 г. оборудование и тепловые сети устареют и для их модернизации необходим будет новый скачок в росте тарифов на тепловую энергию. Так же, этот уровень тарифов не позволит большинству предприятий покрыть существующие убытки от деятельности по теплоснабжению.

В случае принятия решения об использовании этого сценария, тариф на тепловую энергию превысит индикативный уровень тарифа на период 2017 – 2025 гг., затем произойдет уменьшение тарифа. Величина тарифа на тепловую энергию позволит теплоснабжающим предприятиям получить в течение 2014 – 2023 гг. дополнительную выручку в размере 1 323,85 млн. руб. Для сравнения – суммарный объем затрат на запланированные мероприятия составит 4 486,027 млн. руб. по теплоснабжающим предприятиям МО г. Кирово-Чепецк в целом, и по мероприятиям, включенным в тариф – 3 471,43 млн. руб.

Сравнение величин тарифов представлено на рис. 6.2.2-2.

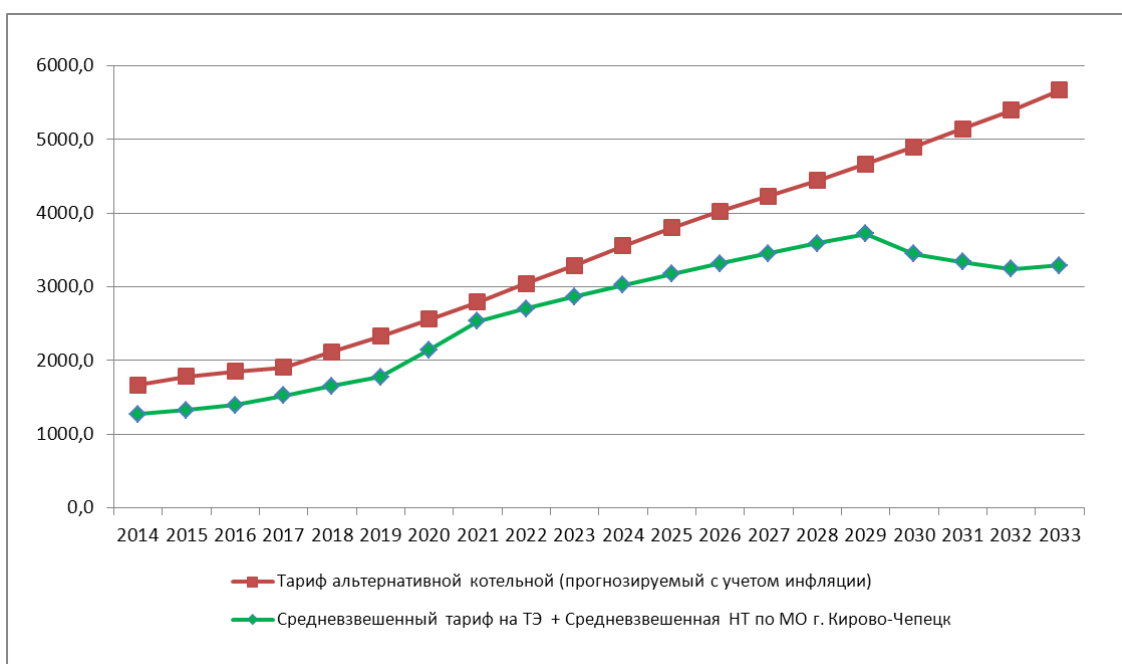


Рис. 6.2.2-2. Сравнение величин тарифов

Сценарий 3.

При увеличении тарифов до уровня тарифа альтернативной котельной, с учетом прогнозируемой инфляции, предприятия за период 2014 – 2023 гг. смогут осуществить мероприятия по реконструкции тепловых сетей, модернизации основного оборудования, обеспечить энергоэффективное производство тепловой энергии. Так же, этот уровень тарифов позволит предприятиям не только покрыть существующие убытки от деятельности по теплоснабжению, но и сделать отрасль привлекательной для внешних инвесторов.

В случае принятия решения об использовании этого сценария, тариф на тепловую энергию достигнет индикативного уровня тарифа в 2020 г.

Точка пересечения линий 1 и 2 (на рис. 6.7.) – достижение тарифом на тепловую энергию по «сценарию 3» индикативного уровня.

Величина тарифа на тепловую энергию позволит теплоснабжающим предприятиям получить в течение 2014 – 2023 гг. дополнительную выручку в размере 1 444,65 млн. руб. Для сравнения – суммарный объем затрат на запланированные мероприятия составит 4 486,027 млн. руб. с НДС по теплоснабжающим предприятиям МО г. Кирово-Чепецк в целом, и по мероприятиям, включенным в тариф – 3 471,43 млн. руб. с НДС.

Сравнение величин тарифов представлено на рис. 6.2.2-3.

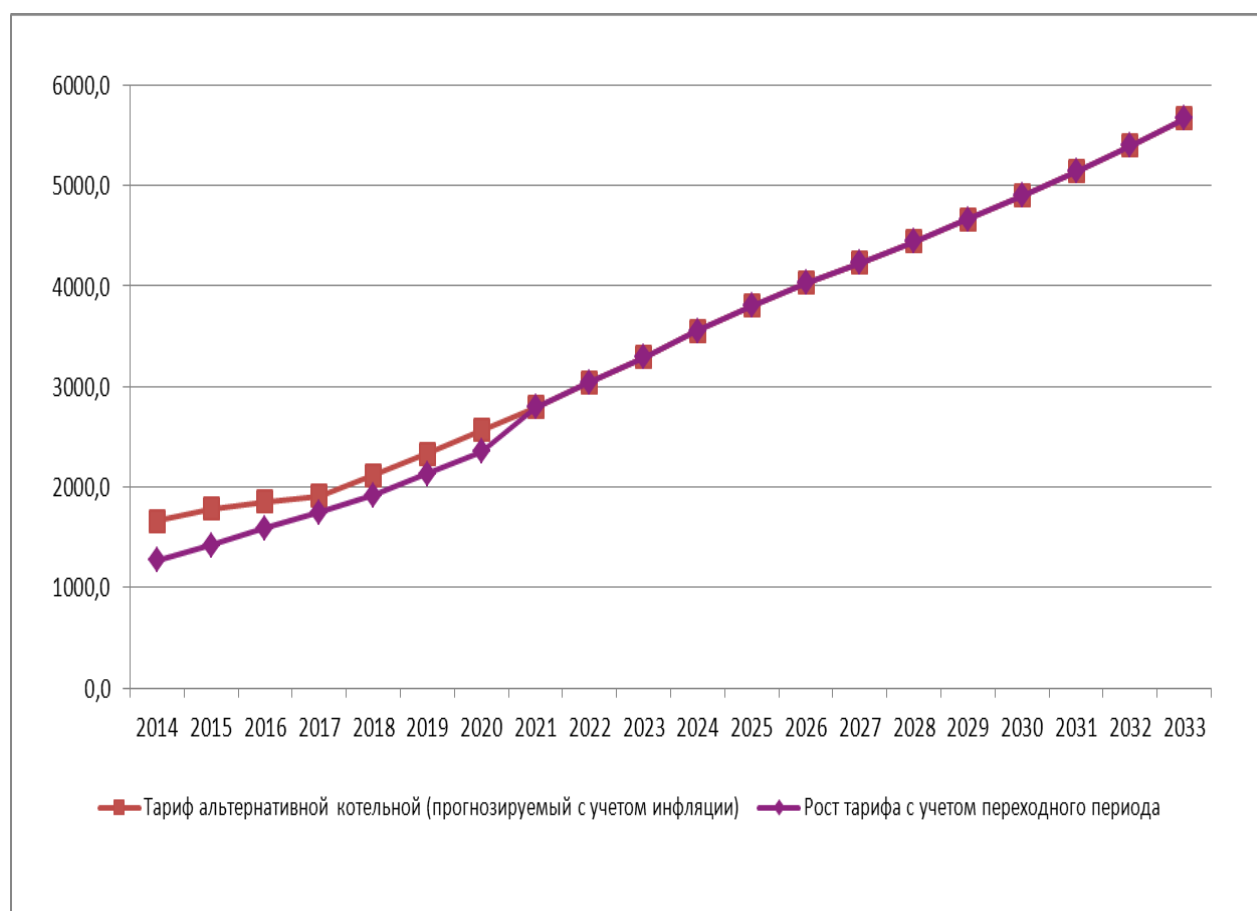


Рис. 6.2.2-3. Сравнение величин тарифов

На рис. 6.2.2-4 отображено сравнение роста тарифов на тепловую энергию по различным сценариям.

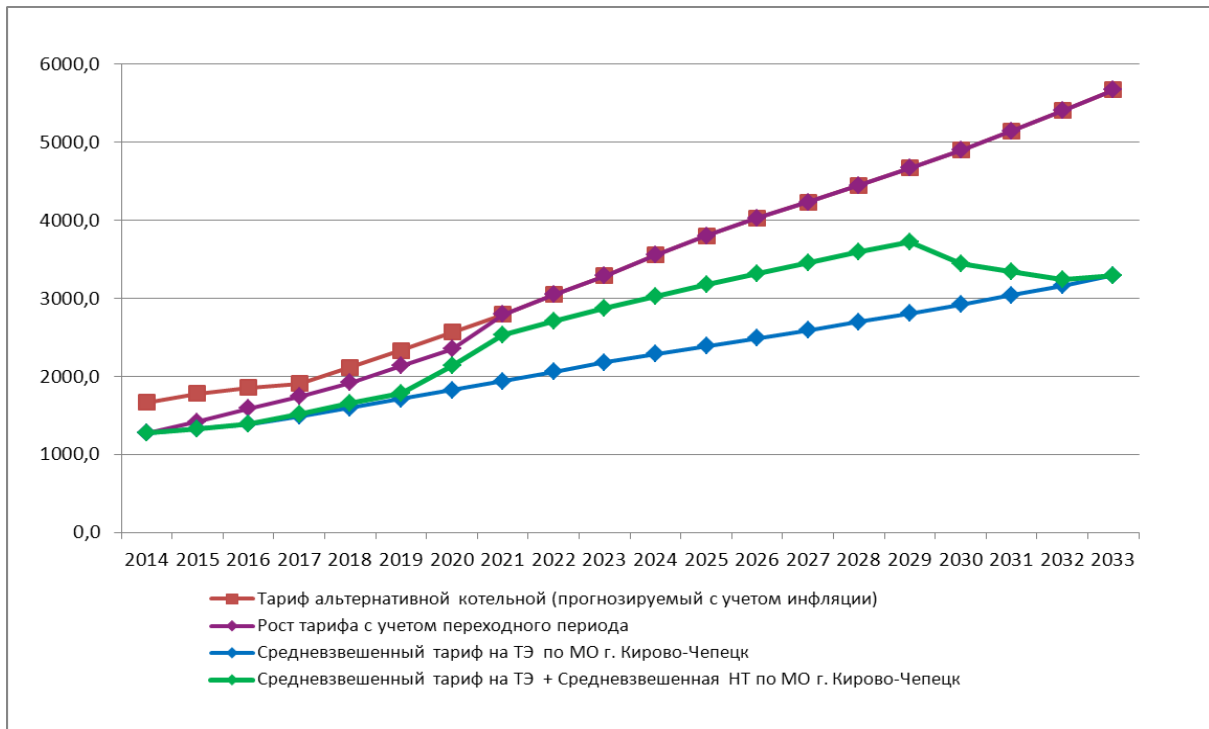


Рис. 6.2.2-4. Сравнение тарифов на тепловую энергию по различным сценариям.

На рис. 6.2.2-5 отображено сравнение сумм выручки, полученной от использования тарифов по различным сценариям.

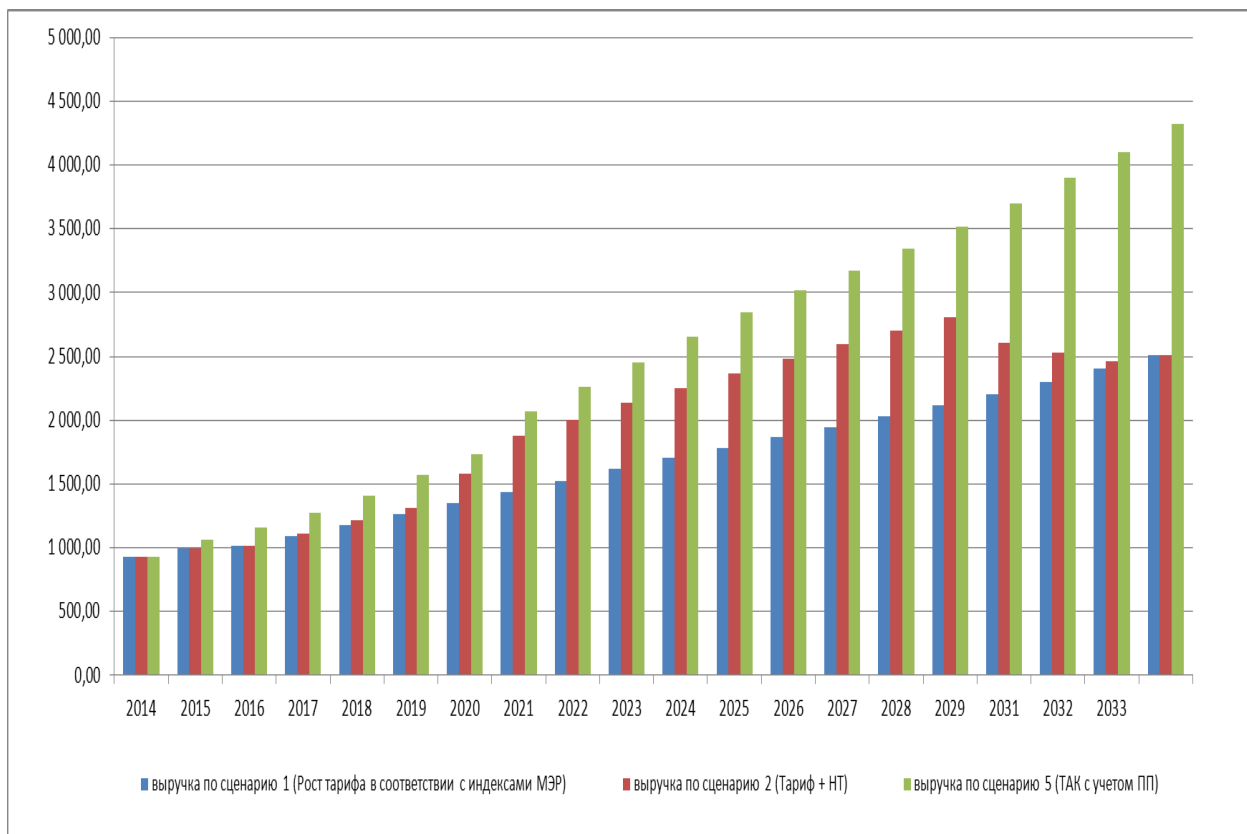


Рис. 6.2.2-5. Сравнение сумм выручки, полученной от использования тарифов по различным сценариям

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».

В соответствии с Федеральным законом от 30.12.12 г. № 291-ФЗ "О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части совершенствования регулирования тарифов в сфере электроснабжения, теплоснабжения, газоснабжения, водоснабжения и водоотведения" к полномочиям Правительства Российской Федерации, федеральных органов исполнительной власти в сфере теплоснабжения относятся:

«15.1) установление порядка расчета размера возмещения организациям, осуществляющим регулируемые виды деятельности в сфере теплоснабжения, недополученных доходов от регулируемых видов деятельности в сфере теплоснабжения за счет средств бюджетов бюджетной системы Российской Федерации в связи с принятием уполномоченными органами решений об изменении установленных долгосрочных тарифов в сфере теплоснабжения, и (или) необходимой валовой выручки теплоснабжающих организаций, теплосетевых организаций, определенной в соответствии с основами ценообразования в сфере теплоснабжения на основе долгосрочных параметров государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, и (или) долгосрочных параметров государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, а также решений об установлении долгосрочных тарифов на основе долгосрочных параметров государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, отличных от долгосрочных параметров государственного регулирования цен (тарифов) в сфере теплоснабжения, установленных органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов или в пределах переданных полномочий органом местного самоуправления поселения или городского округа либо согласованных ими в соответствии с законодательством Российской Федерации о концессионных соглашениях, в установленных настоящим Федеральным законом случаях возмещения недополученных доходов».

В табл. 6.2.2-1 приведено сравнение сумм выручки по годам по различным сценариям за период 2014 – 2023 гг.

Таблица 6.2.2-1

Показатель	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Выручка по сц. 1	млн. руб.	928,51	995,79	1 010,77	1 088,68	1 173,15	1 259,67	1 345,80	1 435,03
Выручка по сц. 2	млн. руб.	928,51	995,79	1 018,90	1 113,75	1 213,75	1 310,08	1 582,93	1 875,39
Выручка по сц. 3	млн. руб.	928,51	1 064,79	1 159,06	1 277,14	1 408,77	1 572,42	1 736,89	2 068,79
Разница С.2 - С.1	млн. руб.	0,00	0,00	8,13	25,07	40,60	50,40	237,14	440,36
Разница С.3 - С.1	млн. руб.	0,00	69,00	148,29	188,47	235,61	312,74	391,10	633,76

Продолжение таблицы 6.2.2-1

Показатель	Ед. изм.	2022	2023	ИТОГО за период 2014 – 2023 гг. (без НДС)	ИТОГО за период 2014 – 2023 гг. (без обслуживания долга, и "рисков" инвестора)	ИТОГО за период 2014 – 2023 гг. (приходящиеся на транспортировку ТЭ)	Прибыль теплоснабжающих и теплосетевых предприятий с учетом существующего уровня прибыли (0,5%)
Выручка по сц. 1	млн. руб.	2 005,19	2 135,53	12 384,60	8 669,22	3 034,23	151,71
Выручка по сц. 2	млн. руб.	2 260,78	2 447,90	14 179,83	9 925,88	3 474,06	591,54
Выручка по сц. 3	млн. руб.	477,83	515,69	15 925,05	11 147,54	3 901,64	1 019,12
Разница С.2 - С.1	млн. руб.	733,42	828,06	1 795,23	1 256,66	439,83	X
Разница С.3 - С.1	млн. руб.	2 005,19	2 135,53	3 540,45	2 478,32	867,41	X

В табл. 6.2.2-2 объединены результаты проведенных расчетов.

Таблица 6.2.2-2.

Сценарий	Сравнение суммарной выручки за период 2014 – 2023 гг. (переходный период)	Финансовые потребности для реализации сцен. 2 (табл. 5.20) без НДС	Выполнение мероприятий за период 2014 – 2023 гг. (переходный период) предположение
Сценарий 1	151,71	2 941,89	5,16%
Сценарий 2	591,54	2 941,89	20,11%
Сценарий 3	1 019,12	2 941,89	34,64%
Сценарий 4 (п. 6.2.1.)	1 122,20	2 941,89	38,15%

Очевидно, что в случае утверждения сценария 1 не потребуются привлечения дополнительных бюджетных субсидий за период 2014 – 2023 гг. Полученная прибыль сможет обеспечить 5,16% запланированных мероприятий (существующий усредненный уровень прибыли теплоснабжающих предприятий г. Кирово-Чепецк по данным анализа производственных расходов).

При утверждении сценария 2 потребуются дополнительные бюджетные субсидии до 439,83 млн. руб. за период 2014 – 2023 гг. для возмещения потребителям разницы при увеличении тарифа на тепловую энергию. Полученная прибыль сможет обеспечить 20,11% запланированных мероприятий (при существующем усредненном уровне прибыли теплоснабжающих предприятий г. Кирово-Чепецка по данным анализа производственных расходов – 0,5%).

При выборе сценария 2 теплоснабжающая отрасль становится привлекательной для внешних инвесторов.

При утверждении сценария 3 потребуются дополнительные бюджетные субсидии до 867,41 млн. руб. за период 2014 – 2023 гг. Полученная прибыль сможет обеспечить 34,64% запланированных мероприятий (при существующем усредненном уровне прибыли теплоснабжающих предприятий г. Кирово-Чепецка – 0,5%).

При выборе сценария 3 теплоснабжающая отрасль не только становится привлекательной для внешних инвесторов, но и появится возможность для финансирования мероприятий, предусмотренных сценарием 1 (см. п. 5.3. настоящего отчета).

При утверждении сценария 4 (по п. 6.2.2) за период 2014 – 2023 гг. дополнительные бюджетные субсидии не потребуются. Полученная прибыль сможет обеспечить 38,15% запланированных мероприятий (при существующем усредненном уровне прибыли теплоснабжающих предприятий г. Кирово-Чепецка – 0,5%).

При выборе сценария 4 теплоснабжающая отрасль становится привлекательной для внешних инвесторов.

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 22.02.2012 г. № 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 № 565/667 Минэнерго и Минрегион России 29.12.2012 г.
11. Государственные сметные нормативы НЦС 81-02-2012 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012 (утв. [приказом](#) Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2011 г. № 643)
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, Минфин 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. Слепченко 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. Слепченко 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.

Приложение П1.1.

Расчет стоимости перехода с открытой системы ГВС на закрытую для жилых зданий в системе теплоснабжения от Кировской ТЭЦ-3

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
2015 год									
21 МКР 21	жилой дом	0,066	1 759 500,00	11,61	87,10	9,29	108,00	8,13	116,13
21 МКР 21	жилой дом	0,066	1 649 531,25	10,89	81,65	8,71	101,25	7,62	108,87
21МКР 17	жилой дом	0,0235	1 583 600,00	3,72	27,91	2,98	34,61	2,61	37,21
21МКР 17	жилой дом	0,024	1 675 738,10	4,02	30,16	3,22	37,40	2,82	40,22
21МКР 17	жилой дом	0,025	1 668 508,62	4,17	31,28	3,34	38,79	2,92	41,71
21МКР 17	жилой дом	0,06	1 672 542,78	10,04	75,26	8,03	93,33	7,02	100,35
21МКР 17	жилой дом	0,06	1 661 777,78	9,97	74,78	7,98	92,73	6,98	99,71
21МКР 17	жилой дом	0,061	1 671 890,44	10,20	76,49	8,16	94,85	7,14	101,99
21МКР 17	жилой дом	0,061	1 649 546,88	10,06	75,47	8,05	93,58	7,04	100,62
21МКР 17	жилой дом	0,061	1 659 915,09	10,13	75,94	8,10	94,17	7,09	101,25
60 Лет Октября 1/1	жилой дом	0,12595	1 684 100,00	21,21	159,08	16,97	197,26	14,85	212,11
60 Лет Октября 1/1	жилой дом	0,12595	1 671 342,98	21,05	157,88	16,84	195,77	14,74	210,51
60 Лет Октября 1/2	жилой дом	0,0791	1 666 912,28	13,19	98,89	10,55	122,62	9,23	131,85
60 Лет Октября 1/2	жилой дом	0,0791	1 671 538,33	13,22	99,16	10,58	122,96	9,26	132,22
60 Лет Октября 1/2	жилой дом	0,0791	1 671 065,53	13,22	99,14	10,57	122,93	9,25	132,18
60 Лет Октября 1/2	жилой дом	0,0791	1 666 088,50	13,18	98,84	10,54	122,56	9,23	131,79
60 Лет Октября 10	жилой дом	0,0742	1 675 728,57	12,43	93,25	9,95	115,64	8,70	124,34
60 Лет Октября 11	жилой дом	0,03894	1 670 856,59	6,51	48,80	5,21	60,51	4,55	65,06
60 Лет Октября 11	жилой дом	0,03894	1 759 500,00	6,85	51,39	5,48	63,72	4,80	68,51
60 Лет Октября 11	жилой дом	0,03894	1 661 777,78	6,47	48,53	5,18	60,18	4,53	64,71
60 Лет Октября 11	жилой дом	0,03894	1 669 506,60	6,50	48,76	5,20	60,46	4,55	65,01
60 Лет Октября 11	жилой дом	0,03894	1 633 833,33	6,36	47,72	5,09	59,17	4,45	63,62
60 Лет Октября 12	жилой дом	0,0798	1 612 875,00	12,87	96,53	10,30	119,70	9,01	128,71
60 Лет Октября 13	жилой дом	0,07226	1 661 777,78	12,01	90,06	9,61	111,67	8,41	120,08
60 Лет Октября 13	жилой дом	0,07226	1 671 890,44	12,08	90,61	9,66	112,35	8,46	120,81
60 Лет Октября 13	жилой дом	0,07226	1 649 546,88	11,92	89,40	9,54	110,85	8,34	119,20
60 Лет Октября 16	жилой дом	0,0684	1 759 500,00	12,03	90,26	9,63	111,93	8,42	120,35
60 Лет Октября 16	жилой дом	0,0684	1 673 945,29	11,45	85,87	9,16	106,48	8,01	114,50
60 Лет Октября 17	жилой дом	0,086375	1 684 100,00	14,55	109,10	11,64	135,28	10,18	145,46
60 Лет Октября 17	жилой дом	0,086375	1 671 342,98	14,44	108,27	11,55	134,26	10,11	144,36
60 Лет Октября 17	жилой дом	0,086375	1 666 912,28	14,40	107,98	11,52	133,90	10,08	143,98
60 Лет Октября 17	жилой дом	0,086375	1 671 538,33	14,44	108,28	11,55	134,27	10,11	144,38
60 Лет Октября 17а	жилой дом	0,0695	1 671 065,53	11,61	87,10	9,29	108,01	8,13	116,14
60 Лет Октября 17а	жилой дом	0,0695	1 666 088,50	11,58	86,84	9,26	107,69	8,11	115,79
60 Лет Октября 17а	жилой дом	0,0695	1 675 728,57	11,65	87,35	9,32	108,31	8,15	116,46

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
60 Лет Октября 2	жилой дом	0,0148	1 670 856,59	2,47	18,55	1,98	23,00	1,73	24,73
60 Лет Октября 2	жилой дом	0,0416	1 759 500,00	7,32	54,90	5,86	68,07	5,12	73,20
60 Лет Октября 2	жилой дом	0,0416	1 661 777,78	6,91	51,85	5,53	64,29	4,84	69,13
60 Лет Октября 2	жилой дом	0,0416	1 669 506,60	6,95	52,09	5,56	64,59	4,86	69,45
60 Лет Октября 2/2	жилой дом	0,0749	1 633 833,33	12,24	91,78	9,79	113,81	8,57	122,37
60 Лет Октября 22	жилой дом	0,1014	1 612 875,00	16,35	122,66	13,08	152,10	11,45	163,55
60 Лет Октября 22	жилой дом	0,1014	1 661 777,78	16,85	126,38	13,48	156,71	11,80	168,50
60 Лет Октября 24	жилой дом	0,0822	1 649 546,88	13,56	101,69	10,85	126,10	9,49	135,59
60 Лет Октября 26/1	жилой дом	0,0234	1 659 915,09	3,88	29,13	3,11	36,12	2,72	38,84
60 Лет Октября 26/1	жилой дом	0,0862	1 759 500,00	15,17	113,75	12,13	141,05	10,62	151,67
60 Лет Октября 26/1	жилой дом	0,0007	1 673 945,29	0,12	0,88	0,09	1,09	0,08	1,17
60 Лет Октября 26/2	жилой дом	0,11	1 684 100,00	18,53	138,94	14,82	172,28	12,97	185,25
60 Лет Октября 26/2	жилой дом	0,11	1 671 342,98	18,38	137,89	14,71	170,98	12,87	183,85
60 Лет Октября 3/1	жилой дом	0,0385	1 666 912,28	6,42	48,13	5,13	59,68	4,49	64,18
60 Лет Октября 3/1	жилой дом	0,0385	1 671 538,33	6,44	48,27	5,15	59,85	4,50	64,35
60 Лет Октября 3/1	жилой дом	0,0385	1 671 065,53	6,43	48,25	5,15	59,83	4,50	64,34
60 Лет Октября 3/1	жилой дом	0,0385	1 666 088,50	6,41	48,11	5,13	59,65	4,49	64,14
60 Лет Октября 3/1	жилой дом	0,0385	1 675 728,57	6,45	48,39	5,16	60,00	4,52	64,52
60 Лет Октября 3/2	жилой дом	0,05575	1 672 264,46	9,32	69,92	7,46	86,70	6,53	93,23
60 Лет Октября 3/2	жилой дом	0,05575	1 670 856,59	9,32	69,86	7,45	86,63	6,52	93,15
60 Лет Октября 3/3	жилой дом	0,068	1 759 500,00	11,96	89,73	9,57	111,27	8,38	119,65
60 Лет Октября 3/3	жилой дом	0,068	1 661 777,78	11,30	84,75	9,04	105,09	7,91	113,00
60 Лет Октября 3/3	жилой дом	0,068	1 669 506,60	11,35	85,14	9,08	105,58	7,95	113,53
60 Лет Октября 3/3	жилой дом	0,068	1 633 833,33	11,11	83,33	8,89	103,32	7,78	111,10
60 Лет Октября 30	жилой дом	0,0877	1 612 875,00	14,14	106,09	11,32	131,55	9,90	141,45
60 Лет Октября 30	жилой дом	0,0877	1 661 777,78	14,57	109,30	11,66	135,54	10,20	145,74
60 Лет Октября 32	жилой дом	0,085	1 671 890,44	14,21	106,58	11,37	132,16	9,95	142,11
60 Лет Октября 34	жилой дом	0,101	1 649 546,88	16,66	124,95	13,33	154,94	11,66	166,60
60 Лет Октября 34	жилой дом	0,195	1 659 915,09	32,37	242,76	25,89	301,03	22,66	323,68
60 Лет Октября 36	жилой дом	0,181	1 759 500,00	31,85	238,85	25,48	296,18	22,29	318,47
60 Лет Октября 5/1	жилой дом	0,069	1 673 945,29	11,55	86,63	9,24	107,42	8,09	115,50
60 Лет Октября 5/1	жилой дом	0,069	1 684 100,00	11,62	87,15	9,30	108,07	8,13	116,20
60 Лет Октября 5/1	жилой дом	0,069	1 671 342,98	11,53	86,49	9,23	107,25	8,07	115,32
60 Лет Октября 5/2	жилой дом	0,1412	1 666 912,28	23,54	176,53	18,83	218,89	16,48	235,37
60 Лет Октября 5/3	жилой дом	0,0538	1 671 538,33	8,99	67,45	7,19	83,63	6,30	89,93
60 Лет Октября 5/3	жилой дом	0,0538	1 671 065,53	8,99	67,43	7,19	83,61	6,29	89,90
60 Лет Октября 7/1	жилой дом	0,039	1 666 088,50	6,50	48,73	5,20	60,43	4,55	64,98
60 Лет Октября 7/1	жилой дом	0,039	1 675 728,57	6,54	49,02	5,23	60,78	4,57	65,35
60 Лет Октября 7/1	жилой дом	0,039	1 672 264,46	6,52	48,91	5,22	60,65	4,57	65,22

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
60 Лет Октября 7/1	жилой дом	0,039	1 670 856,59	6,52	48,87	5,21	60,60	4,56	65,16
60 Лет Октября 7/1	жилой дом	0,039	1 759 500,00	6,86	51,47	5,49	63,82	4,80	68,62
60 Лет Октября 7/2	жилой дом	0,0706	1 661 777,78	11,73	87,99	9,39	109,11	8,21	117,32
60 Лет Октября 7/2	жилой дом	0,0706	1 669 506,60	11,79	88,40	9,43	109,62	8,25	117,87
60 Лет Октября 7/2	жилой дом	0,0706	1 633 833,33	11,53	86,51	9,23	107,27	8,07	115,35
60 Лет Октября 7/2	жилой дом	0,0706	1 612 875,00	11,39	85,40	9,11	105,90	7,97	113,87
60 Лет Октября 8	жилой дом	0,0742	1 671 890,44	12,41	93,04	9,92	115,37	8,68	124,05
60 Лет Октября 9/1	жилой дом	0,07853	1 659 915,09	13,04	97,76	10,43	121,23	9,12	130,35
60 Лет Октября 9/1	жилой дом	0,07853	1 759 500,00	13,82	103,63	11,05	128,50	9,67	138,17
60 Лет Октября 9/1	жилой дом	0,07853	1 673 945,29	13,15	98,59	10,52	122,25	9,20	131,45
60 Лет Октября 9/2	жилой дом	0,1412	1 684 100,00	23,78	178,35	19,02	221,15	16,65	237,79
Азина 3	жилой дом	0,1069	1 675 728,57	17,91	134,35	14,33	166,60	12,54	179,14
Азина 4	жилой дом	0,1162	1 672 264,46	19,43	145,74	15,55	180,71	13,60	194,32
Азина 5	жилой дом	0,1287	1 670 856,59	21,50	161,28	17,20	199,99	15,05	215,04
Азина 6	жилой дом	0,1326	1 759 500,00	23,33	174,98	18,66	216,98	16,33	233,31
Азина 7	жилой дом	0,1888	1 661 777,78	31,37	235,31	25,10	291,78	21,96	313,74
Азина 8	жилой дом	0,1014	1 669 506,60	16,93	126,97	13,54	157,44	11,85	169,29
Большевиков 1	жилой дом	0,0718	1 673 945,29	12,02	90,14	9,62	111,78	8,41	120,19
Бр. Васнецовых 12/1	жилой дом	0,0375	1 666 912,28	6,25	46,88	5,00	58,13	4,38	62,51
Бр. Васнецовых 12/1	жилой дом	0,0375	1 671 538,33	6,27	47,01	5,01	58,29	4,39	62,68
Бр. Васнецовых 12/2	жилой дом	0,0764	1 671 065,53	12,77	95,75	10,21	118,73	8,94	127,67
Бр. Васнецовых 16	жилой дом	0,0811	1 666 088,50	13,51	101,34	10,81	125,66	9,46	135,12
Бр. Васнецовых 2	жилой дом	0,076	1 675 728,57	12,74	95,52	10,19	118,44	8,91	127,36
Бр. Васнецовых 2	жилой дом	0,076	1 672 264,46	12,71	95,32	10,17	118,20	8,90	127,09
Бр. Васнецовых 6	жилой дом	0,118	1 670 856,59	19,72	147,87	15,77	183,36	13,80	197,16
Бр. Васнецовых 8	жилой дом	0,0426	1 759 500,00	7,50	56,22	6,00	69,71	5,25	74,95
В.Набережная 1	жилой дом	0,0637	1 661 777,78	10,59	79,39	8,47	98,45	7,41	105,86
В.Набережная 10	жилой дом	0,078	1 669 506,60	13,02	97,67	10,42	121,11	9,12	130,22
В.Набережная 11	жилой дом	0,0733	1 633 833,33	11,98	89,82	9,58	111,38	8,38	119,76
В.Набережная 3	жилой дом	0,071	1 612 875,00	11,45	85,89	9,16	106,50	8,02	114,51
В.Набережная 7	жилой дом	0,1856	1 649 546,88	30,62	229,62	24,49	284,72	21,43	306,16
В.Набережная 9	жилой дом	0,1092	1 759 500,00	19,21	144,10	15,37	178,69	13,45	192,14
Володарского 1	жилой дом	0,1357	1 671 342,98	22,68	170,10	18,14	210,93	15,88	226,80
Володарского 11/1	жилой дом	0,0686	1 666 912,28	11,44	85,76	9,15	106,35	8,00	114,35
Володарского 11/1	жилой дом	0,0686	1 671 538,33	11,47	86,00	9,17	106,64	8,03	114,67
Володарского 11/2	жилой дом	0,0308	1 671 065,53	5,15	38,60	4,12	47,87	3,60	51,47
Володарского 11/2	жилой дом	0,0308	1 666 088,50	5,13	38,49	4,11	47,72	3,59	51,32
Володарского 12	жилой дом	0,0862	1 675 728,57	14,44	108,34	11,56	134,34	10,11	144,45
Володарского 12	жилой дом	0,0862	1 672 264,46	14,41	108,11	11,53	134,06	10,09	144,15

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Володарского 13	жилой дом	0,0759	1 670 856,59	12,68	95,11	10,15	117,94	8,88	126,82
Володарского 13	жилой дом	0,0759	1 759 500,00	13,35	100,16	10,68	124,20	9,35	133,55
Володарского 13	жилой дом	0,0759	1 661 777,78	12,61	94,60	10,09	117,30	8,83	126,13
Володарского 14	жилой дом	0,0561	1 669 506,60	9,37	70,24	7,49	87,10	6,56	93,66
Володарского 14	жилой дом	0,0561	1 633 833,33	9,17	68,74	7,33	85,24	6,42	91,66
Володарского 16	жилой дом	0,0912	1 612 875,00	14,71	110,32	11,77	136,80	10,30	147,09
Володарского 16	жилой дом	0,0912	1 661 777,78	15,16	113,67	12,12	140,95	10,61	151,55
Володарского 2	жилой дом	0,0735	1 671 890,44	12,29	92,16	9,83	114,28	8,60	122,88
Володарского 2	жилой дом	0,0735	1 649 546,88	12,12	90,93	9,70	112,75	8,49	121,24
Володарского 2	жилой дом	0,0735	1 659 915,09	12,20	91,50	9,76	113,46	8,54	122,00
Володарского 2	жилой дом	0,0735	1 759 500,00	12,93	96,99	10,35	120,27	9,05	129,32
Володарского 6	жилой дом	0,0819	1 671 065,53	13,69	102,65	10,95	127,28	9,58	136,86
Володарского 6	жилой дом	0,0819	1 666 088,50	13,65	102,34	10,92	126,90	9,55	136,45
Володарского 6	жилой дом	0,0819	1 675 728,57	13,72	102,93	10,98	127,64	9,61	137,24
Володарского 7	жилой дом	0,1443	1 672 264,46	24,13	180,98	19,30	224,42	16,89	241,31
Володарского 8	жилой дом	0,0559	1 670 856,59	9,34	70,05	7,47	86,86	6,54	93,40
Володарского 8	жилой дом	0,0559	1 759 500,00	9,84	73,77	7,87	91,47	6,88	98,36
Володарского 8	жилой дом	0,0559	1 661 777,78	9,29	69,67	7,43	86,39	6,50	92,89
Володарского 8	жилой дом	0,0559	1 669 506,60	9,33	69,99	7,47	86,79	6,53	93,33
Володарского 8	жилой дом	0,0559	1 633 833,33	9,13	68,50	7,31	84,94	6,39	91,33
Горького 1	жилой дом	0,0023	1 659 915,09	0,38	2,86	0,31	3,55	0,27	3,82
Горького 10	жилой дом	0,0505	1 759 500,00	8,89	66,64	7,11	82,63	6,22	88,85
Горького 11	жилой дом	0,0641	1 673 945,29	10,73	80,47	8,58	99,79	7,51	107,30
Горького 12	жилой дом	0,0677	1 684 100,00	11,40	85,51	9,12	106,03	7,98	114,01
Горького 2	жилой дом	0,00139	1 666 912,28	0,23	1,74	0,19	2,15	0,16	2,32
Горького 9	жилой дом	0,0677	1 671 538,33	11,32	84,87	9,05	105,24	7,92	113,16
Дзержинского 1	жилой дом	0,1234	1 671 890,44	20,63	154,73	16,50	191,87	14,44	206,31
Дзержинского 10	жилой дом	0,1466	1 649 546,88	24,18	181,37	19,35	224,90	16,93	241,82
Дзержинского 1а	жилой дом	0,09	1 659 915,09	14,94	112,04	11,95	138,93	10,46	149,39
Дзержинского 1а	жилой дом	0,09	1 759 500,00	15,84	118,77	12,67	147,27	11,08	158,36
Дзержинского 2	жилой дом	0,1139	1 673 945,29	19,07	143,00	15,25	177,32	13,35	190,66
Дзержинского 3	жилой дом	0,1412	1 671 342,98	23,60	177,00	18,88	219,47	16,52	235,99
Дзержинского 4	жилой дом	0,1287	1 666 912,28	21,45	160,90	17,16	199,51	15,02	214,53
Дзержинского 5	жилой дом	0,1154	1 671 538,33	19,29	144,67	15,43	179,39	13,50	192,90
Дзержинского 6	жилой дом	0,1248	1 671 065,53	20,85	156,41	16,68	193,95	14,60	208,55
Дзержинского 7	жилой дом	0,117	1 672 264,46	19,57	146,74	15,65	181,96	13,70	195,65
Дзержинского 8	жилой дом	0,117	1 670 856,59	19,55	146,62	15,64	181,81	13,68	195,49
Дзержинского 9	жилой дом	0,0632	1 759 500,00	11,12	83,40	8,90	103,42	7,78	111,20
Дзержинского 9	жилой дом	0,0632	1 661 777,78	10,50	78,77	8,40	97,67	7,35	105,02

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Дом престарелых	жилой дом	0,0032	1 612 875,00	0,52	3,87	0,41	4,80	0,36	5,16
Дом престарелых	жилой дом	0,0032	1 661 777,78	0,53	3,99	0,43	4,95	0,37	5,32
Дом престарелых	жилой дом	0,1202	1 649 546,88	19,83	148,71	15,86	184,40	13,88	198,28
Загородная 1	жилой дом	0,0032	1 661 777,78	0,53	3,99	0,43	4,95	0,37	5,32
Загородная 2	жилой дом	0,0036	1 669 506,60	0,60	4,51	0,48	5,59	0,42	6,01
Загородная 3	жилой дом	0,00065	1 633 833,33	0,11	0,80	0,08	0,99	0,07	1,06
Загородная 4	жилой дом	0,0041	1 612 875,00	0,66	4,96	0,53	6,15	0,46	6,61
Загородная 5	жилой дом	0,00032	1 661 777,78	0,05	0,40	0,04	0,49	0,04	0,53
Загородная 6	жилой дом	0,00033	1 671 890,44	0,06	0,41	0,04	0,51	0,04	0,55
Зверева 1	жилой дом	0,00056	1 649 546,88	0,09	0,69	0,07	0,86	0,06	0,92
Зверева 11	жилой дом	0,003	1 659 915,09	0,50	3,73	0,40	4,63	0,35	4,98
Зверева 3	жилой дом	0,00139	1 759 500,00	0,24	1,83	0,20	2,27	0,17	2,45
Зверева 7	жилой дом	0,00084	1 684 100,00	0,14	1,06	0,11	1,32	0,10	1,41
Зверева 9	жилой дом	0,005	1 671 342,98	0,84	6,27	0,67	7,77	0,58	8,36
Калинина 1	жилой дом	0,0203	1 675 728,57	3,40	25,51	2,72	31,64	2,38	34,02
Калинина 10	жилой дом	0,00056	1 672 264,46	0,09	0,70	0,07	0,87	0,07	0,94
Калинина 11	жилой дом	0,0156	1 670 856,59	2,61	19,55	2,09	24,24	1,82	26,07
Калинина 12	жилой дом	0,0031	1 759 500,00	0,55	4,09	0,44	5,07	0,38	5,45
Калинина 13	жилой дом	0,0242	1 661 777,78	4,02	30,16	3,22	37,40	2,82	40,22
Калинина 14	жилой дом	0,0047	1 669 506,60	0,78	5,89	0,63	7,30	0,55	7,85
Калинина 15	жилой дом	0,0437	1 633 833,33	7,14	53,55	5,71	66,40	5,00	71,40
Калинина 16	жилой дом	0,0039	1 612 875,00	0,63	4,72	0,50	5,85	0,44	6,29
Калинина 17	жилой дом	0,0148	1 671 890,44	2,47	18,56	1,98	23,01	1,73	24,74
Калинина 18	жилой дом	0,0055	1 649 546,88	0,91	6,80	0,73	8,44	0,64	9,07
Калинина 19	жилой дом	0,0109	1 759 500,00	1,92	14,38	1,53	17,84	1,34	19,18
Калинина 2	жилой дом	0,0039	1 673 945,29	0,65	4,90	0,52	6,07	0,46	6,53
Калинина 21	жилой дом	0,0546	1 684 100,00	9,20	68,96	7,36	85,52	6,44	91,95
Калинина 23	жилой дом	0,0437	1 671 342,98	7,30	54,78	5,84	67,93	5,11	73,04
Калинина 25	жилой дом	0,0335	1 666 912,28	5,58	41,88	4,47	51,93	3,91	55,84
Калинина 27	жилой дом	0,0437	1 671 065,53	7,30	54,77	5,84	67,91	5,11	73,03
Калинина 29	жилой дом	0,0226	1 675 728,57	3,79	28,40	3,03	35,22	2,65	37,87
Калинина 3	жилой дом	0,0125	1 672 264,46	2,09	15,68	1,67	19,44	1,46	20,90
Калинина 31	жилой дом	0,0343	1 670 856,59	5,73	42,98	4,58	53,30	4,01	57,31
Калинина 33	жилой дом	0,0276	1 661 777,78	4,59	34,40	3,67	42,65	3,21	45,87
Калинина 35	жилой дом	0,0133	1 669 506,60	2,22	16,65	1,78	20,65	1,55	22,20
Калинина 37	жилой дом	0,016	1 633 833,33	2,61	19,61	2,09	24,31	1,83	26,14
Калинина 39	жилой дом	0,0374	1 671 890,44	6,25	46,90	5,00	58,15	4,38	62,53
Калинина 39а	жилой дом	0,0304	1 649 546,88	5,01	37,61	4,01	46,64	3,51	50,15
Калинина 39б	жилой дом	0,0304	1 659 915,09	5,05	37,85	4,04	46,93	3,53	50,46

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Калинина 4	жилой дом	0,00056	1 759 500,00	0,10	0,74	0,08	0,92	0,07	0,99
Калинина 5	жилой дом	0,0133	1 673 945,29	2,23	16,70	1,78	20,71	1,56	22,26
Калинина 6	жилой дом	0,00028	1 684 100,00	0,05	0,35	0,04	0,44	0,03	0,47
Калинина 8	жилой дом	0,00083	1 671 342,98	0,14	1,04	0,11	1,29	0,10	1,39
Калинина 9	жилой дом	0,0109	1 666 912,28	1,82	13,63	1,45	16,90	1,27	18,17
Карла Маркса 6	жилой дом	0,00112	1 671 538,33	0,19	1,40	0,15	1,74	0,13	1,87
Карла Маркса 7	жилой дом	0,0307	1 671 065,53	5,13	38,48	4,10	47,71	3,59	51,30
Карла Маркса 8	жилой дом	0,00278	1 666 088,50	0,46	3,47	0,37	4,31	0,32	4,63
Кирова 10	жилой дом	0,0803	1 672 264,46	13,43	100,71	10,74	124,88	9,40	134,28
Кирова 11	жилой дом	0,0725	1 670 856,59	12,11	90,85	9,69	112,66	8,48	121,14
Кирова 13	жилой дом	0,0716	1 759 500,00	12,60	94,49	10,08	117,16	8,82	125,98
Кирова 14	жилой дом	0,087	1 661 777,78	14,46	108,43	11,57	134,45	10,12	144,57
Кирова 15	жилой дом	0,0632	1 669 506,60	10,55	79,13	8,44	98,13	7,39	105,51
Кирова 17	жилой дом	0,1303	1 612 875,00	21,02	157,62	16,81	195,45	14,71	210,16
Кирова 18	жилой дом	0,039	1 661 777,78	6,48	48,61	5,18	60,27	4,54	64,81
Кирова 19	жилой дом	0,131	1 671 890,44	21,90	164,26	17,52	203,69	15,33	219,02
Кирова 16	жилой дом	0,011	1 649 546,88	1,81	13,61	1,45	16,87	1,27	18,15
Кирова 20	жилой дом	0,0437	1 759 500,00	7,69	57,67	6,15	71,51	5,38	76,89
Кирова 21/1	жилой дом	0,131	1 673 945,29	21,93	164,47	17,54	203,94	15,35	219,29
Кирова 21/2	жилой дом	0,1186	1 684 100,00	19,97	149,80	15,98	185,75	13,98	199,73
Кирова 21/3	жилой дом	0,0967	1 671 342,98	16,16	121,21	12,93	150,31	11,31	161,62
Кирова 21/4	жилой дом	0,1225	1 666 912,28	20,42	153,15	16,34	189,90	14,29	204,20
Кирова 22	жилой дом	0,0437	1 671 538,33	7,30	54,78	5,84	67,93	5,11	73,05
Кирова 24	жилой дом	0,0863	1 675 728,57	14,46	108,46	11,57	134,49	10,12	144,62
Кирова 26	жилой дом	0,0497	1 670 856,59	8,30	62,28	6,64	77,23	5,81	83,04
Кирова 28	жилой дом	0,0573	1 759 500,00	10,08	75,61	8,07	93,76	7,06	100,82
Кирова 32	жилой дом	0,0567	1 669 506,60	9,47	71,00	7,57	88,03	6,63	94,66
Кирова 32а	жилой дом	0,053	1 633 833,33	8,66	64,94	6,93	80,53	6,06	86,59
Кирова 34	жилой дом	0,119	1 612 875,00	19,19	143,95	15,35	178,50	13,44	191,93
Кирова 36	жилой дом	0,0546	1 661 777,78	9,07	68,05	7,26	84,38	6,35	90,73
Кирова 4	жилой дом	0,1026	1 671 890,44	17,15	128,65	13,72	159,53	12,01	171,54
Кирова 6	жилой дом	0,1607	1 659 915,09	26,67	200,06	21,34	248,08	18,67	266,75
Кирова 7	жилой дом	0,1076	1 759 500,00	18,93	141,99	15,15	176,07	13,25	189,32
Кирова 8	жилой дом	0,0866	1 673 945,29	14,50	108,72	11,60	134,82	10,15	144,96
Кирова 9	жилой дом	0,1801	1 684 100,00	30,33	227,48	24,26	282,07	21,23	303,31
ИТОГО, за год		14,63		2 450,01	18 375,09	1 960,01	22 785,12	1 715,01	24 500,12
2016 год									
Комсомольская 6а	жилой дом	0,022	1 672 264,46	3,68	27,59	2,94	34,21	2,58	36,79
Кооперативная 26	жилой дом	0,00016	1 670 856,59	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Кооперативная 28	жилой дом	0,00049	1 759 500,00	0,09	0,65	0,07	0,80	0,06	0,86
Кооперативная 45	жилой дом	0,0265	1 661 777,78	4,40	33,03	3,52	40,95	3,08	44,04
Кооперативная 47	жилой дом	0,0211	1 669 506,60	3,52	26,42	2,82	32,76	2,47	35,23
Кооперативная 53	жилой дом	0,0195	1 633 833,33	3,19	23,89	2,55	29,63	2,23	31,86
Кооперативная 53 а	жилой дом	0,0117	1 612 875,00	1,89	14,15	1,51	17,55	1,32	18,87
Кооперативная 55	жилой дом	0,0211	1 661 777,78	3,51	26,30	2,81	32,61	2,45	35,06
Кооперативная 55а	жилой дом	0,014	1 671 890,44	2,34	17,55	1,87	21,77	1,64	23,41
Котельный 1	жилой дом	0,00084	1 659 915,09	0,14	1,05	0,11	1,30	0,10	1,39
Котельный 17	жилой дом	0,00114	1 759 500,00	0,20	1,50	0,16	1,87	0,14	2,01
Котельный 19	жилой дом	0,00033	1 673 945,29	0,06	0,41	0,04	0,51	0,04	0,55
Котельный 3	жилой дом	0,0027	1 684 100,00	0,45	3,41	0,36	4,23	0,32	4,55
Котельный 5	жилой дом	0,0023	1 671 342,98	0,38	2,88	0,31	3,58	0,27	3,84
Котельный 7	жилой дом	0,0014	1 666 912,28	0,23	1,75	0,19	2,17	0,16	2,33
Котельный 9	жилой дом	0,00016	1 671 538,33	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Красноармейская 1	жилой дом	0,0998	1 671 065,53	16,68	125,08	13,34	155,10	11,67	166,77
Красноармейская 10	жилой дом	0,0499	1 666 088,50	8,31	62,35	6,65	77,32	5,82	83,14
Красноармейская 10	жилой дом	0,0499	1 675 728,57	8,36	62,71	6,69	77,77	5,85	83,62
Красноармейская 11	жилой дом	0,173	1 672 264,46	28,93	216,98	23,14	269,05	20,25	289,30
Красноармейская 11	жилой дом	0,173	1 670 856,59	28,91	216,79	23,12	268,82	20,23	289,06
Красноармейская 14	жилой дом	0,05	1 661 777,78	8,31	62,32	6,65	77,27	5,82	83,09
Красноармейская 14	жилой дом	0,05	1 669 506,60	8,35	62,61	6,68	77,63	5,84	83,48
Красноармейская 14	жилой дом	0,05	1 633 833,33	8,17	61,27	6,54	75,97	5,72	81,69
Красноармейская 3	жилой дом	0,064	1 612 875,00	10,32	77,42	8,26	96,00	7,23	103,22
Красноармейская 3а	жилой дом	0,1069	1 661 777,78	17,76	133,23	14,21	165,21	12,44	177,64
Красноармейская 5	жилой дом	0,1069	1 671 890,44	17,87	134,04	14,30	166,21	12,51	178,73
Красноармейская 5а	жилой дом	0,1079	1 649 546,88	17,80	133,49	14,24	165,53	12,46	177,99
Красноармейская 6	жилой дом	0,0511	1 659 915,09	8,48	63,62	6,79	78,88	5,94	84,82
Красноармейская 6	жилой дом	0,0511	1 759 500,00	8,99	67,43	7,19	83,62	6,29	89,91
Красноармейская 7	жилой дом	0,0741	1 673 945,29	12,40	93,03	9,92	115,36	8,68	124,04
Красноармейская 8	жилой дом	0,0503	1 684 100,00	8,47	63,53	6,78	78,78	5,93	84,71
Красноармейская 8	жилой дом	0,0503	1 671 342,98	8,41	63,05	6,73	78,18	5,88	84,07
Красноармейская 8/2	жилой дом	0,038216	1 666 912,28	6,37	47,78	5,10	59,24	4,46	63,70
Красноармейская 8/2	жилой дом	0,038216	1 671 538,33	6,39	47,91	5,11	59,41	4,47	63,88
Красноармейская 8/2	жилой дом	0,038216	1 671 065,53	6,39	47,90	5,11	59,39	4,47	63,86
Красноармейская 8/2	жилой дом	0,038216	1 666 088,50	6,37	47,75	5,09	59,21	4,46	63,67
Красноармейская 8/2	жилой дом	0,038216	1 675 728,57	6,40	48,03	5,12	59,56	4,48	64,04
Красноармейская 8/2	жилой дом	0,038216	1 672 264,46	6,39	47,93	5,11	59,43	4,47	63,91
Ленина 12	жилой дом	0,0757	1 669 506,60	12,64	94,79	10,11	117,53	8,85	126,38
Ленина 12а	жилой дом	0,0733	1 633 833,33	11,98	89,82	9,58	111,38	8,38	119,76

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Ленина 14	жилой дом	0,0876	1 612 875,00	14,13	105,97	11,30	131,40	9,89	141,29
Ленина 16	жилой дом	0,0515	1 661 777,78	8,56	64,19	6,85	79,59	5,99	85,58
Ленина 16	жилой дом	0,0515	1 671 890,44	8,61	64,58	6,89	80,08	6,03	86,10
Ленина 18	жилой дом	0,04955	1 649 546,88	8,17	61,30	6,54	76,01	5,72	81,74
Ленина 18	жилой дом	0,04955	1 659 915,09	8,22	61,69	6,58	76,49	5,76	82,25
Ленина 2/1	жилой дом	0,08176	1 759 500,00	14,39	107,89	11,51	133,79	10,07	143,86
Ленина 2/1	жилой дом	0,08176	1 673 945,29	13,69	102,65	10,95	127,28	9,58	136,86
Ленина 2/1	жилой дом	0,08176	1 684 100,00	13,77	103,27	11,02	128,05	9,64	137,69
Ленина 2/1	жилой дом	0,08176	1 671 342,98	13,66	102,49	10,93	127,08	9,57	136,65
Ленина 2/2	жилой дом	0,08176	1 666 912,28	13,63	102,22	10,90	126,75	9,54	136,29
Ленина 2/2	жилой дом	0,08176	1 671 538,33	13,67	102,50	10,93	127,10	9,57	136,66
Ленина 20	жилой дом	0,04795	1 666 088,50	7,99	59,92	6,39	74,30	5,59	79,89
Ленина 20	жилой дом	0,04795	1 675 728,57	8,04	60,26	6,43	74,73	5,62	80,35
Ленина 26/1	жилой дом	0,085	1 670 856,59	14,20	106,52	11,36	132,08	9,94	142,02
Ленина 26/2	жилой дом	0,0585	1 759 500,00	10,29	77,20	8,23	95,73	7,21	102,93
Ленина 26/3	жилой дом	0,0585	1 661 777,78	9,72	72,91	7,78	90,41	6,80	97,21
Ленина 26/4	жилой дом	0,0679	1 669 506,60	11,34	85,02	9,07	105,42	7,94	113,36
Ленина 3	жилой дом	0,187	1 671 890,44	31,26	234,48	25,01	290,76	21,89	312,64
Ленина 30	жилой дом	0,1202	1 649 546,88	19,83	148,71	15,86	184,40	13,88	198,28
Ленина 34/2	жилой дом	0,2001	1 684 100,00	33,70	252,74	26,96	313,40	23,59	336,99
Ленина 36/1	жилой дом	0,1165	1 671 342,98	19,47	146,03	15,58	181,08	13,63	194,71
Ленина 36/2	жилой дом	0,073	1 666 912,28	12,17	91,26	9,73	113,17	8,52	121,68
Ленина 36/3	жилой дом	0,1241	1 671 538,33	20,74	155,58	16,60	192,92	14,52	207,44
Ленина 36/4	жилой дом	0,1988	1 671 065,53	33,22	249,16	26,58	308,95	23,25	332,21
Ленина 39	жилой дом	0,0039	1 666 088,50	0,65	4,87	0,52	6,04	0,45	6,50
Ленина 49	жилой дом	0,0725	1 661 777,78	12,05	90,36	9,64	112,05	8,43	120,48
Ленина 50	жилой дом	0,0381	1 633 833,33	6,22	46,69	4,98	57,89	4,36	62,25
Ленина 52	жилой дом	0,0727	1 612 875,00	11,73	87,94	9,38	109,05	8,21	117,26
Ленина 53	жилой дом	0,1273	1 661 777,78	21,15	158,66	16,92	196,74	14,81	211,54
Ленина 55	жилой дом	0,1444	1 649 546,88	23,82	178,65	19,06	221,52	16,67	238,19
Ленина 57	жилой дом	0,143	1 759 500,00	25,16	188,71	20,13	234,00	17,61	251,61
Ленина 58/1	жилой дом	0,1147	1 673 945,29	19,20	144,00	15,36	178,56	13,44	192,00
Ленина 58/2	жилой дом	0,1739	1 684 100,00	29,29	219,65	23,43	272,36	20,50	292,86
Ленина 59	жилой дом	0,1416	1 671 342,98	23,67	177,50	18,93	220,10	16,57	236,66
Ленина 6/1	жилой дом	0,044625	1 666 912,28	7,44	55,79	5,95	69,18	5,21	74,39
Ленина 6/1	жилой дом	0,044625	1 671 538,33	7,46	55,94	5,97	69,37	5,22	74,59
Ленина 6/1	жилой дом	0,044625	1 671 065,53	7,46	55,93	5,97	69,35	5,22	74,57
Ленина 6/1	жилой дом	0,044625	1 666 088,50	7,43	55,76	5,95	69,14	5,20	74,35
Ленина 6/2	жилой дом	0,0709	1 675 728,57	11,88	89,11	9,50	110,49	8,32	118,81

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Ленина 6/2	жилой дом	0,0709	1 672 264,46	11,86	88,92	9,49	110,26	8,30	118,56
Ленина 60/1	жилой дом	0,1052	1 669 506,60	17,56	131,72	14,05	163,34	12,29	175,63
Ленина 60/2	жилой дом	0,209	1 633 833,33	34,15	256,10	27,32	317,57	23,90	341,47
Ленина 61	жилой дом	0,1366	1 612 875,00	22,03	165,24	17,63	204,90	15,42	220,32
Ленина 64/1	жилой дом	0,099	1 649 546,88	16,33	122,48	13,06	151,87	11,43	163,31
Ленина 64/1	жилой дом	0,099	1 659 915,09	16,43	123,25	13,15	152,83	11,50	164,33
Ленина 64/2	жилой дом	0,2059	1 759 500,00	36,23	271,71	28,98	336,92	25,36	362,28
Ленина 64/3	жилой дом	0,0671	1 673 945,29	11,23	84,24	8,99	104,46	7,86	112,32
Ленина 66/1	жилой дом	0,0952	1 684 100,00	16,03	120,24	12,83	149,10	11,22	160,33
Ленина 66/2	жилой дом	0,0866	1 671 342,98	14,47	108,55	11,58	134,61	10,13	144,74
Ленина 66/3	жилой дом	0,1872	1 666 912,28	31,20	234,03	24,96	290,20	21,84	312,05
Ленина 66/4	жилой дом	0,0632	1 671 538,33	10,56	79,23	8,45	98,25	7,39	105,64
Ленина 68/1	жилой дом	0,09	1 671 065,53	15,04	112,80	12,03	139,87	10,53	150,40
Ленина 68/2	жилой дом	0,09	1 666 088,50	14,99	112,46	12,00	139,45	10,50	149,95
Ленина 70/1	жилой дом	0,1689	1 672 264,46	28,24	211,83	22,60	262,67	19,77	282,45
Ленина 70/2	жилой дом	0,1693	1 670 856,59	28,29	212,16	22,63	263,07	19,80	282,88
Лермонтова 10	жилой дом	0,124	1 633 833,33	20,26	151,95	16,21	188,41	14,18	202,60
Лермонтова 11	жилой дом	0,1139	1 612 875,00	18,37	137,78	14,70	170,85	12,86	183,71
Лермонтова 11а	жилой дом	0,1053	1 661 777,78	17,50	131,24	14,00	162,74	12,25	174,99
Лермонтова 11б	жилой дом	0,1006	1 671 890,44	16,82	126,14	13,46	156,42	11,77	168,19
Лермонтова 12	жилой дом	0,1284	1 649 546,88	21,18	158,85	16,94	196,98	14,83	211,80
Лермонтова 12а	жилой дом	0,1217	1 659 915,09	20,20	151,51	16,16	187,87	14,14	202,01
Лермонтова 13	жилой дом	0,1225	1 759 500,00	21,55	161,65	17,24	200,45	15,09	215,54
Лермонтова 13а	жилой дом	0,0952	1 673 945,29	15,94	119,52	12,75	148,20	11,16	159,36
Лермонтова 14	жилой дом	0,1505	1 671 342,98	25,15	188,65	20,12	233,93	17,61	251,54
Лермонтова 15	жилой дом	0,0998	1 666 088,50	16,63	124,71	13,30	154,64	11,64	166,28
Лермонтова 16	жилой дом	0,119	1 675 728,57	19,94	149,56	15,95	185,45	13,96	199,41
Лермонтова 2а	жилой дом	0,1232	1 672 264,46	20,60	154,52	16,48	191,60	14,42	206,02
Лермонтова 3	жилой дом	0,1076	1 670 856,59	17,98	134,84	14,38	167,20	12,58	179,78
Лермонтова 5	жилой дом	0,1287	1 759 500,00	22,64	169,84	18,12	210,60	15,85	226,45
Лермонтова 7	жилой дом	0,1154	1 669 506,60	19,27	144,50	15,41	179,17	13,49	192,66
Лермонтова 7а	жилой дом	0,1131	1 633 833,33	18,48	138,59	14,78	171,85	12,94	184,79
Лермонтова 8	жилой дом	0,0944	1 612 875,00	15,23	114,19	12,18	141,60	10,66	152,26
Лермонтова 9	жилой дом	0,1326	1 661 777,78	22,04	165,26	17,63	204,93	15,42	220,35
Лесной 3	жилой дом	0,07	1 671 890,44	11,70	87,77	9,36	108,84	8,19	117,03
Лесной 3	жилой дом	0,07	1 649 546,88	11,55	86,60	9,24	107,39	8,08	115,47
Лесной 3	жилой дом	0,07	1 659 915,09	11,62	87,15	9,30	108,06	8,13	116,19
Лесной 5	жилой дом	0,07	1 759 500,00	12,32	92,37	9,85	114,54	8,62	123,17
Лесной 5	жилой дом	0,07	1 673 945,29	11,72	87,88	9,37	108,97	8,20	117,18

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Лесной 5	жилой дом	0,07	1 684 100,00	11,79	88,42	9,43	109,63	8,25	117,89
Лесной 5/1	жилой дом	0,0031	1 671 342,98	0,52	3,89	0,41	4,82	0,36	5,18
Лесной 7	жилой дом	0,073	1 666 912,28	12,17	91,26	9,73	113,17	8,52	121,68
Лесной 7	жилой дом	0,073	1 671 538,33	12,20	91,52	9,76	113,48	8,54	122,02
Лесной 7	жилой дом	0,073	1 671 065,53	12,20	91,49	9,76	113,45	8,54	121,99
Лесной 7/1	жилой дом	0,0031	1 666 088,50	0,52	3,87	0,41	4,80	0,36	5,16
Луначарского 10	жилой дом	0,1303	1 670 856,59	21,77	163,28	17,42	202,47	15,24	217,71
Луначарского 10а	жилой дом	0,0952	1 759 500,00	16,75	125,63	13,40	155,78	11,73	167,50
Луначарского 11	жилой дом	0,0273	1 661 777,78	4,54	34,02	3,63	42,19	3,18	45,37
Луначарского 11	жилой дом	0,113	1 669 506,60	18,87	141,49	15,09	175,45	13,21	188,65
Луначарского 11	жилой дом	0,1685	1 633 833,33	27,53	206,48	22,02	256,03	19,27	275,30
Луначарского 11/2	жилой дом	0,036	1 612 875,00	5,81	43,55	4,65	54,00	4,06	58,06
Луначарского 11/2	жилой дом	0,1472	1 661 777,78	24,46	183,46	19,57	227,49	17,12	244,61
Луначарского 11/3	жилой дом	0,06	1 671 890,44	10,03	75,24	8,03	93,29	7,02	100,31
Луначарского 11/3	жилой дом	0,114	1 649 546,88	18,80	141,04	15,04	174,88	13,16	188,05
Луначарского 12	жилой дом	0,1103	1 659 915,09	18,31	137,32	14,65	170,27	12,82	183,09
Луначарского 14	жилой дом	0,0945	1 684 100,00	15,91	119,36	12,73	148,01	11,14	159,15
Луначарского 15/1	жилой дом	0,057	1 671 342,98	9,53	71,45	7,62	88,60	6,67	95,27
Луначарского 15/1	жилой дом	0,1154	1 666 912,28	19,24	144,27	15,39	178,90	13,47	192,36
Луначарского 15/2	жилой дом	0,046	1 671 538,33	7,69	57,67	6,15	71,51	5,38	76,89
Луначарского 15/2	жилой дом	0,046	1 671 065,53	7,69	57,65	6,15	71,49	5,38	76,87
Луначарского 15/2	жилой дом	0,046	1 666 088,50	7,66	57,48	6,13	71,28	5,36	76,64
Луначарского 15а	жилой дом	0,0312	1 675 728,57	5,23	39,21	4,18	48,62	3,66	52,28
Луначарского 16	жилой дом	0,1212	1 672 264,46	20,27	152,01	16,21	188,49	14,19	202,68
Луначарского 2	жилой дом	0,0848	1 759 500,00	14,92	111,90	11,94	138,76	10,44	149,21
Луначарского 20	жилой дом	0,1049	1 661 777,78	17,43	130,74	13,95	162,12	12,20	174,32
Луначарского 22	жилой дом	0,0716	1 669 506,60	11,95	89,65	9,56	111,17	8,37	119,54
Луначарского 22а	жилой дом	0,0829	1 633 833,33	13,54	101,58	10,84	125,96	9,48	135,44
Луначарского 22б	жилой дом	0,1396	1 612 875,00	22,52	168,87	18,01	209,40	15,76	225,16
Луначарского 24	жилой дом	0,1289	1 671 890,44	21,55	161,63	17,24	200,42	15,09	215,51
Луначарского 24а	жилой дом	0,0998	1 649 546,88	16,46	123,47	13,17	153,10	11,52	164,62
Луначарского 25	жилой дом	0,07	1 659 915,09	11,62	87,15	9,30	108,06	8,13	116,19
Луначарского 25	жилой дом	0,07	1 759 500,00	12,32	92,37	9,85	114,54	8,62	123,17
Луначарского 26	жилой дом	0,0179	1 673 945,29	3,00	22,47	2,40	27,87	2,10	29,96
Луначарского 27	жилой дом	0,083	1 684 100,00	13,98	104,84	11,18	130,00	9,78	139,78
Луначарского 27	жилой дом	0,083	1 671 342,98	13,87	104,04	11,10	129,01	9,71	138,72
Луначарского 28	жилой дом	0,0211	1 666 912,28	3,52	26,38	2,81	32,71	2,46	35,17
Луначарского 29	жилой дом	0,1005	1 671 538,33	16,80	125,99	13,44	156,23	11,76	167,99
Луначарского 30	жилой дом	0,0242	1 671 065,53	4,04	30,33	3,24	37,61	2,83	40,44

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Луначарского 31	жилой дом	0,1005	1 666 088,50	16,74	125,58	13,40	155,72	11,72	167,44
Луначарского 4	жилой дом	0,1049	1 675 728,57	17,58	131,84	14,06	163,48	12,30	175,78
Луначарского 6	жилой дом	0,0737	1 672 264,46	12,32	92,43	9,86	114,62	8,63	123,25
Луначарского 8	жилой дом	0,0928	1 759 500,00	16,33	122,46	13,06	151,85	11,43	163,28
Луначарского 8а	жилой дом	0,1264	1 661 777,78	21,00	157,54	16,80	195,35	14,70	210,05
Маяковского 1	жилой дом	0,05655	1 612 875,00	9,12	68,41	7,30	84,82	6,38	91,21
Маяковского 1	жилой дом	0,05655	1 661 777,78	9,40	70,48	7,52	87,40	6,58	93,97
Маяковского 1	жилой дом	0,05655	1 671 890,44	9,45	70,91	7,56	87,93	6,62	94,55
Маяковского 1	жилой дом	0,05655	1 649 546,88	9,33	69,96	7,46	86,75	6,53	93,28
Маяковского 10	жилой дом	0,0788	1 659 915,09	13,08	98,10	10,46	121,65	9,16	130,80
Маяковского 11	жилой дом	0,03005	1 759 500,00	5,29	39,65	4,23	49,17	3,70	52,87
Маяковского 11	жилой дом	0,03005	1 673 945,29	5,03	37,73	4,02	46,78	3,52	50,30
Маяковского 12	жилой дом	0,09205	1 684 100,00	15,50	116,27	12,40	144,17	10,85	155,02
Маяковского 12	жилой дом	0,09205	1 671 342,98	15,38	115,39	12,31	143,08	10,77	153,85
Маяковского 13/2	жилой дом	0,0788	1 666 912,28	13,14	98,51	10,51	122,16	9,19	131,35
Маяковского 13/2	жилой дом	0,0788	1 671 538,33	13,17	98,79	10,54	122,50	9,22	131,72
Маяковского 16	жилой дом	0,05584	1 671 065,53	9,33	69,98	7,46	86,78	6,53	93,31
Маяковского 16	жилой дом	0,05584	1 666 088,50	9,30	69,78	7,44	86,52	6,51	93,03
Маяковского 16	жилой дом	0,05584	1 675 728,57	9,36	70,18	7,49	87,02	6,55	93,57
Маяковского 16	жилой дом	0,05584	1 672 264,46	9,34	70,03	7,47	86,84	6,54	93,38
Маяковского 16	жилой дом	0,05584	1 670 856,59	9,33	69,98	7,46	86,77	6,53	93,30
Маяковского 3	жилой дом	0,0548	1 759 500,00	9,64	72,32	7,71	89,67	6,75	96,42
Маяковского 3	жилой дом	0,0548	1 661 777,78	9,11	68,30	7,29	84,69	6,37	91,07
Маяковского 3	жилой дом	0,0548	1 669 506,60	9,15	68,62	7,32	85,08	6,40	91,49
Маяковского 3	жилой дом	0,0548	1 633 833,33	8,95	67,15	7,16	83,27	6,27	89,53
Маяковского 4	жилой дом	0,0745	1 612 875,00	12,02	90,12	9,61	111,75	8,41	120,16
Маяковского 4	жилой дом	0,0745	1 661 777,78	12,38	92,85	9,90	115,14	8,67	123,80
Маяковского 6	жилой дом	0,0725	1 659 915,09	12,03	90,26	9,63	111,92	8,42	120,34
Маяковского 7	жилой дом	0,04485	1 759 500,00	7,89	59,19	6,31	73,39	5,52	78,91
Маяковского 7	жилой дом	0,04485	1 673 945,29	7,51	56,31	6,01	69,82	5,26	75,08
Маяковского 8	жилой дом	0,0819	1 684 100,00	13,79	103,45	11,03	128,27	9,65	137,93
Мелиораторов 10	жилой дом	0,1338	1 671 342,98	22,36	167,72	17,89	207,97	15,65	223,63
Мелиораторов 11	жилой дом	0,0351	1 666 912,28	5,85	43,88	4,68	54,41	4,10	58,51
Мелиораторов 13	жилой дом	0,0413	1 671 538,33	6,90	51,78	5,52	64,20	4,83	69,03
Мелиораторов 2	жилой дом	0,0211	1 671 065,53	3,53	26,44	2,82	32,79	2,47	35,26
Мелиораторов 24	жилой дом	0,0087	1 666 088,50	1,45	10,87	1,16	13,48	1,01	14,49
Мелиораторов 28/1	жилой дом	0,0207	1 675 728,57	3,47	26,02	2,78	32,26	2,43	34,69
Мелиораторов 28/1	жилой дом	0,0207	1 672 264,46	3,46	25,96	2,77	32,19	2,42	34,62
Мелиораторов 28/1	жилой дом	0,0207	1 670 856,59	3,46	25,94	2,77	32,17	2,42	34,59

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Мелиораторов 4	жилой дом	0,014	1 759 500,00	2,46	18,47	1,97	22,91	1,72	24,63
Мелиораторов 5	жилой дом	0,0211	1 661 777,78	3,51	26,30	2,81	32,61	2,45	35,06
Мелиораторов 6	жилой дом	0,063	1 669 506,60	10,52	78,88	8,41	97,82	7,36	105,18
Мелиораторов 6	жилой дом	0,063	1 633 833,33	10,29	77,20	8,23	95,73	7,21	102,93
Мелиораторов 7	жилой дом	0,0195	1 612 875,00	3,15	23,59	2,52	29,25	2,20	31,45
Мелиораторов 8	жилой дом	0,058	1 661 777,78	9,64	72,29	7,71	89,64	6,75	96,38
Мелиораторов 8	жилой дом	0,058	1 671 890,44	9,70	72,73	7,76	90,18	6,79	96,97
Мелиораторов 9	жилой дом	0,0312	1 649 546,88	5,15	38,60	4,12	47,86	3,60	51,47
Милицейская 1	жилой дом	0,00016	1 659 915,09	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Милицейская 5	жилой дом	0,00033	1 759 500,00	0,06	0,44	0,05	0,54	0,04	0,58
ИТОГО, за год		15,48		2 586,97	19 402,28	2 069,58	24 058,83	1 810,88	25 869,70
2017 год									
Мира 10	жилой дом	0,0425	1 684 100,00	7,16	53,68	5,73	66,56	5,01	71,57
Мира 11	жилой дом	0,0608	1 671 342,98	10,16	76,21	8,13	94,50	7,11	101,62
Мира 11а	жилой дом	0,0643	1 666 912,28	10,72	80,39	8,57	99,68	7,50	107,18
Мира 12	жилой дом	0,0546	1 671 538,33	9,13	68,45	7,30	84,88	6,39	91,27
Мира 13	жилой дом	0,0374	1 671 065,53	6,25	46,87	5,00	58,12	4,37	62,50
Мира 14	жилой дом	0,0449	1 666 088,50	7,48	56,11	5,98	69,57	5,24	74,81
Мира 16	жилой дом	0,0785	1 675 728,57	13,15	98,66	10,52	122,34	9,21	131,54
Мира 17	жилой дом	0,0304	1 672 264,46	5,08	38,13	4,07	47,28	3,56	50,84
Мира 17а	жилой дом	0,0445	1 670 856,59	7,44	55,76	5,95	69,15	5,20	74,35
Мира 18	жилой дом	0,0343	1 661 777,78	5,70	42,75	4,56	53,01	3,99	57,00
Мира 19	жилой дом	0,0351	1 669 506,60	5,86	43,95	4,69	54,50	4,10	58,60
Мира 19а	жилой дом	0,0523	1 633 833,33	8,54	64,09	6,84	79,47	5,98	85,45
Мира 2	жилой дом	0,0311	1 612 875,00	5,02	37,62	4,01	46,65	3,51	50,16
Мира 20	жилой дом	0,0745	1 661 777,78	12,38	92,85	9,90	115,14	8,67	123,80
Мира 21	жилой дом	0,0687	1 659 915,09	11,40	85,53	9,12	106,05	7,98	114,04
Мира 22	жилой дом	0,0429	1 673 945,29	7,18	53,86	5,74	66,79	5,03	71,81
Мира 23	жилой дом	0,0273	1 684 100,00	4,60	34,48	3,68	42,76	3,22	45,98
Мира 24	жилой дом	0,0721	1 671 342,98	12,05	90,38	9,64	112,07	8,44	120,50
Мира 25	жилой дом	0,0242	1 666 912,28	4,03	30,25	3,23	37,52	2,82	40,34
Мира 26	жилой дом	0,0378	1 671 538,33	6,32	47,39	5,05	58,76	4,42	63,18
Мира 27	жилой дом	0,0599	1 671 065,53	10,01	75,07	8,01	93,09	7,01	100,10
Мира 29	жилой дом	0,0404	1 666 088,50	6,73	50,48	5,38	62,60	4,71	67,31
Мира 3	жилой дом	0,0993	1 675 728,57	16,64	124,80	13,31	154,75	11,65	166,40
Мира 30	жилой дом	0,0569	1 672 264,46	9,52	71,36	7,61	88,49	6,66	95,15
Мира 31	жилой дом	0,0564	1 670 856,59	9,42	70,68	7,54	87,64	6,60	94,24
Мира 32	жилой дом	0,0273	1 759 500,00	4,80	36,03	3,84	44,67	3,36	48,03
Мира 33	жилой дом	0,0417	1 661 777,78	6,93	51,97	5,54	64,45	4,85	69,30

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Мира 35	жилой дом	0,0603	1 612 875,00	9,73	72,94	7,78	90,45	6,81	97,26
Мира 35а	жилой дом	0,0452	1 661 777,78	7,51	56,33	6,01	69,85	5,26	75,11
Мира 39	жилой дом	0,0972	1 649 546,88	16,03	120,25	12,83	149,11	11,22	160,34
Мира 4	жилой дом	0,0187	1 659 915,09	3,10	23,28	2,48	28,87	2,17	31,04
Мира 41	жилой дом	0,1099	1 673 945,29	18,40	137,97	14,72	171,09	12,88	183,97
Мира 43	жилой дом	0,189	1 684 100,00	31,83	238,72	25,46	296,01	22,28	318,29
Мира 43в	жилой дом	0,1123	1 666 912,28	18,72	140,40	14,98	174,09	13,10	187,19
Мира 43д	жилой дом	0,071	1 671 065,53	11,86	88,98	9,49	110,34	8,31	118,65
Мира 43е	жилой дом	0,0612	1 675 728,57	10,26	76,92	8,20	95,38	7,18	102,55
Мира 45	жилой дом	0,0928	1 672 264,46	15,52	116,39	12,41	144,32	10,86	155,19
Мира 47	жилой дом	0,1083	1 670 856,59	18,10	135,72	14,48	168,29	12,67	180,95
Мира 49	жилой дом	0,0838	1 759 500,00	14,74	110,58	11,80	137,12	10,32	147,45
Мира 49а	жилой дом	0,037	1 661 777,78	6,15	46,11	4,92	57,18	4,30	61,49
Мира 49а	жилой дом	0,037	1 669 506,60	6,18	46,33	4,94	57,45	4,32	61,77
Мира 5	жилой дом	0,0513	1 633 833,33	8,38	62,86	6,71	77,95	5,87	83,82
Мира 51	жилой дом	0,097	1 612 875,00	15,64	117,34	12,52	145,50	10,95	156,45
Мира 51а	жилой дом	0,1271	1 661 777,78	21,12	158,41	16,90	196,43	14,78	211,21
Мира 51б	жилой дом	0,1232	1 671 890,44	20,60	154,48	16,48	191,56	14,42	205,98
Мира 53	жилой дом	0,09	1 649 546,88	14,85	111,34	11,88	138,07	10,39	148,46
Мира 53а	жилой дом	0,1236	1 659 915,09	20,52	153,87	16,41	190,80	14,36	205,17
Мира 53б	жилой дом	0,0866	1 759 500,00	15,24	114,28	12,19	141,71	10,67	152,37
Мира 55	жилой дом	0,088	1 673 945,29	14,73	110,48	11,78	137,00	10,31	147,31
Мира 58	жилой дом	0,074	1 684 100,00	12,46	93,47	9,97	115,90	8,72	124,62
Мира 58	жилой дом	0,074	1 671 342,98	12,37	92,76	9,89	115,02	8,66	123,68
Мира 58	жилой дом	0,074	1 666 912,28	12,34	92,51	9,87	114,72	8,63	123,35
Мира 59	жилой дом	0,025	1 671 538,33	4,18	31,34	3,34	38,86	2,93	41,79
Мира 59	жилой дом	0,025	1 671 065,53	4,18	31,33	3,34	38,85	2,92	41,78
Мира 59	жилой дом	0,0525	1 666 088,50	8,75	65,60	7,00	81,35	6,12	87,47
Мира 59	жилой дом	0,0525	1 675 728,57	8,80	65,98	7,04	81,82	6,16	87,98
Мира 59	жилой дом	0,0525	1 672 264,46	8,78	65,85	7,02	81,65	6,15	87,79
Мира 6	жилой дом	0,0203	1 670 856,59	3,39	25,44	2,71	31,54	2,37	33,92
Мира 62	жилой дом	0,1334	1 759 500,00	23,47	176,04	18,78	218,29	16,43	234,72
Мира 63	жилой дом	0,1565	1 661 777,78	26,01	195,05	20,81	241,86	18,20	260,07
Мира 64/1	жилой дом	0,0421	1 669 506,60	7,03	52,71	5,62	65,37	4,92	70,29
Мира 64/3	жилой дом	0,0429	1 633 833,33	7,01	52,57	5,61	65,19	4,91	70,09
Мира 64/3	жилой дом	0,05	1 612 875,00	8,06	60,48	6,45	75,00	5,65	80,64
Мира 64/3	жилой дом	0,05	1 661 777,78	8,31	62,32	6,65	77,27	5,82	83,09
Мира 64/3	жилой дом	0,05	1 671 890,44	8,36	62,70	6,69	77,74	5,85	83,59
Мира 64/4	жилой дом	0,05953	1 649 546,88	9,82	73,65	7,86	91,32	6,87	98,20

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Мира 64/4	жилой дом	0,05953	1 659 915,09	9,88	74,11	7,91	91,90	6,92	98,81
Мира 64/4	жилой дом	0,05953	1 759 500,00	10,47	78,56	8,38	97,41	7,33	104,74
Мира 65	жилой дом	0,018	1 673 945,29	3,01	22,60	2,41	28,02	2,11	30,13
Мира 65	жилой дом	0,018	1 684 100,00	3,03	22,74	2,43	28,19	2,12	30,31
Мира 65	жилой дом	0,043	1 671 342,98	7,19	53,90	5,75	66,84	5,03	71,87
Мира 65	жилой дом	0,043	1 666 912,28	7,17	53,76	5,73	66,66	5,02	71,68
Мира 65	жилой дом	0,043	1 671 538,33	7,19	53,91	5,75	66,84	5,03	71,88
Мира 65	жилой дом	0,043	1 671 065,53	7,19	53,89	5,75	66,83	5,03	71,86
Мира 7	жилой дом	0,0941	1 675 728,57	15,77	118,26	12,61	146,65	11,04	157,69
Мира 70	жилой дом	0,0817	1 672 264,46	13,66	102,47	10,93	127,06	9,56	136,62
Мира 70 а	жилой дом	0,0577	1 670 856,59	9,64	72,31	7,71	89,66	6,75	96,41
Мира 74	жилой дом	0,0909	1 661 777,78	15,11	113,29	12,08	140,48	10,57	151,06
Мира 74а	жилой дом	0,0515	1 669 506,60	8,60	64,48	6,88	79,96	6,02	85,98
Мира 8	жилой дом	0,0242	1 633 833,33	3,95	29,65	3,16	36,77	2,77	39,54
Мира 9	жилой дом	0,0465	1 661 777,78	7,73	57,95	6,18	71,86	5,41	77,27
Мира 9а	жилой дом	0,0467	1 671 890,44	7,81	58,56	6,25	72,61	5,47	78,08
Молодежная 13	жилой дом	0,1755	1 659 915,09	29,13	218,49	23,31	270,92	20,39	291,32
Молодежная 15	жилой дом	0,04653	1 759 500,00	8,19	61,40	6,55	76,14	5,73	81,87
Молодежная 15	жилой дом	0,04653	1 673 945,29	7,79	58,42	6,23	72,44	5,45	77,89
Молодежная 15	жилой дом	0,04653	1 684 100,00	7,84	58,77	6,27	72,88	5,49	78,36
Молодежная 25	жилой дом	0,00056	1 671 342,98	0,09	0,70	0,07	0,87	0,07	0,94
Молодежная 27	жилой дом	0,00056	1 666 912,28	0,09	0,70	0,07	0,87	0,07	0,93
Молодежная 5	жилой дом	0,1365	1 671 538,33	22,82	171,12	18,25	212,19	15,97	228,16
Молодежная 5/2	жилой дом	0,0429	1 671 065,53	7,17	53,77	5,74	66,67	5,02	71,69
Молодежная 5/2	жилой дом	0,0429	1 666 088,50	7,15	53,61	5,72	66,47	5,00	71,48
Молодежная 5/2	жилой дом	0,0429	1 675 728,57	7,19	53,92	5,75	66,86	5,03	71,89
Молодежная 9	жилой дом	0,1716	1 672 264,46	28,70	215,22	22,96	266,87	20,09	286,96
Набережная 1	жилой дом	0,00014	1 671 538,33	0,02	0,18	0,02	0,22	0,02	0,23
Набережная 10	жилой дом	0,00033	1 671 065,53	0,06	0,41	0,04	0,51	0,04	0,55
Набережная 12	жилой дом	0,00016	1 666 088,50	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Набережная 15	жилой дом	0,00049	1 675 728,57	0,08	0,62	0,07	0,76	0,06	0,82
Набережная 16	жилой дом	0,0001	1 672 264,46	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Набережная 18	жилой дом	0,00016	1 670 856,59	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Набережная 2	жилой дом	0,00033	1 759 500,00	0,06	0,44	0,05	0,54	0,04	0,58
Набережная 3	жилой дом	0,00016	1 661 777,78	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Набережная 9	жилой дом	0,00033	1 669 506,60	0,06	0,41	0,04	0,51	0,04	0,55
Некрасова 11	жилой дом	0,046125	1 633 833,33	7,54	56,52	6,03	70,09	5,28	75,36
Некрасова 11	жилой дом	0,046125	1 612 875,00	7,44	55,80	5,95	69,19	5,21	74,39
Некрасова 11	жилой дом	0,046125	1 661 777,78	7,66	57,49	6,13	71,28	5,37	76,65

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Некрасова 11	жилой дом	0,046125	1 671 890,44	7,71	57,84	6,17	71,72	5,40	77,12
Некрасова 13	жилой дом	0,0609	1 649 546,88	10,05	75,34	8,04	93,43	7,03	100,46
Некрасова 13	жилой дом	0,0609	1 659 915,09	10,11	75,82	8,09	94,01	7,08	101,09
Некрасова 13	жилой дом	0,0609	1 759 500,00	10,72	80,37	8,57	99,65	7,50	107,15
Некрасова 13	жилой дом	0,0609	1 673 945,29	10,19	76,46	8,16	94,81	7,14	101,94
Некрасова 15	жилой дом	0,06755	1 684 100,00	11,38	85,32	9,10	105,80	7,96	113,76
Некрасова 15	жилой дом	0,06755	1 671 342,98	11,29	84,67	9,03	105,00	7,90	112,90
Некрасова 15	жилой дом	0,06755	1 666 912,28	11,26	84,45	9,01	104,72	7,88	112,60
Некрасова 15	жилой дом	0,06755	1 671 538,33	11,29	84,68	9,03	105,01	7,90	112,91
Некрасова 17	жилой дом	0,0905	1 671 065,53	15,12	113,42	12,10	140,65	10,59	151,23
Некрасова 19	жилой дом	0,0545	1 666 088,50	9,08	68,10	7,26	84,45	6,36	90,80
Некрасова 23	жилой дом	0,04508	1 759 500,00	7,93	59,49	6,35	73,77	5,55	79,32
Некрасова 23	жилой дом	0,04508	1 661 777,78	7,49	56,18	5,99	69,67	5,24	74,91
Некрасова 23	жилой дом	0,04508	1 669 506,60	7,53	56,45	6,02	69,99	5,27	75,26
Некрасова 23	жилой дом	0,04508	1 633 833,33	7,37	55,24	5,89	68,50	5,16	73,65
Некрасова 23	жилой дом	0,04508	1 612 875,00	7,27	54,53	5,82	67,62	5,09	72,71
Некрасова 23/2	жилой дом	0,0757	1 661 777,78	12,58	94,35	10,06	116,99	8,81	125,80
Некрасова 23/3	жилой дом	0,0783	1 671 890,44	13,09	98,18	10,47	121,75	9,16	130,91
Некрасова 25	жилой дом	0,1583	1 649 546,88	26,11	195,84	20,89	242,84	18,28	261,12
Некрасова 27	жилой дом	0,04166	1 659 915,09	6,92	51,86	5,53	64,31	4,84	69,15
Некрасова 27	жилой дом	0,04166	1 759 500,00	7,33	54,98	5,86	68,17	5,13	73,30
Некрасова 27	жилой дом	0,04166	1 673 945,29	6,97	52,30	5,58	64,86	4,88	69,74
Некрасова 27	жилой дом	0,04166	1 684 100,00	7,02	52,62	5,61	65,25	4,91	70,16
Некрасова 27	жилой дом	0,04166	1 671 342,98	6,96	52,22	5,57	64,75	4,87	69,63
Некрасова 29	жилой дом	0,1474	1 671 538,33	24,64	184,79	19,71	229,14	17,25	246,38
Некрасова 31/1	жилой дом	0,0848	1 759 500,00	14,92	111,90	11,94	138,76	10,44	149,21
Некрасова 31/2	жилой дом	0,0741	1 661 777,78	12,31	92,35	9,85	114,52	8,62	123,14
Некрасова 33	жилой дом	0,07356	1 669 506,60	12,28	92,11	9,82	114,21	8,60	122,81
Некрасова 33	жилой дом	0,07356	1 633 833,33	12,02	90,14	9,61	111,77	8,41	120,18
Некрасова 33	жилой дом	0,07356	1 612 875,00	11,86	88,98	9,49	110,34	8,31	118,64
Некрасова 35	жилой дом	0,07333	1 671 890,44	12,26	91,95	9,81	114,02	8,58	122,60
Некрасова 35	жилой дом	0,07333	1 649 546,88	12,10	90,72	9,68	112,49	8,47	120,96
Некрасова 35	жилой дом	0,07333	1 659 915,09	12,17	91,29	9,74	113,20	8,52	121,72
Некрасова 37	жилой дом	0,0404	1 759 500,00	7,11	53,31	5,69	66,11	4,98	71,08
Некрасова 37	жилой дом	0,0404	1 673 945,29	6,76	50,72	5,41	62,89	4,73	67,63
Некрасова 37	жилой дом	0,0404	1 684 100,00	6,80	51,03	5,44	63,28	4,76	68,04
Некрасова 37	жилой дом	0,0404	1 671 342,98	6,75	50,64	5,40	62,80	4,73	67,52
Некрасова 39	жилой дом	0,0718	1 666 912,28	11,97	89,76	9,57	111,31	8,38	119,68
Некрасова 41	жилой дом	0,072	1 671 065,53	12,03	90,24	9,63	111,89	8,42	120,32

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Некрасова 7	жилой дом	0,0858	1 666 088,50	14,30	107,21	11,44	132,94	10,01	142,95
Некрасова 9	жилой дом	0,05283	1 675 728,57	8,85	66,40	7,08	82,33	6,20	88,53
Некрасова 9	жилой дом	0,05283	1 672 264,46	8,83	66,26	7,07	82,16	6,18	88,35
Некрасова 9	жилой дом	0,05283	1 670 856,59	8,83	66,20	7,06	82,09	6,18	88,27
Овражная 16а	жилой дом	0,045	1 661 777,78	7,48	56,09	5,98	69,55	5,23	74,78
Овражная 16а	жилой дом	0,071	1 669 506,60	11,85	88,90	9,48	110,24	8,30	118,53
Овражная, воин. часть	жилой дом	0,003	1 633 833,33	0,49	3,68	0,39	4,56	0,34	4,90
Островского 11	жилой дом	0,1463	1 661 777,78	24,31	182,34	19,45	226,10	17,02	243,12
Островского 2	жилой дом	0,039	1 671 890,44	6,52	48,90	5,22	60,64	4,56	65,20
Островского 4	жилой дом	0,0378	1 649 546,88	6,24	46,76	4,99	57,99	4,36	62,35
пер. Первомайский 12	жилой дом	0,0159	1 684 100,00	2,68	20,08	2,14	24,90	1,87	26,78
пер. Первомайский 14	жилой дом	0,039	1 671 342,98	6,52	48,89	5,21	60,62	4,56	65,18
пер. Первомайский 16	жилой дом	0,0421	1 666 912,28	7,02	52,63	5,61	65,26	4,91	70,18
пер. Первомайский 2	жилой дом	0,0226	1 671 538,33	3,78	28,33	3,02	35,13	2,64	37,78
пер. Первомайский 4	жилой дом	0,012	1 671 065,53	2,01	15,04	1,60	18,65	1,40	20,05
пер. Первомайский 6	жилой дом	0,0242	1 666 088,50	4,03	30,24	3,23	37,50	2,82	40,32
пер. Первомайский 7	жилой дом	0,0374	1 675 728,57	6,27	47,00	5,01	58,29	4,39	62,67
пер. Первомайский 8	жилой дом	0,0109	1 672 264,46	1,82	13,67	1,46	16,95	1,28	18,23
Первомайская 14	жилой дом	0,0548	1 633 833,33	8,95	67,15	7,16	83,27	6,27	89,53
Первомайская 15	жилой дом	0,0047	1 612 875,00	0,76	5,69	0,61	7,05	0,53	7,58
Первомайская 15	жилой дом	0,0507	1 661 777,78	8,43	63,19	6,74	78,35	5,90	84,25
Первомайская 15/2	жилой дом	0,0355	1 671 890,44	5,94	44,51	4,75	55,20	4,15	59,35
Первомайская 15/2	жилой дом	0,0355	1 649 546,88	5,86	43,92	4,68	54,46	4,10	58,56
Первомайская 15/4	жилой дом	0,0647	1 659 915,09	10,74	80,55	8,59	99,88	7,52	107,40
Первомайская 16	жилой дом	0,0434	1 759 500,00	7,64	57,27	6,11	71,02	5,35	76,36
Первомайская 17	жилой дом	0,0503	1 673 945,29	8,42	63,15	6,74	78,31	5,89	84,20
Первомайская 17	жилой дом	0,0503	1 684 100,00	8,47	63,53	6,78	78,78	5,93	84,71
Первомайская 17/1	жилой дом	0,092	1 671 342,98	15,38	115,32	12,30	143,00	10,76	153,76
Первомайская 18	жилой дом	0,0198	1 666 912,28	3,30	24,75	2,64	30,69	2,31	33,00
Первомайская 20	жилой дом	0,0203	1 671 538,33	3,39	25,45	2,71	31,56	2,38	33,93
Первомайская 22	жилой дом	0,0047	1 671 065,53	0,79	5,89	0,63	7,30	0,55	7,85
Первомайская 26	жилой дом	0,00166	1 666 088,50	0,28	2,07	0,22	2,57	0,19	2,77
Первомайская 28	жилой дом	0,0062	1 675 728,57	1,04	7,79	0,83	9,66	0,73	10,39
Первомайская 3	жилой дом	0,0637	1 670 856,59	10,64	79,83	8,51	98,98	7,45	106,43
Первомайская 4/1	жилой дом	0,1856	1 759 500,00	32,66	244,92	26,13	303,70	22,86	326,56
Первомайская 4/2	жилой дом	0,1856	1 661 777,78	30,84	231,32	24,67	286,84	21,59	308,43
Первомайская 4/3	жилой дом	0,1739	1 669 506,60	29,03	217,75	23,23	270,00	20,32	290,33
Первомайская 4/4	жилой дом	0,1895	1 633 833,33	30,96	232,21	24,77	287,94	21,67	309,61
Первомайская 5	жилой дом	0,0619	1 671 890,44	10,35	77,62	8,28	96,25	7,24	103,49

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Первомайская 51	жилой дом	0,0014	1 649 546,88	0,23	1,73	0,18	2,15	0,16	2,31
Первомайская 53	жилой дом	0,0027	1 659 915,09	0,45	3,36	0,36	4,17	0,31	4,48
Первомайская 55	жилой дом	0,0041	1 759 500,00	0,72	5,41	0,58	6,71	0,50	7,21
Первомайская 66	жилой дом	0,07	1 666 912,28	11,67	87,51	9,33	108,52	8,17	116,68
Первомайская 66	жилой дом	0,07	1 671 538,33	11,70	87,76	9,36	108,82	8,19	117,01
Первомайская 7	жилой дом	0,0583	1 671 065,53	9,74	73,07	7,79	90,60	6,82	97,42
Первомайская 9	жилой дом	0,0623	1 675 728,57	10,44	78,30	8,35	97,09	7,31	104,40
Перевощикова 10	жилой дом	0,0253	1 672 264,46	4,23	31,73	3,38	39,35	2,96	42,31
Перевощикова 10	жилой дом	0,0253	1 670 856,59	4,23	31,70	3,38	39,31	2,96	42,27
Перевощикова 10	жилой дом	0,073	1 759 500,00	12,84	96,33	10,28	119,45	8,99	128,44
Перевощикова 3	жилой дом	0,062	1 661 777,78	10,30	77,27	8,24	95,82	7,21	103,03
Перевощикова 3	жилой дом	0,062	1 669 506,60	10,35	77,63	8,28	96,26	7,25	103,51
Перевощикова 5	жилой дом	0,016	1 633 833,33	2,61	19,61	2,09	24,31	1,83	26,14
Перевощикова 5	жилой дом	0,02	1 612 875,00	3,23	24,19	2,58	30,00	2,26	32,26
Перевощикова 7	жилой дом	0,0706	1 661 777,78	11,73	87,99	9,39	109,11	8,21	117,32
Перевощикова 7	жилой дом	0,0706	1 671 890,44	11,80	88,53	9,44	109,77	8,26	118,04
Перевощикова 8	жилой дом	0,0368	1 649 546,88	6,07	45,53	4,86	56,45	4,25	60,70
Перевощикова 9	жилой дом	0,0585	1 759 500,00	10,29	77,20	8,23	95,73	7,21	102,93
Перевощикова 9	жилой дом	0,0585	1 673 945,29	9,79	73,44	7,83	91,07	6,85	97,93
Песчаная 1	жилой дом	0,00033	1 684 100,00	0,06	0,42	0,04	0,52	0,04	0,56
Песчаная 6	жилой дом	0,00028	1 671 342,98	0,05	0,35	0,04	0,44	0,03	0,47
Песчаная 7	жилой дом	0,00028	1 666 912,28	0,05	0,35	0,04	0,43	0,03	0,47
Победы 1	жилой дом	0,09126	1 671 538,33	15,25	114,41	12,20	141,87	10,68	152,54
Победы 1	жилой дом	0,09126	1 671 065,53	15,25	114,38	12,20	141,83	10,68	152,50
Победы 1	жилой дом	0,09126	1 666 088,50	15,20	114,04	12,16	141,40	10,64	152,05
Победы 11	жилой дом	0,08006	1 675 728,57	13,42	100,62	10,73	124,77	9,39	134,16
Победы 11	жилой дом	0,08006	1 672 264,46	13,39	100,41	10,71	124,51	9,37	133,88
Победы 11	жилой дом	0,08006	1 670 856,59	13,38	100,33	10,70	124,40	9,36	133,77
Победы 3	жилой дом	0,0858	1 669 506,60	14,32	107,43	11,46	133,22	10,03	143,24
Победы 5	жилой дом	0,0741	1 633 833,33	12,11	90,80	9,69	112,59	8,47	121,07
Победы 7	жилой дом	0,0881	1 612 875,00	14,21	106,57	11,37	132,15	9,95	142,09
Пролетарская 51	жилой дом	0,00065	1 684 100,00	0,11	0,82	0,09	1,02	0,08	1,09
Пролетарская 52	жилой дом	0,00056	1 671 342,98	0,09	0,70	0,07	0,87	0,07	0,94
Пролетарская 53	жилой дом	0,00167	1 666 912,28	0,28	2,09	0,22	2,59	0,19	2,78
Пролетарская 54	жилой дом	0,00033	1 671 538,33	0,06	0,41	0,04	0,51	0,04	0,55
Пролетарская 56	жилой дом	0,00066	1 671 065,53	0,11	0,83	0,09	1,03	0,08	1,10
Пролетарская 57	жилой дом	0,00098	1 666 088,50	0,16	1,22	0,13	1,52	0,11	1,63
Пролетарская 64	жилой дом	0,00016	1 675 728,57	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
ИТОГО, за год		12,30258		2 057,14	15 428,58	1 645,72	19 131,44	1 440,00	20 571,44

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
2018 год									
Профсоюзная 1	жилой дом	0,00028	1 670 856,59	0,05	0,35	0,04	0,44	0,03	0,47
Профсоюзная 12	жилой дом	0,00023	1 759 500,00	0,04	0,30	0,03	0,38	0,03	0,40
Профсоюзная 13	жилой дом	0,00033	1 661 777,78	0,05	0,41	0,04	0,51	0,04	0,55
Профсоюзная 16	жилой дом	0,00049	1 669 506,60	0,08	0,61	0,07	0,76	0,06	0,82
Профсоюзная 2	жилой дом	0,0001	1 661 777,78	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,17
Профсоюзная 4	жилой дом	0,00033	1 671 890,44	0,06	0,41	0,04	0,51	0,04	0,55
Профсоюзная 5	жилой дом	0,0001	1 649 546,88	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,16
Профсоюзная 6	жилой дом	0,0001	1 659 915,09	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,17
Профсоюзная 7	жилой дом	0,00014	1 759 500,00	0,02	0,18	0,02	0,23	0,02	0,25
Профсоюзная 8	жилой дом	0,00016	1 673 945,29	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Пушкина 1	жилой дом	0,018	1 684 100,00	3,03	22,74	2,43	28,19	2,12	30,31
Пушкина 10	жилой дом	0,0491	1 671 342,98	8,21	61,55	6,57	76,32	5,74	82,06
Пушкина 12	жилой дом	0,0569	1 666 912,28	9,48	71,14	7,59	88,21	6,64	94,85
Пушкина 14	жилой дом	0,0437	1 671 538,33	7,30	54,78	5,84	67,93	5,11	73,05
Пушкина 16	жилой дом	0,0499	1 671 065,53	8,34	62,54	6,67	77,55	5,84	83,39
Пушкина 18	жилой дом	0,0437	1 666 088,50	7,28	54,61	5,82	67,71	5,10	72,81
Пушкина 20/1	жилой дом	0,0359	1 675 728,57	6,02	45,12	4,81	55,95	4,21	60,16
Пушкина 20/1	жилой дом	0,0359	1 672 264,46	6,00	45,03	4,80	55,83	4,20	60,03
Пушкина 20/2	жилой дом	0,0733	1 670 856,59	12,25	91,86	9,80	113,90	8,57	122,47
Пушкина 20/2	жилой дом	0,0733	1 759 500,00	12,90	96,73	10,32	119,94	9,03	128,97
Пушкина 20/3	жилой дом	0,07955	1 661 777,78	13,22	99,15	10,58	122,94	9,25	132,19
Пушкина 20/3	жилой дом	0,07955	1 669 506,60	13,28	99,61	10,62	123,51	9,30	132,81
Пушкина 7	жилой дом	0,0172	1 633 833,33	2,81	21,08	2,25	26,13	1,97	28,10
Пушкина 8	жилой дом	0,0437	1 612 875,00	7,05	52,86	5,64	65,55	4,93	70,48
Пушкина 9	жилой дом	0,0172	1 661 777,78	2,86	21,44	2,29	26,58	2,00	28,58
Революции 10	жилой дом	0,0741	1 649 546,88	12,22	91,67	9,78	113,68	8,56	122,23
Революции 12	жилой дом	0,0796	1 659 915,09	13,21	99,10	10,57	122,88	9,25	132,13
Революции 16	жилой дом	0,1147	1 759 500,00	20,18	151,36	16,15	187,69	14,13	201,81
Революции 6	жилой дом	0,034	1 684 100,00	5,73	42,94	4,58	53,25	4,01	57,26
Революции 6	жилой дом	0,034	1 671 342,98	5,68	42,62	4,55	52,85	3,98	56,83
Революции 6	жилой дом	0,034	1 666 912,28	5,67	42,51	4,53	52,71	3,97	56,68
Революции 6	жилой дом	0,034	1 671 538,33	5,68	42,62	4,55	52,85	3,98	56,83
Революции 8	жилой дом	0,0733	1 666 088,50	12,21	91,59	9,77	113,58	8,55	122,12
Речная 1	жилой дом	0,0055	1 675 728,57	0,92	6,91	0,74	8,57	0,65	9,22
Речная 10/1	жилой дом	0,1498	1 672 264,46	25,05	187,88	20,04	232,97	17,54	250,51
Речная 10/2	жилой дом	0,1505	1 670 856,59	25,15	188,60	20,12	233,86	17,60	251,46
Речная 10/3	жилой дом	0,04966	1 759 500,00	8,74	65,53	6,99	81,26	6,12	87,38
Речная 10/3	жилой дом	0,04966	1 661 777,78	8,25	61,89	6,60	76,75	5,78	82,52

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Речная 10/3	жилой дом	0,04966	1 669 506,60	8,29	62,18	6,63	77,10	5,80	82,91
Речная 11	жилой дом	0,00028	1 633 833,33	0,05	0,34	0,04	0,43	0,03	0,46
Речная 13	жилой дом	0,00083	1 612 875,00	0,13	1,00	0,11	1,24	0,09	1,34
Речная 15	жилой дом	0,00028	1 661 777,78	0,05	0,35	0,04	0,43	0,03	0,47
Речная 16	жилой дом	0,1326	1 671 890,44	22,17	166,27	17,74	206,17	15,52	221,69
Речная 17	жилой дом	0,00056	1 649 546,88	0,09	0,69	0,07	0,86	0,06	0,92
Речная 18	жилой дом	0,0442	1 659 915,09	7,34	55,03	5,87	68,23	5,14	73,37
Речная 18	жилой дом	0,0442	1 759 500,00	7,78	58,33	6,22	72,33	5,44	77,77
Речная 18	жилой дом	0,0442	1 673 945,29	7,40	55,49	5,92	68,81	5,18	73,99
Речная 19	жилой дом	0,00083	1 684 100,00	0,14	1,05	0,11	1,30	0,10	1,40
Речная 21	жилой дом	0,00083	1 671 342,98	0,14	1,04	0,11	1,29	0,10	1,39
Речная 23	жилой дом	0,00056	1 666 912,28	0,09	0,70	0,07	0,87	0,07	0,93
Речная 25	жилой дом	0,00084	1 671 538,33	0,14	1,05	0,11	1,31	0,10	1,40
Речная 3	жилой дом	0,00083	1 671 065,53	0,14	1,04	0,11	1,29	0,10	1,39
Речная 4/1	жилой дом	0,1303	1 666 088,50	21,71	162,82	17,37	201,89	15,20	217,09
Речная 4/2	жилой дом	0,1357	1 675 728,57	22,74	170,55	18,19	211,48	15,92	227,40
Речная 5	жилой дом	0,00056	1 672 264,46	0,09	0,70	0,07	0,87	0,07	0,94
Речная 6	жилой дом	0,2639	1 670 856,59	44,09	330,70	35,28	410,07	30,87	440,94
Речная 6	жилой дом	0,2639	1 759 500,00	46,43	348,25	37,15	431,83	32,50	464,33
Речная 7	жилой дом	0,00083	1 661 777,78	0,14	1,03	0,11	1,28	0,10	1,38
Речная 8	жилой дом	0,24115	1 669 506,60	40,26	301,95	32,21	374,42	28,18	402,60
Речная 8	жилой дом	0,24115	1 633 833,33	39,40	295,50	31,52	366,42	27,58	394,00
Речная 9	жилой дом	0,00056	1 612 875,00	0,09	0,68	0,07	0,84	0,06	0,90
Родыгина 1	жилой дом	0,209	1 661 777,78	34,73	260,48	27,78	323,00	24,31	347,31
Родыгина 2	жилой дом	0,1966	1 671 890,44	32,87	246,52	26,30	305,69	23,01	328,69
Родыгина 3	жилой дом	0,1966	1 649 546,88	32,43	243,23	25,94	301,60	22,70	324,30
России 11	жилой дом	0,07565	1 759 500,00	13,31	99,83	10,65	123,79	9,32	133,11
России 11	жилой дом	0,07565	1 673 945,29	12,66	94,98	10,13	117,77	8,86	126,63
России 11	жилой дом	0,07565	1 684 100,00	12,74	95,55	10,19	118,48	8,92	127,40
России 11	жилой дом	0,07565	1 671 342,98	12,64	94,83	10,11	117,59	8,85	126,44
России 13	жилой дом	0,0182	1 666 912,28	3,03	22,75	2,43	28,21	2,12	30,34
России 13	жилой дом	0,06915	1 671 538,33	11,56	86,69	9,25	107,50	8,09	115,59
России 13	жилой дом	0,06915	1 671 065,53	11,56	86,67	9,24	107,47	8,09	115,55
России 14	жилой дом	0,07605	1 666 088,50	12,67	95,03	10,14	117,84	8,87	126,71
России 14	жилой дом	0,07605	1 675 728,57	12,74	95,58	10,20	118,52	8,92	127,44
России 15	жилой дом	0,0752	1 672 264,46	12,58	94,32	10,06	116,95	8,80	125,75
России 15	жилой дом	0,0752	1 670 856,59	12,56	94,24	10,05	116,85	8,80	125,65
России 15	жилой дом	0,0752	1 759 500,00	13,23	99,24	10,59	123,05	9,26	132,31
России 15	жилой дом	0,0752	1 661 777,78	12,50	93,72	10,00	116,22	8,75	124,97

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
России 16	жилой дом	0,07877	1 669 506,60	13,15	98,63	10,52	122,30	9,21	131,51
России 16	жилой дом	0,07877	1 633 833,33	12,87	96,52	10,30	119,69	9,01	128,70
России 16	жилой дом	0,07877	1 612 875,00	12,70	95,28	10,16	118,15	8,89	127,05
России 16	жилой дом	0,07877	1 661 777,78	13,09	98,17	10,47	121,74	9,16	130,90
России 18	жилой дом	0,0421	1 671 890,44	7,04	52,79	5,63	65,46	4,93	70,39
России 18	жилой дом	0,0421	1 649 546,88	6,94	52,08	5,56	64,58	4,86	69,45
России 20	жилой дом	0,07702	1 659 915,09	12,78	95,88	10,23	118,90	8,95	127,85
России 20	жилой дом	0,07702	1 759 500,00	13,55	101,64	10,84	126,03	9,49	135,52
России 20	жилой дом	0,07702	1 673 945,29	12,89	96,70	10,31	119,90	9,02	128,93
России 20	жилой дом	0,07702	1 684 100,00	12,97	97,28	10,38	120,63	9,08	129,71
России 27	жилой дом	0,1868	1 671 342,98	31,22	234,16	24,98	290,35	21,85	312,21
России 27	жилой дом	0,1868	1 666 912,28	31,14	233,53	24,91	289,58	21,80	311,38
России 29	жилой дом	0,037	1 671 538,33	6,18	46,39	4,95	57,52	4,33	61,85
России 29	жилой дом	0,1047	1 671 065,53	17,50	131,22	14,00	162,71	12,25	174,96
России 29	жилой дом	0,1407	1 666 088,50	23,44	175,81	18,75	218,01	16,41	234,42
России 30	жилой дом	0,07522	1 670 856,59	12,57	94,26	10,05	116,88	8,80	125,68
России 30	жилой дом	0,07522	1 759 500,00	13,23	99,26	10,59	123,09	9,26	132,35
России 30	жилой дом	0,07522	1 661 777,78	12,50	93,75	10,00	116,25	8,75	125,00
России 30	жилой дом	0,07522	1 669 506,60	12,56	94,19	10,05	116,79	8,79	125,58
России 30	жилой дом	0,07522	1 633 833,33	12,29	92,17	9,83	114,29	8,60	122,90
России 31	жилой дом	0,1701	1 661 777,78	28,27	212,00	22,61	262,88	19,79	282,67
России 31	жилой дом	0,1737	1 671 890,44	29,04	217,81	23,23	270,08	20,33	290,41
России 31	жилой дом	0,1774	1 649 546,88	29,26	219,47	23,41	272,15	20,48	292,63
России 31	жилой дом	0,1774	1 659 915,09	29,45	220,85	23,56	273,86	20,61	294,47
России 31	жилой дом	0,2221	1 759 500,00	39,08	293,09	31,26	363,43	27,35	390,78
России 31	жилой дом	0,246	1 673 945,29	41,18	308,84	32,94	382,97	28,83	411,79
России 32	жилой дом	0,06548	1 684 100,00	11,03	82,71	8,82	102,56	7,72	110,27
России 32	жилой дом	0,06548	1 671 342,98	10,94	82,08	8,76	101,78	7,66	109,44
России 32	жилой дом	0,06548	1 666 912,28	10,91	81,86	8,73	101,51	7,64	109,15
России 32	жилой дом	0,06548	1 671 538,33	10,95	82,09	8,76	101,79	7,66	109,45
России 32	жилой дом	0,06548	1 671 065,53	10,94	82,07	8,75	101,76	7,66	109,42
России 32	жилой дом	0,06548	1 666 088,50	10,91	81,82	8,73	101,46	7,64	109,10
Рудницкого 48	жилой дом	0,0538	1 672 264,46	9,00	67,48	7,20	83,67	6,30	89,97
Рудницкого 54	жилой дом	0,0086	1 670 856,59	1,44	10,78	1,15	13,36	1,01	14,37
Рудницкого 54 а	жилой дом	0,0094	1 759 500,00	1,65	12,40	1,32	15,38	1,16	16,54
Рудницкого 56	жилой дом	0,0101	1 669 506,60	1,69	12,65	1,35	15,68	1,18	16,86
Рудницкого 56 а	жилой дом	0,0125	1 633 833,33	2,04	15,32	1,63	18,99	1,43	20,42
Свердлова 16	жилой дом	0,00056	1 612 875,00	0,09	0,68	0,07	0,84	0,06	0,90
Свердлова 18	жилой дом	0,00035	1 661 777,78	0,06	0,44	0,05	0,54	0,04	0,58

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Свердлова 20	жилой дом	0,00014	1 671 890,44	0,02	0,18	0,02	0,22	0,02	0,23
Свердлова 23	жилой дом	0,0001	1 649 546,88	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,16
Свердлова 24	жилой дом	0,00035	1 659 915,09	0,06	0,44	0,05	0,54	0,04	0,58
Свердлова 26	жилой дом	0,0001	1 759 500,00	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,18
Свердлова 27	жилой дом	0,00028	1 673 945,29	0,05	0,35	0,04	0,44	0,03	0,47
Свердлова 28	жилой дом	0,0001	1 684 100,00	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Свердлова 29	жилой дом	0,00014	1 671 342,98	0,02	0,18	0,02	0,22	0,02	0,23
Свердлова 30	жилой дом	0,00035	1 666 912,28	0,06	0,44	0,05	0,54	0,04	0,58
Свердлова 31	жилой дом	0,00111	1 671 538,33	0,19	1,39	0,15	1,73	0,13	1,86
Свердлова 32	жилой дом	0,00014	1 671 065,53	0,02	0,18	0,02	0,22	0,02	0,23
Свердлова 40	жилой дом	0,0025	1 666 088,50	0,42	3,12	0,33	3,87	0,29	4,17
Свободы 10	жилой дом	0,00021	1 675 728,57	0,04	0,26	0,03	0,33	0,02	0,35
Свободы 11	жилой дом	0,0001	1 672 264,46	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Свободы 12	жилой дом	0,0001	1 670 856,59	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Свободы 13	жилой дом	0,00014	1 759 500,00	0,02	0,18	0,02	0,23	0,02	0,25
Свободы 14	жилой дом	0,00033	1 661 777,78	0,05	0,41	0,04	0,51	0,04	0,55
Свободы 16а	жилой дом	0,0001	1 669 506,60	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Свободы 17	жилой дом	0,00028	1 633 833,33	0,05	0,34	0,04	0,43	0,03	0,46
Свободы 18	жилой дом	0,0001	1 612 875,00	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,16
Свободы 19	жилой дом	0,00016	1 661 777,78	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Свободы 20	жилой дом	0,00047	1 671 890,44	0,08	0,59	0,06	0,73	0,06	0,79
Свободы 21	жилой дом	0,00021	1 649 546,88	0,03	0,26	0,03	0,32	0,02	0,35
Свободы 22	жилой дом	0,0001	1 659 915,09	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,17
Свободы 23	жилой дом	0,00033	1 759 500,00	0,06	0,44	0,05	0,54	0,04	0,58
Свободы 24	жилой дом	0,0001	1 673 945,29	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Свободы 25а	жилой дом	0,00016	1 684 100,00	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Свободы 25б	жилой дом	0,00033	1 671 342,98	0,06	0,41	0,04	0,51	0,04	0,55
Свободы 26	жилой дом	0,00042	1 666 912,28	0,07	0,53	0,06	0,65	0,05	0,70
Свободы 26а	жилой дом	0,00016	1 671 538,33	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Свободы 27	жилой дом	0,00014	1 671 065,53	0,02	0,18	0,02	0,22	0,02	0,23
Свободы 29	жилой дом	0,00065	1 666 088,50	0,11	0,81	0,09	1,01	0,08	1,08
Свободы 29а	жилой дом	0,0001	1 675 728,57	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Свободы 3	жилой дом	0,02	1 672 264,46	3,34	25,08	2,68	31,10	2,34	33,45
Свободы 31а	жилой дом	0,0001	1 670 856,59	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Свободы 33	жилой дом	0,0001	1 759 500,00	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,18
Свободы 34	жилой дом	0,00028	1 661 777,78	0,05	0,35	0,04	0,43	0,03	0,47
Свободы 35а	жилой дом	0,00014	1 669 506,60	0,02	0,18	0,02	0,22	0,02	0,23
Свободы 36	жилой дом	0,00033	1 633 833,33	0,05	0,40	0,04	0,50	0,04	0,54
Свободы 36	жилой дом	0,00047	1 612 875,00	0,08	0,57	0,06	0,70	0,05	0,76

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Свободы 37	жилой дом	0,00114	1 661 777,78	0,19	1,42	0,15	1,76	0,13	1,89
Свободы 38	жилой дом	0,00014	1 671 890,44	0,02	0,18	0,02	0,22	0,02	0,23
Свободы 39	жилой дом	0,0001	1 649 546,88	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,16
Свободы 40	жилой дом	0,0001	1 659 915,09	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,17
Свободы 40а	жилой дом	0,0001	1 759 500,00	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,18
Свободы 41а	жилой дом	0,00016	1 673 945,29	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Свободы 42	жилой дом	0,0007	1 684 100,00	0,12	0,88	0,09	1,10	0,08	1,18
Свободы 43	жилой дом	0,0001	1 671 342,98	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Свободы 43а	жилой дом	0,00049	1 666 912,28	0,08	0,61	0,07	0,76	0,06	0,82
Свободы 43б	жилой дом	0,00014	1 671 538,33	0,02	0,18	0,02	0,22	0,02	0,23
Свободы 44	жилой дом	0,0001	1 671 065,53	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Свободы 45	жилой дом	0,00021	1 666 088,50	0,03	0,26	0,03	0,33	0,02	0,35
Свободы 46	жилой дом	0,00033	1 675 728,57	0,06	0,41	0,04	0,51	0,04	0,55
Свободы 47	жилой дом	0,0001	1 672 264,46	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Свободы 5	жилой дом	0,00014	1 670 856,59	0,02	0,18	0,02	0,22	0,02	0,23
Свободы 51	жилой дом	0,00016	1 759 500,00	0,03	0,21	0,02	0,26	0,02	0,28
Свободы 52	жилой дом	0,0001	1 661 777,78	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,17
Свободы 54	жилой дом	0,00014	1 669 506,60	0,02	0,18	0,02	0,22	0,02	0,23
Свободы 55	жилой дом	0,00028	1 633 833,33	0,05	0,34	0,04	0,43	0,03	0,46
Свободы 59	жилой дом	0,00021	1 612 875,00	0,03	0,25	0,03	0,31	0,02	0,34
Свободы 59а	жилой дом	0,00016	1 661 777,78	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Свободы 7	жилой дом	0,0001	1 671 890,44	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Свободы 8	жилой дом	0,00021	1 649 546,88	0,03	0,26	0,03	0,32	0,02	0,35
Свободы 9	жилой дом	0,00014	1 659 915,09	0,02	0,17	0,02	0,22	0,02	0,23
Созонтова 1/1	жилой дом	0,025	1 671 342,98	4,18	31,34	3,34	38,86	2,92	41,78
Созонтова 1/1	жилой дом	0,0706	1 666 912,28	11,77	88,26	9,41	109,45	8,24	117,68
Созонтова 1/2	жилой дом	0,0283	1 671 538,33	4,73	35,48	3,78	43,99	3,31	47,30
Созонтова 1/2	жилой дом	0,0283	1 671 065,53	4,73	35,47	3,78	43,98	3,31	47,29
Созонтова 11	жилой дом	0,00194	1 666 088,50	0,32	2,42	0,26	3,01	0,23	3,23
Созонтова 13	жилой дом	0,0039	1 675 728,57	0,65	4,90	0,52	6,08	0,46	6,54
Созонтова 15	жилой дом	0,0031	1 672 264,46	0,52	3,89	0,41	4,82	0,36	5,18
Созонтова 17	жилой дом	0,00166	1 670 856,59	0,28	2,08	0,22	2,58	0,19	2,77
Созонтова 7	жилой дом	0,00028	1 661 777,78	0,05	0,35	0,04	0,43	0,03	0,47
Созонтова 9	жилой дом	0,00056	1 669 506,60	0,09	0,70	0,07	0,87	0,07	0,93
Сосновая 10	жилой дом	0,0585	1 612 875,00	9,44	70,76	7,55	87,75	6,60	94,35
Сосновая 10	жилой дом	0,0585	1 661 777,78	9,72	72,91	7,78	90,41	6,80	97,21
Сосновая 11	жилой дом	0,0896	1 671 890,44	14,98	112,35	11,98	139,32	10,49	149,80
Сосновая 12	жилой дом	0,05628	1 659 915,09	9,34	70,07	7,47	86,88	6,54	93,42
Сосновая 12	жилой дом	0,05628	1 759 500,00	9,90	74,27	7,92	92,09	6,93	99,02

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Сосновая 12/1	жилой дом	0,05628	1 673 945,29	9,42	70,66	7,54	87,61	6,59	94,21
Сосновая 12/1	жилой дом	0,05628	1 684 100,00	9,48	71,09	7,58	88,15	6,63	94,78
Сосновая 12/1	жилой дом	0,05628	1 671 342,98	9,41	70,55	7,53	87,48	6,58	94,06
Сосновая 12/1	жилой дом	0,05628	1 666 912,28	9,38	70,36	7,51	87,25	6,57	93,81
Сосновая 12/2	жилой дом	0,0632	1 671 538,33	10,56	79,23	8,45	98,25	7,39	105,64
Сосновая 14	жилой дом	0,0581	1 671 065,53	9,71	72,82	7,77	90,29	6,80	97,09
Сосновая 14	жилой дом	0,0581	1 666 088,50	9,68	72,60	7,74	90,02	6,78	96,80
Сосновая 16	жилой дом	0,05525	1 675 728,57	9,26	69,44	7,41	86,10	6,48	92,58
Сосновая 16	жилой дом	0,05525	1 672 264,46	9,24	69,29	7,39	85,93	6,47	92,39
Сосновая 16	жилой дом	0,05525	1 670 856,59	9,23	69,24	7,39	85,85	6,46	92,31
Сосновая 16	жилой дом	0,05525	1 759 500,00	9,72	72,91	7,78	90,41	6,80	97,21
Сосновая 16	жилой дом	0,05525	1 661 777,78	9,18	68,86	7,35	85,39	6,43	91,81
Сосновая 16	жилой дом	0,05525	1 669 506,60	9,22	69,18	7,38	85,78	6,46	92,24
Сосновая 16/2	жилой дом	0,0569	1 633 833,33	9,30	69,72	7,44	86,46	6,51	92,97
Сосновая 18	жилой дом	0,062	1 612 875,00	10,00	75,00	8,00	93,00	7,00	100,00
Сосновая 18	жилой дом	0,062	1 661 777,78	10,30	77,27	8,24	95,82	7,21	103,03
Сосновая 20	жилой дом	0,07624	1 671 890,44	12,75	95,60	10,20	118,54	8,92	127,46
Сосновая 20	жилой дом	0,07624	1 649 546,88	12,58	94,32	10,06	116,96	8,80	125,76
Сосновая 20	жилой дом	0,07624	1 659 915,09	12,66	94,91	10,12	117,69	8,86	126,55
Сосновая 20	жилой дом	0,07624	1 759 500,00	13,41	100,61	10,73	124,75	9,39	134,14
Сосновая 20	жилой дом	0,07624	1 673 945,29	12,76	95,72	10,21	118,69	8,93	127,62
Сосновая 20/2	жилой дом	0,0702	1 684 100,00	11,82	88,67	9,46	109,95	8,28	118,22
Сосновая 22/1	жилой дом	0,124	1 671 342,98	20,72	155,43	16,58	192,74	14,51	207,25
Сосновая 22/2	жилой дом	0,05896	1 666 912,28	9,83	73,71	7,86	91,40	6,88	98,28
Сосновая 22/2	жилой дом	0,05896	1 671 538,33	9,86	73,92	7,88	91,66	6,90	98,55
Сосновая 22/2	жилой дом	0,05896	1 671 065,53	9,85	73,89	7,88	91,63	6,90	98,53
Сосновая 22/2	жилой дом	0,05896	1 666 088,50	9,82	73,67	7,86	91,36	6,88	98,23
Сосновая 22/2	жилой дом	0,05896	1 675 728,57	9,88	74,10	7,90	91,88	6,92	98,80
Сосновая 22/3	жилой дом	0,1232	1 672 264,46	20,60	154,52	16,48	191,60	14,42	206,02
Сосновая 24/1	жилой дом	0,07645	1 670 856,59	12,77	95,80	10,22	118,80	8,94	127,74
Сосновая 24/1	жилой дом	0,07645	1 759 500,00	13,45	100,89	10,76	125,10	9,42	134,51
Сосновая 26	жилой дом	0,0823	1 661 777,78	13,68	102,57	10,94	127,19	9,57	136,76
Сосновая 26	жилой дом	0,0823	1 669 506,60	13,74	103,05	10,99	127,78	9,62	137,40
Сосновая 28	жилой дом	0,07775	1 633 833,33	12,70	95,27	10,16	118,14	8,89	127,03
Сосновая 28	жилой дом	0,07775	1 612 875,00	12,54	94,05	10,03	116,62	8,78	125,40
Сосновая 28/2	жилой дом	0,0347	1 661 777,78	5,77	43,25	4,61	53,63	4,04	57,66
Сосновая 28/2	жилой дом	0,0347	1 671 890,44	5,80	43,51	4,64	53,95	4,06	58,01
Сосновая 28/2	жилой дом	0,0347	1 649 546,88	5,72	42,93	4,58	53,23	4,01	57,24
Сосновая 28/2	жилой дом	0,0347	1 659 915,09	5,76	43,20	4,61	53,57	4,03	57,60

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Сосновая 3/1	жилой дом	0,2494	1 759 500,00	43,88	329,11	35,11	408,10	30,72	438,82
Сосновая 3/2	жилой дом	0,24	1 673 945,29	40,17	301,31	32,14	373,62	28,12	401,75
Сосновая 30	жилой дом	0,0347	1 684 100,00	5,84	43,83	4,68	54,35	4,09	58,44
Сосновая 30	жилой дом	0,0347	1 671 342,98	5,80	43,50	4,64	53,94	4,06	58,00
Сосновая 30	жилой дом	0,0347	1 666 912,28	5,78	43,38	4,63	53,79	4,05	57,84
Сосновая 30	жилой дом	0,0347	1 671 538,33	5,80	43,50	4,64	53,94	4,06	58,00
Сосновая 32	жилой дом	0,0784	1 671 065,53	13,10	98,26	10,48	121,84	9,17	131,01
Сосновая 34	жилой дом	0,0709	1 666 088,50	11,81	88,59	9,45	109,86	8,27	118,13
Сосновая 36/1	жилой дом	0,04703	1 675 728,57	7,88	59,11	6,30	73,29	5,52	78,81
Сосновая 36/1	жилой дом	0,04703	1 672 264,46	7,86	58,98	6,29	73,14	5,51	78,65
Сосновая 36/1	жилой дом	0,04703	1 670 856,59	7,86	58,94	6,29	73,08	5,50	78,58
Сосновая 36/1	жилой дом	0,04703	1 759 500,00	8,27	62,06	6,62	76,96	5,79	82,75
Сосновая 36/2	жилой дом	0,04703	1 661 777,78	7,82	58,62	6,25	72,68	5,47	78,15
Сосновая 36/2	жилой дом	0,04703	1 669 506,60	7,85	58,89	6,28	73,02	5,50	78,52
Сосновая 36/2	жилой дом	0,04703	1 633 833,33	7,68	57,63	6,15	71,46	5,38	76,84
Сосновая 36/2	жилой дом	0,04703	1 612 875,00	7,59	56,89	6,07	70,54	5,31	75,85
Сосновая 36/3	жилой дом	0,04703	1 661 777,78	7,82	58,62	6,25	72,68	5,47	78,15
Сосновая 36/3	жилой дом	0,04703	1 671 890,44	7,86	58,97	6,29	73,12	5,50	78,63
Сосновая 36/4	жилой дом	0,1537	1 649 546,88	25,35	190,15	20,28	235,79	17,75	253,54
Сосновая 38	жилой дом	0,1638	1 659 915,09	27,19	203,92	21,75	252,86	19,03	271,89
Сосновая 4	жилой дом	0,0661	1 759 500,00	11,63	87,23	9,30	108,16	8,14	116,30
Сосновая 4	жилой дом	0,0661	1 673 945,29	11,06	82,99	8,85	102,90	7,75	110,65
Сосновая 4	жилой дом	0,0661	1 684 100,00	11,13	83,49	8,91	103,53	7,79	111,32
Сосновая 4	жилой дом	0,0661	1 671 342,98	11,05	82,86	8,84	102,74	7,73	110,48
Сосновая 40	жилой дом	0,2051	1 666 912,28	34,19	256,41	27,35	317,95	23,93	341,88
Сосновая 40/2	жилой дом	0,1521	1 671 538,33	25,42	190,68	20,34	236,44	17,80	254,24
Сосновая 42	жилой дом	0,209	1 671 065,53	34,93	261,94	27,94	324,81	24,45	349,25
Сосновая 5	жилой дом	0,172	1 675 728,57	28,82	216,17	23,06	268,05	20,18	288,23
Сосновая 5/2	жилой дом	0,1045	1 672 264,46	17,48	131,06	13,98	162,52	12,23	174,75
Сосновая 5/2	жилой дом	0,1045	1 670 856,59	17,46	130,95	13,97	162,38	12,22	174,60
Сосновая 5/2	жилой дом	0,1045	1 759 500,00	18,39	137,90	14,71	171,00	12,87	183,87
Сосновая 6	жилой дом	0,0741	1 612 875,00	11,95	89,64	9,56	111,15	8,37	119,51
Сосновая 6	жилой дом	0,0741	1 661 777,78	12,31	92,35	9,85	114,52	8,62	123,14
Сосновая 6	жилой дом	0,0741	1 671 890,44	12,39	92,92	9,91	115,21	8,67	123,89
Сосновая 6	жилой дом	0,0741	1 649 546,88	12,22	91,67	9,78	113,68	8,56	122,23
Сосновая 7	жилой дом	0,144	1 659 915,09	23,90	179,27	19,12	222,30	16,73	239,03
Сосновая 9	жилой дом	0,1685	1 684 100,00	28,38	212,83	22,70	263,91	19,86	283,77
ИТОГО, за год		14,64147		2 454,78	18 410,83	1 963,82	22 829,42	1 718,34	24 547,77

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
2019 год									
Спортивная 2	жилой дом	0,07	1 671 342,98	11,70	87,75	9,36	108,80	8,19	116,99
Спортивная 2	жилой дом	0,08	1 666 912,28	13,34	100,01	10,67	124,02	9,33	133,35
Спортивная 4	жилой дом	0,1283	1 671 538,33	21,45	160,84	17,16	199,45	15,01	214,46
Спортивная 6	жилой дом	0,0815	1 671 065,53	13,62	102,14	10,90	126,66	9,53	136,19
Терещенко 1	жилой дом	0,092	1 759 500,00	16,19	121,41	12,95	150,54	11,33	161,87
Терещенко 11	жилой дом	0,0764	1 673 945,29	12,79	95,92	10,23	118,94	8,95	127,89
Терещенко 17	жилой дом	0,0733	1 666 912,28	12,22	91,64	9,77	113,63	8,55	122,18
Терещенко 19	жилой дом	0,0601	1 671 538,33	10,05	75,34	8,04	93,43	7,03	100,46
Терещенко 2	жилой дом	0,085	1 671 065,53	14,20	106,53	11,36	132,10	9,94	142,04
Терещенко 21	жилой дом	0,072	1 666 088,50	12,00	89,97	9,60	111,56	8,40	119,96
Терещенко 3	жилой дом	0,0959	1 675 728,57	16,07	120,53	12,86	149,45	11,25	160,70
Терещенко 5	жилой дом	0,0811	1 672 264,46	13,56	101,72	10,85	126,13	9,49	135,62
Терещенко 7	жилой дом	0,0725	1 670 856,59	12,11	90,85	9,69	112,66	8,48	121,14
Терещенко 9	жилой дом	0,0671	1 759 500,00	11,81	88,55	9,44	109,80	8,26	118,06
Труда 1	жилой дом	0,00016	1 669 506,60	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Труда 11	жилой дом	0,0001	1 633 833,33	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,16
Труда 1а	жилой дом	0,0001	1 612 875,00	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,16
Труда 2	жилой дом	0,00016	1 661 777,78	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Труда 27	жилой дом	0,00014	1 671 890,44	0,02	0,18	0,02	0,22	0,02	0,23
Труда 28	жилой дом	0,00014	1 649 546,88	0,02	0,17	0,02	0,21	0,02	0,23
Труда 29	жилой дом	0,0007	1 659 915,09	0,12	0,87	0,09	1,08	0,08	1,16
Труда 2а	жилой дом	0,00033	1 759 500,00	0,06	0,44	0,05	0,54	0,04	0,58
Труда 3	жилой дом	0,00016	1 673 945,29	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Труда 30	жилой дом	0,0001	1 684 100,00	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Труда 32	жилой дом	0,0001	1 671 342,98	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Труда 35а	жилой дом	0,00033	1 666 912,28	0,06	0,41	0,04	0,51	0,04	0,55
Труда 37	жилой дом	0,00028	1 671 538,33	0,05	0,35	0,04	0,44	0,03	0,47
Труда 38	жилой дом	0,00014	1 671 065,53	0,02	0,18	0,02	0,22	0,02	0,23
Труда 40	жилой дом	0,00014	1 666 088,50	0,02	0,17	0,02	0,22	0,02	0,23
Труда 42	жилой дом	0,00028	1 675 728,57	0,05	0,35	0,04	0,44	0,03	0,47
Труда 44	жилой дом	0,00033	1 672 264,46	0,06	0,41	0,04	0,51	0,04	0,55
Труда 46	жилой дом	0,0001	1 670 856,59	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Труда 47	жилой дом	0,0005	1 759 500,00	0,09	0,66	0,07	0,82	0,06	0,88
Труда 48	жилой дом	0,00021	1 661 777,78	0,03	0,26	0,03	0,32	0,02	0,35
Труда 49	жилой дом	0,00016	1 669 506,60	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Труда 5	жилой дом	0,00014	1 633 833,33	0,02	0,17	0,02	0,21	0,02	0,23
Труда 50	жилой дом	0,00055	1 612 875,00	0,09	0,67	0,07	0,82	0,06	0,89
Труда 52	жилой дом	0,001	1 661 777,78	0,17	1,25	0,13	1,55	0,12	1,66

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Труда 7	жилой дом	0,00016	1 671 890,44	0,03	0,20	0,02	0,25	0,02	0,27
Труда 8	жилой дом	0,00021	1 649 546,88	0,03	0,26	0,03	0,32	0,02	0,35
Труда 9	жилой дом	0,0001	1 659 915,09	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,17
Утробина 10	жилой дом	0,06435	1 673 945,29	10,77	80,79	8,62	100,18	7,54	107,72
Утробина 10	жилой дом	0,06435	1 684 100,00	10,84	81,28	8,67	100,79	7,59	108,37
Утробина 10а	жилой дом	0,02965	1 671 342,98	4,96	37,17	3,96	46,09	3,47	49,56
Утробина 10а	жилой дом	0,02965	1 666 912,28	4,94	37,07	3,95	45,96	3,46	49,42
Утробина 12	жилой дом	0,0667	1 671 538,33	11,15	83,62	8,92	103,69	7,80	111,49
Утробина 12	жилой дом	0,0667	1 671 065,53	11,15	83,60	8,92	103,66	7,80	111,46
Утробина 12а	жилой дом	0,0316	1 666 088,50	5,26	39,49	4,21	48,96	3,69	52,65
Утробина 12а	жилой дом	0,0316	1 675 728,57	5,30	39,71	4,24	49,25	3,71	52,95
Утробина 14	жилой дом	0,0772	1 672 264,46	12,91	96,82	10,33	120,06	9,04	129,10
Утробина 16	жилой дом	0,0858	1 670 856,59	14,34	107,52	11,47	133,32	10,04	143,36
Утробина 20	жилой дом	0,03265	1 759 500,00	5,74	43,09	4,60	53,43	4,02	57,45
Утробина 20	жилой дом	0,03265	1 661 777,78	5,43	40,69	4,34	50,46	3,80	54,26
Утробина 22	жилой дом	0,0835	1 669 506,60	13,94	104,55	11,15	129,65	9,76	139,40
Утробина 24	жилой дом	0,0827	1 633 833,33	13,51	101,34	10,81	125,66	9,46	135,12
Утробина 28	жилой дом	0,0854	1 612 875,00	13,77	103,30	11,02	128,10	9,64	137,74
Утробина 28	жилой дом	0,0854	1 661 777,78	14,19	106,44	11,35	131,98	9,93	141,92
Утробина 3	жилой дом	0,0679	1 671 890,44	11,35	85,14	9,08	105,57	7,95	113,52
Утробина 3	жилой дом	0,0679	1 649 546,88	11,20	84,00	8,96	104,16	7,84	112,00
Утробина 35а	жилой дом	0,14067	1 659 915,09	23,35	175,13	18,68	217,16	16,35	233,50
Утробина 35б	жилой дом	0,0946	1 759 500,00	16,64	124,84	13,32	154,80	11,65	166,45
Утробина 6	жилой дом	0,0866	1 666 912,28	14,44	108,27	11,55	134,25	10,10	144,35
Утробина 7	жилой дом	0,0591	1 671 538,33	9,88	74,09	7,90	91,87	6,92	98,79
Утробина 7	жилой дом	0,0591	1 671 065,53	9,88	74,07	7,90	91,85	6,91	98,76
Утробина 7	жилой дом	0,0591	1 666 088,50	9,85	73,85	7,88	91,57	6,89	98,47
Утробина 7	жилой дом	0,0591	1 675 728,57	9,90	74,28	7,92	92,10	6,93	99,04
Утробина 7	жилой дом	0,0591	1 672 264,46	9,88	74,12	7,91	91,91	6,92	98,83
Утробина 7	жилой дом	0,0591	1 670 856,59	9,87	74,06	7,90	91,84	6,91	98,75
Утробина 8	жилой дом	0,0827	1 759 500,00	14,55	109,13	11,64	135,32	10,19	145,51
Фестивальная 12	жилой дом	0,0468	1 669 506,60	7,81	58,60	6,25	72,66	5,47	78,13
Фестивальная 12	жилой дом	0,0468	1 633 833,33	7,65	57,35	6,12	71,11	5,35	76,46
Фестивальная 12	жилой дом	0,062	1 612 875,00	10,00	75,00	8,00	93,00	7,00	100,00
Фестивальная 12	жилой дом	0,062	1 661 777,78	10,30	77,27	8,24	95,82	7,21	103,03
Фестивальная 12	жилой дом	0,062	1 671 890,44	10,37	77,74	8,29	96,40	7,26	103,66
Фестивальная 12	жилой дом	0,062	1 649 546,88	10,23	76,70	8,18	95,11	7,16	102,27
Фестивальная 14	жилой дом	0,1583	1 659 915,09	26,28	197,07	21,02	244,37	18,39	262,76
Фестивальная 16	жилой дом	0,344	1 671 342,98	57,49	431,21	46,00	534,70	40,25	574,94

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Фестивальная 3	жилой дом	0,038025	1 666 912,28	6,34	47,54	5,07	58,95	4,44	63,38
Фестивальная 3	жилой дом	0,038025	1 671 538,33	6,36	47,67	5,08	59,11	4,45	63,56
Фестивальная 3	жилой дом	0,038025	1 671 065,53	6,35	47,66	5,08	59,09	4,45	63,54
Фестивальная 3	жилой дом	0,038025	1 666 088,50	6,34	47,51	5,07	58,92	4,43	63,35
Фестивальная 9	жилой дом	0,04783	1 670 856,59	7,99	59,94	6,39	74,32	5,59	79,92
Фестивальная 9	жилой дом	0,04783	1 759 500,00	8,42	63,12	6,73	78,27	5,89	84,16
Фестивальная 9	жилой дом	0,04783	1 661 777,78	7,95	59,61	6,36	73,92	5,56	79,48
Чепецкая 11	жилой дом	0,0437	1 672 264,46	7,31	54,81	5,85	67,96	5,12	73,08
Чепецкая 11	жилой дом	0,1318	1 670 856,59	22,02	165,16	17,62	204,80	15,42	220,22
Чепецкая 13	жилой дом	0,1318	1 759 500,00	23,19	173,93	18,55	215,67	16,23	231,90
Чепецкая 15	жилой дом	0,0411	1 661 777,78	6,83	51,22	5,46	63,52	4,78	68,30
Чепецкая 15	жилой дом	0,0411	1 669 506,60	6,86	51,46	5,49	63,81	4,80	68,62
Чепецкая 15	жилой дом	0,0411	1 633 833,33	6,72	50,36	5,37	62,45	4,70	67,15
Чепецкая 15	жилой дом	0,0411	1 612 875,00	6,63	49,72	5,30	61,65	4,64	66,29
Чепецкая 18	жилой дом	0,0112	1 661 777,78	1,86	13,96	1,49	17,31	1,30	18,61
Чепецкая 18	жилой дом	0,0112	1 671 890,44	1,87	14,04	1,50	17,41	1,31	18,73
Чепецкая 18	жилой дом	0,0328	1 649 546,88	5,41	40,58	4,33	50,32	3,79	54,11
Чепецкая 20	жилой дом	0,0007	1 659 915,09	0,12	0,87	0,09	1,08	0,08	1,16
Чепецкая 20	жилой дом	0,0085	1 759 500,00	1,50	11,22	1,20	13,91	1,05	14,96
Чепецкая 20	жилой дом	0,2145	1 673 945,29	35,91	269,30	28,72	333,93	25,13	359,06
Чепецкая 22	жилой дом	0,0004	1 684 100,00	0,07	0,51	0,05	0,63	0,05	0,67
Чепецкая 22	жилой дом	0,0004	1 671 342,98	0,07	0,50	0,05	0,62	0,05	0,67
Чепецкая 22	жилой дом	0,1459	1 666 912,28	24,32	182,40	19,46	226,18	17,02	243,20
Чепецкая 24	жилой дом	0,057	1 671 538,33	9,53	71,46	7,62	88,61	6,67	95,28
Чепецкая 24	жилой дом	0,057	1 671 065,53	9,53	71,44	7,62	88,58	6,67	95,25
Чепецкая 24	жилой дом	0,057	1 666 088,50	9,50	71,23	7,60	88,32	6,65	94,97
Чепецкая 24/2	жилой дом	0,1833	1 675 728,57	30,72	230,37	24,57	285,66	21,50	307,16
Чепецкая 24/3	жилой дом	0,1451	1 672 264,46	24,26	181,98	19,41	225,66	16,99	242,65
Чепецкая 3	жилой дом	0,0787	1 670 856,59	13,15	98,62	10,52	122,29	9,20	131,50
Чепецкая 5	жилой дом	0,0656	1 759 500,00	11,54	86,57	9,23	107,34	8,08	115,42
Чепецкая 7	жилой дом	0,038	1 661 777,78	6,31	47,36	5,05	58,73	4,42	63,15
Чепецкая 7	жилой дом	0,038	1 669 506,60	6,34	47,58	5,08	59,00	4,44	63,44
Чепецкая 7	жилой дом	0,038	1 633 833,33	6,21	46,56	4,97	57,74	4,35	62,09
Чепецкая 7	жилой дом	0,038	1 612 875,00	6,13	45,97	4,90	57,00	4,29	61,29
Чепецкая 9	жилой дом	0,1209	1 661 777,78	20,09	150,68	16,07	186,85	14,06	200,91
Школьная 10	жилой дом	0,1349	1 666 912,28	22,49	168,65	17,99	209,13	15,74	224,87
Школьная 4	жилой дом	0,0472	1 666 088,50	7,86	58,98	6,29	73,13	5,50	78,64
Школьная 4	жилой дом	0,0472	1 675 728,57	7,91	59,32	6,33	73,56	5,54	79,09
Школьная 6/1	жилой дом	0,067075	1 670 856,59	11,21	84,05	8,97	104,23	7,85	112,07

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Школьная 6/1	жилой дом	0,067075	1 759 500,00	11,80	88,51	9,44	109,76	8,26	118,02
Школьная 6/1	жилой дом	0,067075	1 661 777,78	11,15	83,60	8,92	103,66	7,80	111,46
Школьная 6/1	жилой дом	0,067075	1 669 506,60	11,20	83,99	8,96	104,14	7,84	111,98
Школьная 6/2	жилой дом	0,0511	1 633 833,33	8,35	62,62	6,68	77,64	5,84	83,49
Школьная 6/2	жилой дом	0,0511	1 612 875,00	8,24	61,81	6,59	76,65	5,77	82,42
Школьная 8/1	жилой дом	0,05265	1 661 777,78	8,75	65,62	7,00	81,37	6,12	87,49
Школьная 8/1	жилой дом	0,05265	1 671 890,44	8,80	66,02	7,04	81,86	6,16	88,03
Школьная 8/2	жилой дом	0,0433	1 649 546,88	7,14	53,57	5,71	66,43	5,00	71,43
Школьная 8/2	жилой дом	0,0433	1 659 915,09	7,19	53,91	5,75	66,84	5,03	71,87
Энгельса 1	жилой дом	0,0031	1 673 945,29	0,52	3,89	0,42	4,83	0,36	5,19
Энгельса 11	жилой дом	0,0125	1 684 100,00	2,11	15,79	1,68	19,58	1,47	21,05
Энгельса 14	жилой дом	0,0881	1 671 342,98	14,72	110,43	11,78	136,94	10,31	147,25
Энгельса 17	жилой дом	0,0382	1 666 912,28	6,37	47,76	5,09	59,22	4,46	63,68
Энгельса 18	жилой дом	0,0499	1 671 538,33	8,34	62,56	6,67	77,57	5,84	83,41
Энгельса 2	жилой дом	0,0055	1 671 065,53	0,92	6,89	0,74	8,55	0,64	9,19
Энгельса 20	жилой дом	0,0523	1 666 088,50	8,71	65,35	6,97	81,04	6,10	87,14
Энгельса 3	жилой дом	0,0039	1 675 728,57	0,65	4,90	0,52	6,08	0,46	6,54
Энгельса 4	жилой дом	0,0039	1 672 264,46	0,65	4,89	0,52	6,07	0,46	6,52
Энгельса 5	жилой дом	0,0031	1 670 856,59	0,52	3,88	0,41	4,82	0,36	5,18
Энгельса 6	жилой дом	0,0039	1 759 500,00	0,69	5,15	0,55	6,38	0,48	6,86
Энгельса 7	жилой дом	0,00139	1 661 777,78	0,23	1,73	0,18	2,15	0,16	2,31
Энгельса 8	жилой дом	0,0047	1 669 506,60	0,78	5,89	0,63	7,30	0,55	7,85
Юбилейная 1	жилой дом	0,04626	1 661 777,78	7,69	57,66	6,15	71,49	5,38	76,87
Юбилейная 1	жилой дом	0,04626	1 671 890,44	7,73	58,01	6,19	71,93	5,41	77,34
Юбилейная 1	жилой дом	0,04626	1 649 546,88	7,63	57,23	6,10	70,97	5,34	76,31
Юбилейная 1/2	жилой дом	0,1193	1 659 915,09	19,80	148,52	15,84	184,17	13,86	198,03
Юбилейная 11	жилой дом	0,0858	1 759 500,00	15,10	113,22	12,08	140,40	10,57	150,97
Юбилейная 13/1	жилой дом	0,085	1 673 945,29	14,23	106,71	11,38	132,33	9,96	142,29
Юбилейная 13/2	жилой дом	0,0764	1 684 100,00	12,87	96,50	10,29	119,66	9,01	128,67
Юбилейная 15	жилой дом	0,06541	1 671 342,98	10,93	81,99	8,75	101,67	7,65	109,32
Юбилейная 15	жилой дом	0,06541	1 666 912,28	10,90	81,77	8,72	101,40	7,63	109,03
Юбилейная 15	жилой дом	0,06541	1 671 538,33	10,93	82,00	8,75	101,68	7,65	109,34
Юбилейная 15	жилой дом	0,06541	1 671 065,53	10,93	81,98	8,74	101,65	7,65	109,30
Юбилейная 15	жилой дом	0,06541	1 666 088,50	10,90	81,73	8,72	101,35	7,63	108,98
Юбилейная 15	жилой дом	0,06541	1 675 728,57	10,96	82,21	8,77	101,94	7,67	109,61
Юбилейная 15	жилой дом	0,06541	1 672 264,46	10,94	82,04	8,75	101,73	7,66	109,38
Юбилейная 19	жилой дом	0,05444	1 670 856,59	9,10	68,22	7,28	84,59	6,37	90,96
Юбилейная 19	жилой дом	0,05444	1 759 500,00	9,58	71,84	7,66	89,08	6,71	95,79
Юбилейная 19	жилой дом	0,05444	1 661 777,78	9,05	67,85	7,24	84,13	6,33	90,47

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Юбилейная 19	жилой дом	0,05444	1 669 506,60	9,09	68,17	7,27	84,53	6,36	90,89
Юбилейная 19	жилой дом	0,05444	1 633 833,33	8,89	66,71	7,12	82,72	6,23	88,95
Юбилейная 21	жилой дом	0,0856	1 612 875,00	13,81	103,55	11,04	128,40	9,66	138,06
Юбилейная 21	жилой дом	0,0856	1 661 777,78	14,22	106,69	11,38	132,29	9,96	142,25
Юбилейная 21	жилой дом	0,0856	1 671 890,44	14,31	107,34	11,45	133,10	10,02	143,11
Юбилейная 21	жилой дом	0,0856	1 649 546,88	14,12	105,90	11,30	131,32	9,88	141,20
Юбилейная 21	жилой дом	0,0856	1 659 915,09	14,21	106,57	11,37	132,14	9,95	142,09
Юбилейная 21	жилой дом	0,0856	1 759 500,00	15,06	112,96	12,05	140,07	10,54	150,61
Юбилейная 21	жилой дом	0,0856	1 673 945,29	14,33	107,47	11,46	133,26	10,03	143,29
Юбилейная 21	жилой дом	0,0856	1 684 100,00	14,42	108,12	11,53	134,07	10,09	144,16
Юбилейная 25	жилой дом	0,0905	1 671 342,98	15,13	113,44	12,10	140,67	10,59	151,26
Юбилейная 27	жилой дом	0,0889	1 666 912,28	14,82	111,14	11,86	137,82	10,37	148,19
Юбилейная 29	жилой дом	0,085	1 671 538,33	14,21	106,56	11,37	132,14	9,95	142,08
Юбилейная 31	жилой дом	0,06813	1 666 088,50	11,35	85,13	9,08	105,56	7,95	113,51
Юбилейная 31	жилой дом	0,06813	1 675 728,57	11,42	85,63	9,13	106,18	7,99	114,17
Юбилейная 31	жилой дом	0,06813	1 672 264,46	11,39	85,45	9,11	105,96	7,98	113,93
Юбилейная 5	жилой дом	0,0464	1 670 856,59	7,75	58,15	6,20	72,10	5,43	77,53
Юбилейная 5	жилой дом	0,0464	1 759 500,00	8,16	61,23	6,53	75,93	5,71	81,64
Юбилейная 7	жилой дом	0,04405	1 661 777,78	7,32	54,90	5,86	68,08	5,12	73,20
Юбилейная 7	жилой дом	0,04405	1 669 506,60	7,35	55,16	5,88	68,39	5,15	73,54
ИТОГО, за год		9,57231		1 603,00	12 022,53	1 282,40	14 907,94	1 122,10	16 030,04
ИТОГО, за период		123,68		11 151,91	83 639,31	8 921,53	103 712,74	7 806,34	111 519,08

Приложение П 1.2.

Расчет стоимости монтажа закрытой системы ГВС для жилых и общественных зданий микрорайона Каринторф

№ п/п	Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Итого стоимость ввода в эксплуатацию ИТП в ценах 2014 г. без НДС
Жилые здания						
2016 г.						
1	ул. Вокзальная, 1	жилой дом	0,01296	5,0	40,0	45,0
2	ул. Вокзальная, 2	жилой дом	0,01048	5,0	40,0	45,0
3	ул. Вокзальная, 3	жилой дом	0,00182	5,0	40,0	45,0
4	ул. Вокзальная, 4	жилой дом	0,00982	5,0	40,0	45,0
5	Дачная 2	жилой дом	0,01701	5,0	40,0	45,0
6	Кооперативная 2	жилой дом	0,00865	5,0	40,0	45,0
7	Кооперативная 3	жилой дом	0,00825	5,0	40,0	45,0
8	Кооперативная 4	жилой дом	0,01285	5,0	40,0	45,0
9	Кооперативная 5	жилой дом	0,00876	5,0	40,0	45,0
10	Кооперативная 6	жилой дом	0,00209	5,0	40,0	45,0
11	Кооперативная 7	жилой дом	0,01282	5,0	40,0	45,0
12	Лесная 7а	жилой дом	0,01697	5,0	40,0	45,0
13	Лесная 9	жилой дом	0,01301	5,0	40,0	45,0
	Итого за 2016 г.		0,13549	65,0	520,0	585,0
2017 г.						
14	Ленинская 1	жилой дом	0,00489	5,0	40,0	45,0
15	Ленинская 2	жилой дом	0,00252	5,0	40,0	45,0
16	Ленинская 2а	жилой дом	0,00418	5,0	40,0	45,0
17	Ленинская 2в	жилой дом	0,03430	5,0	40,0	45,0
18	Ленинская 3	жилой дом	0,00493	5,0	40,0	45,0
19	Ленинская 4	жилой дом	0,00482	5,0	40,0	45,0
20	Ленинская 6	жилой дом	0,01073	5,0	40,0	45,0
21	Ленинская 6а	жилой дом	0,01365	5,0	40,0	45,0
22	Ленинская 7	жилой дом	0,00915	5,0	40,0	45,0
23	Ленинская 8	жилой дом	0,00805	5,0	40,0	45,0

№ п/п	Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Итого стоимость ввода в эксплуатацию ИТП в ценах 2014 г. без НДС
Жилые здания						
24	Ленинская 9	жилой дом	0,01268	5,0	40,0	45,0
25	Ленинская 10	жилой дом	0,00790	5,0	40,0	45,0
26	Ленинская 11	жилой дом	0,00880	5,0	40,0	45,0
27	Ленинская 11а	жилой дом	0,00840	5,0	40,0	45,0
28	Ленинская 12	жилой дом	0,00829	5,0	40,0	45,0
29	Ленинская 13	жилой дом	0,00776	5,0	40,0	45,0
30	Ленинская 15	жилой дом	0,00833	5,0	40,0	45,0
31	Ленинская 17	жилой дом	0,00833	5,0	40,0	45,0
	Итого за 2017 г.		0,16771	90,0	720,0	810,0
2018 г.						
32	Октябрьская 1	жилой дом	0,00486	5,0	40,0	45,0
33	Октябрьская 1а	жилой дом	0,01831	5,0	40,0	45,0
34	Октябрьская 2	жилой дом	0,01231	5,0	40,0	45,0
35	Октябрьская 26	жилой дом	0,01253	5,0	40,0	45,0
36	Октябрьская 3	жилой дом	0,00752	5,0	40,0	45,0
37	Октябрьская 4	жилой дом	0,01062	5,0	40,0	45,0
38	Октябрьская 5	жилой дом	0,00476	5,0	40,0	45,0
39	Октябрьская 5а	жилой дом	0,01133	5,0	40,0	45,0
40	Октябрьская 6	жилой дом	0,00771	5,0	40,0	45,0
41	Октябрьская 7	жилой дом	0,01036	5,0	40,0	45,0
42	Октябрьская 10	жилой дом	0,00849	5,0	40,0	45,0
43	Октябрьская 11	жилой дом	0,01062	5,0	40,0	45,0
44	Октябрьская 13	жилой дом	0,01078	5,0	40,0	45,0
45	Октябрьская 14	жилой дом	0,00052	5,0	40,0	45,0
46	Октябрьская 15	жилой дом	0,00938	5,0	40,0	45,0
47	Октябрьская 17а	жилой дом	0,00204	5,0	40,0	45,0
48	Октябрьская 19	жилой дом	0,00083	5,0	40,0	45,0
	Итого за 2018 г.		0,14297	85,0	680,0	765,0

№ п/п	Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Итого стоимость ввода в эксплуатацию ИТП в ценах 2014 г. без НДС
Жилые здания						
2019 г.						
49	Советская 1	жилой дом	0,00860	5,0	40,0	45,0
50	Советская 3	жилой дом	0,01283	5,0	40,0	45,0
51	Участковая 4	жилой дом	0,00812	5,0	40,0	45,0
52	Участковая 4а	жилой дом	0,00715	5,0	40,0	45,0
53	Участковая 5	жилой дом	0,03181	5,0	40,0	45,0
54	Участковая 7	жилой дом	0,01697	5,0	40,0	45,0
55	Ал Краева 1	жилой дом	0,00897	5,0	40,0	45,0
56	Ал Краева 3	жилой дом	0,00835	5,0	40,0	45,0
57	Ул. Алексея Краева д. 3/1	жилой дом	0,01219	5,0	40,0	45,0
58	ул. Ленинская 6/1	жилой дом	0,01219	5,0	40,0	45,0
59	ул. Ленинская 7/1	жилой дом	0,01322	5,0	40,0	45,0
60	Ал. Краева 5	жилой дом	0,00831	5,0	40,0	45,0
61	Итого за 2019 г.		0,14871	60,0	480,0	540,0
62	Всего за 2016 – 2019 гг.		0,59488	300,0	2400,0	2 700,0
63	Частный сектор					
64	Кооперативная 2а	жилой дом	0,00180	5,0	40,0	45,0
65	Октябрьская 16	жилой дом	0,00180	5,0	40,0	45,0
66	ВСЕГО по частному сектору		0,0036	10,0	80,0	90,0
67	ВСЕГО по жилфонду за 2016 – 2019 гг.		0,59848	310,0	2480,0	2 790,0
Объекты МУП "Коммунальное хозяйство"						
2018 – 2019 гг.						
67	Гараж с РМЗ	здание	0,00446	5,0	40,0	45
68	Баня центрального поселка	здание	0,00095	5,0	40,0	45

№ п/п	Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Итого стоимость ввода в эксплуатацию ИТП в ценах 2014 г. без НДС
69	Столярная мастерская	здание	0,00117	5,0	40,0	45
70	Контора управления	здание	0,00325	5,0	40,0	45
71	Котельная	здание	0,00362	5,0	40,0	45
72	Всего по объектам МУП "Коммунальное хозяйство"		0,01345	25,0	200,0	225,0
73	Итого по микрорайону Каринторф		0,61193	335,0	2680,0	3 015,0

Приложение П2.1.

Расчет стоимости монтажа закрытой системы ГВС для общественных и административных зданий микрорайона Каринторф

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
2015 год									
60 Лет Октября 10 СЮТур	адм. здание	0,007	1 672 264,46	1,17	8,78	0,94	10,89	0,82	11,71
60 Лет Октября 8, Современник	адм. здание	0,004	1 649 546,88	0,66	4,95	0,53	6,14	0,46	6,60
АБК ИВЦ	адм. здание	0,076	1 666 912,28	12,67	95,01	10,13	117,82	8,87	126,69
АБК ИВЦ	адм. здание	0,141	1 671 538,33	23,57	176,77	18,85	219,19	16,50	235,69
Абсолют	адм. здание	0,368	1 671 065,53	61,50	461,21	49,20	571,91	43,05	614,95
Автовокзал	адм. здание	0,016	1 666 088,50	2,67	19,99	2,13	24,79	1,87	26,66
Базовый 1	адм. здание	0,0305	1 661 777,78	5,07	38,01	4,05	47,14	3,55	50,68
Базовый 3	адм. здание	0,001	1 671 890,44	0,17	1,25	0,13	1,55	0,12	1,67
Базовый 7	адм. здание	0,012	1 659 915,09	1,99	14,94	1,59	18,52	1,39	19,92
Бомбоубежище	адм. здание	0,034	1 671 342,98	5,68	42,62	4,55	52,85	3,98	56,83
В. Набережная 7а	детский сад	0,059	1 659 915,09	9,79	73,45	7,83	91,08	6,86	97,93
Вет. лечебн	адм. здание	0,0084	1 673 945,29	1,41	10,55	1,12	13,08	0,98	14,06
Володарского 4	детский сад	0,122	1 684 100,00	20,55	154,10	16,44	191,08	14,38	205,46
Володарского 4	детский сад	0,24	1 671 342,98	40,11	300,84	32,09	373,04	28,08	401,12
Володарского 4	детский сад	0,24	1 666 912,28	40,01	300,04	32,00	372,05	28,00	400,06
Вятстройинвест АБК	адм. здание	0,0009	1 661 777,78	0,15	1,12	0,12	1,39	0,10	1,50
Гимназия №1	школа	0,0289	1 671 890,44	4,83	36,24	3,87	44,94	3,38	48,32
Горгаз	адм. здание	0,157	1 649 546,88	25,90	194,23	20,72	240,85	18,13	258,98
Горького 12а	детский сад	0,021	1 671 342,98	3,51	26,32	2,81	32,64	2,46	35,10
Д/К 22	детский сад	0,073	1 671 065,53	12,20	91,49	9,76	113,45	8,54	121,99
Д/К 22 бассейн	детский сад	0,059	1 666 088,50	9,83	73,72	7,86	91,42	6,88	98,30
д/с №15	детский сад	0,161	1 675 728,57	26,98	202,34	21,58	250,91	18,89	269,79
Д/С Надежда	детский сад	0,0936	1 672 264,46	15,65	117,39	12,52	145,57	10,96	156,52
Д/сад №11	детский сад	0,042	1 670 856,59	7,02	52,63	5,61	65,26	4,91	70,18
Д/Сад №2	детский сад	0,026	1 759 500,00	4,57	34,31	3,66	42,54	3,20	45,75
Д/Сад №5 Мира 53б	детский сад	0,069	1 661 777,78	11,47	86,00	9,17	106,64	8,03	114,66
Д/сад №9	детский сад	0,063	1 669 506,60	10,52	78,88	8,41	97,82	7,36	105,18
Детский сад №25	детский сад	0,036	1 661 777,78	5,98	44,87	4,79	55,64	4,19	59,82
Дзержинского 2 а	адм. здание	0,06	1 684 100,00	10,10	75,78	8,08	93,97	7,07	101,05
Дзержинского ба	адм. здание	0,005	1 666 088,50	0,83	6,25	0,67	7,75	0,58	8,33
Дзержинского бб	адм. здание	0,0002	1 675 728,57	0,03	0,25	0,03	0,31	0,02	0,34
Дом престарелых	хоз. постройка	0,083	1 671 890,44	13,88	104,08	11,10	129,05	9,71	138,77
ИТОГО, за год		2,34		390,46	2 928,44	312,37	3 631,26	273,32	3 904,58

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
2016 год									
Заводская 11	адм. здание	0,015	1 673 945,29	2,51	18,83	2,01	23,35	1,76	25,11
Заводская 12, Юникорн	адм. здание	0,0045	1 684 100,00	0,76	5,68	0,61	7,05	0,53	7,58
Заводская 6	адм. здание	0,015	1 671 342,98	2,51	18,80	2,01	23,32	1,75	25,07
Заводская, АБК Водоканал	адм. здание	0,442	1 666 912,28	73,68	552,58	58,94	685,20	51,57	736,78
Заводская, АБК Маргарита	адм. здание	0,0105	1 671 538,33	1,76	13,16	1,40	16,32	1,23	17,55
Заводская, АБК САХ	адм. здание	0,052	1 671 065,53	8,69	65,17	6,95	80,81	6,08	86,90
Заводская, КДП Ривьера	адм. здание	0,0002	1 666 088,50	0,03	0,25	0,03	0,31	0,02	0,33
Заводская, Маргарита ТЛК	адм. здание	0,021	1 675 728,57	3,52	26,39	2,82	32,73	2,46	35,19
Заводская, Музей	адм. здание	0,0007	1 672 264,46	0,12	0,88	0,09	1,09	0,08	1,17
Зверева 5	мед. учр-ние	0,063	1 673 945,29	10,55	79,09	8,44	98,08	7,38	105,46
Интурист-сервис	адм. здание	0,00056	1 671 538,33	0,09	0,70	0,07	0,87	0,07	0,94
Интурист-сервис	адм. здание	0,00056	1 671 065,53	0,09	0,70	0,07	0,87	0,07	0,94
Калинина 16а	детский сад	0,023	1 661 777,78	3,82	28,67	3,06	35,55	2,68	38,22
Калинина 28	адм. здание	0,079	1 666 088,50	13,16	98,72	10,53	122,41	9,21	131,62
Калинина 32 УПК	школа	0,037	1 759 500,00	6,51	48,83	5,21	60,54	4,56	65,10
Калинина 38	адм. здание	0,0065	1 612 875,00	1,05	7,86	0,84	9,75	0,73	10,48
Калинина 38а	адм. здание	0,0075	1 661 777,78	1,25	9,35	1,00	11,59	0,87	12,46
Кирова 1	школа	0,072	1 675 728,57	12,07	90,49	9,65	112,21	8,45	120,65
Кирова 16	адм. здание	0,0042	1 633 833,33	0,69	5,15	0,55	6,38	0,48	6,86
Кирова 1в	адм. здание	0,0055	1 659 915,09	0,91	6,85	0,73	8,49	0,64	9,13
Кирова 22А	адм. здание	0,0455	1 671 065,53	7,60	57,03	6,08	70,71	5,32	76,03
Кирова 23	школа	0,065	1 666 088,50	10,83	81,22	8,66	100,72	7,58	108,30
Кирова 25	адм. здание	0,023	1 672 264,46	3,85	28,85	3,08	35,77	2,69	38,46
Кирова 3	школа	0,003	1 661 777,78	0,50	3,74	0,40	4,64	0,35	4,99
Кирова 4а	мед. учр-ние	0,024	1 649 546,88	3,96	29,69	3,17	36,82	2,77	39,59
колония №12	общественное	0,5936	1 666 088,50	98,90	741,74	79,12	919,76	69,23	988,99
Корр. школа	школа	0,041	1 649 546,88	6,76	50,72	5,41	62,90	4,73	67,63
Красноармейская 12 Пож Депо	адм. здание	0,057	1 759 500,00	10,03	75,22	8,02	93,27	7,02	100,29
Красноармейская АБК Пож.	адм. здание	0,0179	1 670 856,59	2,99	22,43	2,39	27,81	2,09	29,91
Лед. Дворец	адм. здание	0,29	1 661 777,78	48,19	361,44	38,55	448,18	33,73	481,92
ИТОГО, за год		2,02		337,36	2 530,23	269,89	3 137,49	236,15	3 373,64
2017 год									
Ленина 2/3	детский сад	0,067	1 671 065,53	11,20	83,97	8,96	104,12	7,84	111,96
Ленина 24	адм. здание	0,013	1 672 264,46	2,17	16,30	1,74	20,22	1,52	21,74
Ленина 26а	школа	0,013	1 633 833,33	2,12	15,93	1,70	19,75	1,49	21,24
Ленина 28	адм. здание	0,0052	1 612 875,00	0,84	6,29	0,67	7,80	0,59	8,39

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Ленина 34	адм. здание	0,029	1 759 500,00	5,10	38,27	4,08	47,45	3,57	51,03
Ленина 6/3	адм. здание	0,002	1 670 856,59	0,33	2,51	0,27	3,11	0,23	3,34
Ленина 6/3 Радуга	детский сад	0,098	1 759 500,00	17,24	129,32	13,79	160,36	12,07	172,43
Ленина 62	адм. здание	0,013	1 661 777,78	2,16	16,20	1,73	20,09	1,51	21,60
Ленина 63	школа	0,078	1 671 890,44	13,04	97,81	10,43	121,28	9,13	130,41
Ленина 68/3	детский сад	0,026	1 675 728,57	4,36	32,68	3,49	40,52	3,05	43,57
Ленина, Ком. Энерго АБК	адм. здание	0,1	1 661 777,78	16,62	124,63	13,29	154,55	11,63	166,18
Лермонтова 14	школа	0,0007	1 684 100,00	0,12	0,88	0,09	1,10	0,08	1,18
Лермонтова 14б	адм. здание	0,003	1 671 538,33	0,50	3,76	0,40	4,66	0,35	5,01
Лермонтова 6 ВГПУ	школа	0,029	1 661 777,78	4,82	36,14	3,86	44,82	3,37	48,19
Луначарского 13а	адм. здание	0,007	1 673 945,29	1,17	8,79	0,94	10,90	0,82	11,72
Луначарского 19	мед. учр-ние	0,445	1 670 856,59	74,35	557,65	59,48	691,48	52,05	743,53
Луначарского 23	адм. здание	0,0001	1 661 777,78	0,02	0,12	0,01	0,15	0,01	0,17
Маяковского 5	детский сад	0,059	1 671 890,44	9,86	73,98	7,89	91,74	6,90	98,64
Маяковского 5	детский сад	0,088	1 649 546,88	14,52	108,87	11,61	135,00	10,16	145,16
Мира 17б	адм. здание	0,0007	1 759 500,00	0,12	0,92	0,10	1,15	0,09	1,23
Мира 33а	адм. здание	0,046	1 669 506,60	7,68	57,60	6,14	71,42	5,38	76,80
Мира 34	адм. здание	0,046	1 633 833,33	7,52	56,37	6,01	69,90	5,26	75,16
Мира 37	школа	0,016	1 671 890,44	2,68	20,06	2,14	24,88	1,87	26,75
Монтажная, ИСК АБК	адм. здание	0,009	1 759 500,00	1,58	11,88	1,27	14,73	1,11	15,84
МСЧ-52 детское отделение	мед. учр-ние	0,05	1 633 833,33	8,17	61,27	6,54	75,97	5,72	81,69
МСЧ-52 инфекционное	мед. учр-ние	0,051	1 612 875,00	8,23	61,69	6,58	76,50	5,76	82,26
МСЧ-52 морг	мед. учр-ние	0,094	1 661 777,78	15,62	117,16	12,50	145,27	10,93	156,21
МСЧ-52 поликлиника	мед. учр-ние	0,579	1 649 546,88	95,51	716,32	76,41	888,23	66,86	955,09
МСЧ-52 роддом	мед. учр-ние	0,05	1 659 915,09	8,30	62,25	6,64	77,19	5,81	83,00
МСЧ-52 стоматология	мед. учр-ние	0,05	1 673 945,29	8,37	62,77	6,70	77,84	5,86	83,70
МСЧ-52 терапия	мед. учр-ние	0,161	1 684 100,00	27,11	203,36	21,69	252,16	18,98	271,14
МСЧ-52 хирургия	мед. учр-ние	1,34	1 671 342,98	223,96	1 679,70	179,17	2 082,83	156,77	2 239,60
ИТОГО, за год		3,57		595,39	4 465,45	476,31	5 537,16	416,78	5 953,93
2018 год									
Некрасова 2	адм. здание	0,0666	1 675 728,57	11,16	83,70	8,93	103,79	7,81	111,60
Некрасова 21	школа	0,0815	1 672 264,46	13,63	102,22	10,90	126,75	9,54	136,29
Некрасова 21	школа	0,0815	1 670 856,59	13,62	102,13	10,89	126,64	9,53	136,17
Некрасова 23/2	детский сад	0,055	1 612 875,00	8,87	66,53	7,10	82,50	6,21	88,71
Некрасова 27/2	детский сад	0,065	1 666 912,28	10,83	81,26	8,67	100,76	7,58	108,35
Некрасова 33/2	детский сад	0,033	1 661 777,78	5,48	41,13	4,39	51,00	3,84	54,84
Некрасова 4	адм. здание	0,017	1 671 538,33	2,84	21,31	2,27	26,43	1,99	28,42

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Олимпия	мед. учр-ние	0,054	1 612 875,00	8,71	65,32	6,97	81,00	6,10	87,10
Островского 6	адм. здание	0,046	1 659 915,09	7,64	57,27	6,11	71,01	5,34	76,36
Первомайская 1	школа	0,018	1 759 500,00	3,17	23,75	2,53	29,45	2,22	31,67
Первомайская 10	адм. здание	0,122	1 661 777,78	20,27	152,05	16,22	188,55	14,19	202,74
Первомайская 13	адм. здание	0,053	1 669 506,60	8,85	66,36	7,08	82,29	6,19	88,48
Первомайская 6	адм. здание	0,027	1 673 945,29	4,52	33,90	3,62	42,03	3,16	45,20
Первомайская 6	адм. здание	0,03	1 684 100,00	5,05	37,89	4,04	46,99	3,54	50,52
Первомайская 6а	адм. здание	0,0083	1 671 342,98	1,39	10,40	1,11	12,90	0,97	13,87
Победы 11/1	адм. здание	0,018	1 759 500,00	3,17	23,75	2,53	29,45	2,22	31,67
Победы 11/1	адм. здание	0,021	1 661 777,78	3,49	26,17	2,79	32,45	2,44	34,90
Пождепо Ленина	адм. здание	0,0096	1 661 777,78	1,60	11,96	1,28	14,84	1,12	15,95
Почтовая 14а	адм. здание	0,001	1 649 546,88	0,16	1,24	0,13	1,53	0,12	1,65
Почтовая 14б	детский сад	0,0704	1 659 915,09	11,69	87,64	9,35	108,68	8,18	116,86
Профсоюзная 1а	адм. здание	0,001	1 633 833,33	0,16	1,23	0,13	1,52	0,11	1,63
Профсоюзная 1б	мед. учр-ние	0,04	1 612 875,00	6,45	48,39	5,16	60,00	4,52	64,52
России 30/2	адм. здание	0,132	1 612 875,00	21,29	159,67	17,03	198,00	14,90	212,90
Рудницкого 41 ясли	детский сад	0,035	1 675 728,57	5,87	43,99	4,69	54,54	4,11	58,65
Рудницкого 54 б	адм. здание	0,0005	1 661 777,78	0,08	0,62	0,07	0,77	0,06	0,83
Сосновая 1	адм. здание	0,098	1 633 833,33	16,01	120,09	12,81	148,91	11,21	160,12
Сосновая 11а	адм. здание	0,0895	1 649 546,88	14,76	110,73	11,81	137,30	10,33	147,63
Сосновая 4а	детский сад	0,098	1 666 088,50	16,33	122,46	13,06	151,85	11,43	163,28
Сосновая 5а	детский сад	0,029	1 661 777,78	4,82	36,14	3,86	44,82	3,37	48,19
Сосновая 5б	детский сад	0,062	1 669 506,60	10,35	77,63	8,28	96,26	7,25	103,51
Сосновая 5б	детский сад	0,069	1 633 833,33	11,27	84,55	9,02	104,84	7,89	112,73
Сосновая 8	адм. здание	0,0016	1 759 500,00	0,28	2,11	0,23	2,62	0,20	2,82
ИТОГО, за год		1,53		253,82	1 903,61	203,05	2 360,48	177,67	2 538,15
2019 год									
Спортивная, Лыжная база	адм. здание	0,042	1 666 088,50	7,00	52,48	5,60	65,08	4,90	69,98
Спортивная, Отдых	адм. здание	0,176	1 675 728,57	29,49	221,20	23,59	274,28	20,64	294,93
Строительная 2в	школа	0,05	1 759 500,00	8,80	65,98	7,04	81,82	6,16	87,98
Строительная, АБК Модус	адм. здание	0,001	1 669 506,60	0,17	1,25	0,13	1,55	0,12	1,67
Строительная, ООО Тех дом	адм. здание	0,0143	1 661 777,78	2,38	17,82	1,90	22,10	1,66	23,76
Терещенко 13 Школа №2	школа	0,052	1 684 100,00	8,76	65,68	7,01	81,44	6,13	87,57
Терещенко 15	адм. здание	0,001	1 671 342,98	0,17	1,25	0,13	1,55	0,12	1,67
Утробина 5	школа	0,033	1 673 945,29	5,52	41,43	4,42	51,37	3,87	55,24
Утробина 5	школа	0,033	1 684 100,00	5,56	41,68	4,45	51,69	3,89	55,58
Утробина 5	школа	0,033	1 671 342,98	5,52	41,37	4,41	51,29	3,86	55,15

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Фестивальная 14/2	школа	0,096	1 759 500,00	16,89	126,68	13,51	157,09	11,82	168,91
Фестивальная 14/2	школа	0,27	1 673 945,29	45,20	338,97	36,16	420,33	31,64	451,97
Фестивальная 14/2	школа	0,294	1 684 100,00	49,51	371,34	39,61	460,47	34,66	495,13
церковная школа	школа	0,0026	1 661 777,78	0,43	3,24	0,35	4,02	0,30	4,32
Церковь Благодати	адм. здание	0,0195	1 671 890,44	3,26	24,45	2,61	30,32	2,28	32,60
ЦЗН	адм. здание	0,003	1 649 546,88	0,49	3,71	0,40	4,60	0,35	4,95
ЦРБ админ. корпус	мед. учр-ние	0,008	1 659 915,09	1,33	9,96	1,06	12,35	0,93	13,28
ЦРБ инфекц. корпус	мед. учр-ние	0,16	1 673 945,29	26,78	200,87	21,43	249,08	18,75	267,83
ЦРБ лаборатория	мед. учр-ние	0,036	1 684 100,00	6,06	45,47	4,85	56,38	4,24	60,63
ЦРБ морг	мед. учр-ние	0,008	1 671 342,98	1,34	10,03	1,07	12,43	0,94	13,37
ЦРБ неврология	мед. учр-ние	0,04	1 666 912,28	6,67	50,01	5,33	62,01	4,67	66,68
ЦРБ пищеблок	мед. учр-ние	0,042	1 671 538,33	7,02	52,65	5,62	65,29	4,91	70,20
ЦРБ поликлиника	мед. учр-ние	0,206	1 671 065,53	34,42	258,18	27,54	320,14	24,10	344,24
ЦРБ роддом	мед. учр-ние	0,09	1 666 088,50	14,99	112,46	12,00	139,45	10,50	149,95
ЦРБ терапия	мед. учр-ние	0,25	1 675 728,57	41,89	314,20	33,51	389,61	29,33	418,93
Школа №11	школа	0,28	1 659 915,09	46,48	348,58	37,18	432,24	32,53	464,78
Школа №12	школа	0,021	1 759 500,00	3,69	27,71	2,96	34,36	2,59	36,95
Школа №5	школа	0,075	1 673 945,29	12,55	94,16	10,04	116,76	8,79	125,55
Школа №6	школа	0,104	1 684 100,00	17,51	131,36	14,01	162,89	12,26	175,15
Школа №8 Лермонтова	школа	0,07	1 671 342,98	11,70	87,75	9,36	108,80	8,19	116,99
Школьная 12а	адм. здание	0,007	1 671 538,33	1,17	8,78	0,94	10,88	0,82	11,70
Школьная 2	адм. здание	0,006	1 671 065,53	1,00	7,52	0,80	9,32	0,70	10,03
Школьная 4а	школа	0,177	1 672 264,46	29,60	221,99	23,68	275,27	20,72	295,99
ШРМ-1	школа	0,015	1 759 500,00	2,64	19,79	2,11	24,55	1,85	26,39
Энергетиков 1	адм. здание	0,0018	1 633 833,33	0,29	2,21	0,24	2,74	0,21	2,94
Юбилейная 3	детский сад	0,093	1 671 065,53	15,54	116,56	12,43	144,53	10,88	155,41
ИТОГО, за год		2,81		471,84	3 538,79	377,47	4 388,10	330,29	4 718,38
ИТОГО, за период		12,27		2 048,87	15 366,52	1 639,10	19 054,48	1 434,21	20 488,69

Приложение П 2.2. Расчет стоимости монтажа закрытой системы ГВС промышленных зданий микрорайона Каринторф

№ п/п	Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Итого стоимость ввода в эксплуатацию ИТП в ценах 2014 г.
1	Промышленные организации					
2	2016 г.					
3	ЗАО "ВяткаТорф"					
4	Пост эл. Централизации	Здание	0,00327	5,0	40,0	45,0
5	Здание мех. маст ст. Технич.	Здание	0,00570	5,0	40,0	45,0
6	Кузница	Здание	0,00153	5,0	40,0	45,0
7	Здание тепловозное депо	Здание	0,05371	5,0	40,0	45,0
8	Здание автогараж	Здание	0,01565	5,0	40,0	45,0
9	Помещение в здании управления	Здание	0,00627	5,0	40,0	45,0
10	Всею по ЗАО "ВяткаТорф" Итого за 2016 г.		0,08613	30,0	240,0	270,0
2017 г.						
11	СБО Водоканал	Здание	0,00309	5,0	40,0	45,0
12	Водонапорная башня Водоканал	Здание	0,00708	5,0	40,0	45,0
13	Насосная водозабор Водоканал	Здание	0,00440	5,0	40,0	45,0
14	ОАО Ростелеком	Здание	0,00312	5,0	40,0	45,0
15	КОГУП ЦРА-99	Здание	0,00134	5,0	40,0	45,0
16	АК СБ РФ №5766	Здание	0,00213	5,0	40,0	45,0
17	Почта России	Здание	0,00106	5,0	40,0	45,0
18	Итого за 2017 г.		0,02222	35,0	280,0	315,0
2018 г.						
19	ООО Айна столовая	Здание	0,00311	5,0	40,0	45,0
20	ООО Айна -магазин	Здание	0,00270	5,0	40,0	45,0
21	ООО Европа маг. Яшма	Здание	0,00120	5,0	40,0	45,0
22	МУП Мелкий Опт	Здание	0,00280	5,0	40,0	45,0
23	Чернышева М. А.	Здание	0,00182	5,0	40,0	45,0
24	ЧП Лысков кабельное	Здание	0,00103	5,0	40,0	45,0
25	ИП Корминкова И. О. магазин	Здание	0,00117	5,0	40,0	45,0
26	ИП Перевалова	Здание	0,00158	5,0	40,0	45,0

№ п/п	Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Итого стоимость ввода в эксплуатацию ИТП в ценах 2014 г.
27	Облгаз	Здание	0,00023	5,0	40,0	45,0
28	ООО ВяткаСвязьСервис	Здание	0,00071	5,0	40,0	45,0
29	Итого за 2018 г.		0,01635	85,0	680,0	765,0
30	Всего по промышленным организациям		0,1247	150,0	1200,0	1350,0
2019 г.						
31	АГО					
32	общее отделение больницы	Здание	0,00533	5,0	40,0	45,0
33	инфекционное отделение больницы	Здание	0,00781	5,0	40,0	45,0
34	Прачечная больницы	Здание	0,00126	5,0	40,0	45,0
35	Гаражи больницы	Здание	0,00047	5,0	40,0	45,0
36	бухгалтерия больницы	Здание	0,00086	5,0	40,0	45,0
37	Средняя школа	Здание	0,04397	5,0	40,0	45,0
38	Здание АГО	Здание	0,00171	5,0	40,0	45,0
39	Центр досуга и отдыха	Здание	0,00319	5,0	40,0	45,0
40	Детский комбинат	Здание	0,00775	5,0	40,0	45,0
41	Всего по АГО		0,07235	45,0	360,0	405,0
42	Итого за 2019 г.		0,07235	45,0	360,0	405,0
Объекты МУП "Коммунальное хозяйство"						
43	Сторонние организации					
44	ВСЕГО по котельной					
45	Бюджетные Всего					
46	больница	Здание	0,05885	25,0	200,0	225,0
47	школа	Здание	0,04397	5,0	40,0	45,0
48	детск. комбинат	Здание	0,00775	5,0	40,0	45,0
49	центр досуга и отдыха	Здание	0,00319	5,0	40,0	45,0
50	здание администрации	Здание	0,00319	5,0	40,0	45,0

Приложение ПЗ.

Расчет стоимости перехода с открытой системы ГВС на закрытую для коммерческих и промышленных зданий

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
2015 год									
30 Лет Октября 9	пром. здание	0,009	1 759 500,00	1,58	11,88	1,27	14,73	1,11	15,84
30 лет Октября, Гран-по мастерские	пром. здание	0,0065	1 673 945,29	1,09	8,16	0,87	10,12	0,76	10,88
60 Лет Октября 15	магазин	0,009	1 659 915,09	1,49	11,20	1,20	13,89	1,05	14,94
60 Лет Октября 19/1	пром. здание	0,091	1 672 264,46	15,22	114,13	12,17	141,52	10,65	152,18
60 Лет Октября 24	магазин	0,022	1 671 890,44	3,68	27,59	2,94	34,21	2,57	36,78
60 Лет Октября 7/3	пром. здание	0,0026	1 661 777,78	0,43	3,24	0,35	4,02	0,30	4,32
60 лет Октября, зд. 48	пром. здание	0,0002	1 671 342,98	0,03	0,25	0,03	0,31	0,02	0,33
АТП мастерская	пром. здание	0,015	1 633 833,33	2,45	18,38	1,96	22,79	1,72	24,51
База ОРСа	промышленность	0,098	1 612 875,00	15,81	118,55	12,64	147,00	11,06	158,06
Базовый 5	пром. здание	0,001	1 649 546,88	0,16	1,24	0,13	1,53	0,12	1,65
Базовый 7/1	пром. здание	0,021	1 759 500,00	3,69	27,71	2,96	34,36	2,59	36,95
Большевиков 2	магазин	0,0003	1 684 100,00	0,05	0,38	0,04	0,47	0,04	0,51
В. Набережная 5	магазин	0,102	1 661 777,78	16,95	127,13	13,56	157,64	11,87	169,50
В. Набережная 5а	магазин	0,0001	1 671 890,44	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Водозабор	промышленность	0,077	1 684 100,00	12,97	97,26	10,37	120,60	9,08	129,68
Володарского 3	магазин	0,022	1 673 945,29	3,68	27,62	2,95	34,25	2,58	36,83
Володарского 5	магазин	0,001	1 671 538,33	0,17	1,25	0,13	1,55	0,12	1,67
ВЭЛКОНТ	промышленность	0,3577	1 612 875,00	57,69	432,69	46,15	536,54	40,38	576,93
депо	пром. здание	0,034	1 633 833,33	5,56	41,66	4,44	51,66	3,89	55,55
Депо Экипировки пескосушилка	пром. здание	0,001	1 612 875,00	0,16	1,21	0,13	1,50	0,11	1,61
Дзержинского КНС-7	пром. здание	0,0009	1 669 506,60	0,15	1,13	0,12	1,40	0,11	1,50
ДОЗ	промышленность	0,0126	1 633 833,33	2,06	15,44	1,65	19,15	1,44	20,59
ЖДЦ	промышленность	0,3241	1 659 915,09	53,80	403,48	43,04	500,32	37,66	537,98
Заводская 1, Горизонт	магазин	0,026	1 759 500,00	4,57	34,31	3,66	42,54	3,20	45,75
Заводская, УАТ боксы	пром. здание	0,023	1 670 856,59	3,84	28,82	3,07	35,74	2,69	38,43
ИТОГО, за год		1,26		207,31	1 554,84	165,85	1 928,00	145,12	2 073,12
2016 год									
Заводская, УАТ Хим. Комб.	пром. здание	0,3148	1 759 500,00	55,39	415,42	44,31	515,12	38,77	553,89
Зелёный цех	промышленность	0,0007	1 666 912,28	0,12	0,88	0,09	1,09	0,08	1,17
Интурист-сервис Х/Б	хоз. постройка	0,024	1 666 088,50	4,00	29,99	3,20	37,19	2,80	39,99
Калинина 18 а	гаражный кооператив	0,0132	1 659 915,09	2,19	16,43	1,75	20,38	1,53	21,91
Калинина 26	магазин	0,0026	1 671 538,33	0,43	3,26	0,35	4,04	0,30	4,35
КНС	промышленность	0,0021	1 671 342,98	0,35	2,63	0,28	3,26	0,25	3,51

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
КНС Бр. Васнецовых	пром. здание	0,0002	1 666 912,28	0,03	0,25	0,03	0,31	0,02	0,33
КНС Хлебокомбинат	пром. здание	0,0001	1 671 538,33	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
КНС-11	пром. здание	0,0001	1 671 065,53	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Комсомольская 12	пром. здание	0,008	1 675 728,57	1,34	10,05	1,07	12,47	0,94	13,41
КУБ	магазин	0,024	1 759 500,00	4,22	31,67	3,38	39,27	2,96	42,23
Ленина 28а конд. цех	пром. здание	0,0327	1 661 777,78	5,43	40,76	4,35	50,54	3,80	54,34
Ленина 32 гараж	хоз. постройка	0,018	1 659 915,09	2,99	22,41	2,39	27,79	2,09	29,88
Ленина 34/1 прачечная	хоз. постройка	0,168	1 673 945,29	28,12	210,92	22,50	261,54	19,69	281,22
Ленина 4	магазин	0,126	1 672 264,46	21,07	158,03	16,86	195,96	14,75	210,71
Ленина 4	пром. здание	0,0055	1 675 728,57	0,92	6,91	0,74	8,57	0,65	9,22
Ленина 42	магазин	0,045	1 670 856,59	7,52	56,39	6,02	69,93	5,26	75,19
Ленина 42а	магазин	0,0017	1 759 500,00	0,30	2,24	0,24	2,78	0,21	2,99
Ленина 4а	магазин	0,0001	1 669 506,60	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
Ленина 53 а	магазин	0,0012	1 671 890,44	0,20	1,50	0,16	1,87	0,14	2,01
Ленина 55а	магазин	0,004	1 659 915,09	0,66	4,98	0,53	6,17	0,46	6,64
Ленина 6/5	магазин	0,0036	1 661 777,78	0,60	4,49	0,48	5,56	0,42	5,98
Ленина 8	магазин	0,055	1 759 500,00	9,68	72,58	7,74	90,00	6,77	96,77
Ленина, Ком. Энерго гаражи	гаражный кооп-тив	0,017	1 669 506,60	2,84	21,29	2,27	26,39	1,99	28,38
Лермонтова 14а	магазин	0,006	1 666 912,28	1,00	7,50	0,80	9,30	0,70	10,00
ИТОГО, за год		0,87		149,46	1 120,95	119,57	1 389,98	104,62	1 494,61
2017 год									
Лермонтова 15	магазин	0,0059	1 671 065,53	0,99	7,39	0,79	9,17	0,69	9,86
Лотус	промышленность	0,0252	1 675 728,57	4,22	31,67	3,38	39,27	2,96	42,23
Лотус	промышленность	0,049	1 672 264,46	8,19	61,46	6,56	76,21	5,74	81,94
Луначарского 13	магазин	0,049	1 759 500,00	8,62	64,66	6,90	80,18	6,04	86,22
Луначарского 7	магазин	0,0004	1 670 856,59	0,07	0,50	0,05	0,62	0,05	0,67
Луначарского Пирамида	магазин	0,0525	1 669 506,60	8,76	65,74	7,01	81,51	6,14	87,65
Магазин №6	магазин	0,083	1 633 833,33	13,56	101,71	10,85	126,12	9,49	135,61
Милицейская, Вторсырье	пром. здание	0,0003	1 673 945,29	0,05	0,38	0,04	0,47	0,04	0,50
Мира 20а	магазин	0,0189	1 671 890,44	3,16	23,70	2,53	29,39	2,21	31,60
Мира 21	магазин	0,01	1 649 546,88	1,65	12,37	1,32	15,34	1,15	16,50
Мира 21 мкр КНС	пром. здание	0,0001	1 759 500,00	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,18
Мира 41	магазин	0,0003	1 759 500,00	0,05	0,40	0,04	0,49	0,04	0,53
Мира 43а Русь	магазин	0,0456	1 671 342,98	7,62	57,16	6,10	70,88	5,33	76,21
Мира 43г	магазин	0,044	1 671 538,33	7,35	55,16	5,88	68,40	5,15	73,55
Мира 43е	магазин	0,0007	1 666 088,50	0,12	0,87	0,09	1,08	0,08	1,17
Мира 66 Суджук	магазин	0,216	1 666 088,50	35,99	269,91	28,79	334,68	25,19	359,88
Мира 72	магазин	0,053	1 759 500,00	9,33	69,94	7,46	86,73	6,53	93,25

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
Мира 80	магазин	0,024	1 612 875,00	3,87	29,03	3,10	36,00	2,71	38,71
Модуль УАТ	пром. здание	0,0064	1 649 546,88	1,06	7,92	0,84	9,82	0,74	10,56
Монтажная, Абсолют завод	пром. здание	0,073	1 670 856,59	12,20	91,48	9,76	113,43	8,54	121,97
МПБ	промышленность	0,0658	1 661 777,78	10,93	82,01	8,75	101,69	7,65	109,34
МСУ	промышленность	0,0028	1 669 506,60	0,47	3,51	0,37	4,35	0,33	4,67
МСЧ-52 пищеблок	пром. здание	0,035	1 671 890,44	5,85	43,89	4,68	54,42	4,10	58,52
МСЧ-52 склад	хоз. постройка	0,008	1 759 500,00	1,41	10,56	1,13	13,09	0,99	14,08
МСЧ-52 хлораторная	пром. здание	0,103	1 666 912,28	17,17	128,77	13,74	159,67	12,02	171,69
ИТОГО, за год		0,97		162,71	1 220,30	130,17	1 513,17	113,89	1 627,07
2018 год									
Некрасова 29 пристрой	магазин	0,0037	1 671 065,53	0,62	4,64	0,49	5,75	0,43	6,18
Некрасова 29/2	хоз. постройка	0,05	1 666 088,50	8,33	62,48	6,66	77,47	5,83	83,30
Некрасова 29/3	магазин	0,0004	1 675 728,57	0,07	0,50	0,05	0,62	0,05	0,67
Некрасова 29/3	магазин	0,0104	1 672 264,46	1,74	13,04	1,39	16,17	1,22	17,39
Некрасова 31	магазин	0,0001	1 670 856,59	0,02	0,13	0,01	0,16	0,01	0,17
НПС Водоканал	пром. здание	0,0055	1 759 500,00	0,97	7,26	0,77	9,00	0,68	9,68
Очистные	промышленность	0,1526	1 759 500,00	26,85	201,37	21,48	249,70	18,79	268,50
пер. Коммунистический 5а	пром. здание	0,025	1 673 945,29	4,18	31,39	3,35	38,92	2,93	41,85
пер. Советский 6	пром. здание	0,0026	1 670 856,59	0,43	3,26	0,35	4,04	0,30	4,34
Первомайская 3	магазин	0,0179	1 672 264,46	2,99	22,45	2,39	27,84	2,10	29,93
Первомайская 4/5	магазин	0,004	1 612 875,00	0,65	4,84	0,52	6,00	0,45	6,45
Первомайская 5	магазин	0,0179	1 661 777,78	2,97	22,31	2,38	27,66	2,08	29,75
Первомайская 9	магазин	0,0189	1 666 088,50	3,15	23,62	2,52	29,28	2,20	31,49
Перевощикова 8а	магазин	0,068	1 659 915,09	11,29	84,66	9,03	104,97	7,90	112,87
Поликс сушилка	пром. здание	0,0009	1 671 890,44	0,15	1,13	0,12	1,40	0,11	1,50
Пригородный	промышленность	0,245	1 759 500,00	43,11	323,31	34,49	400,90	30,18	431,08
Производственная, ЧП Ермолаев	пром. здание	0,0063	1 673 945,29	1,05	7,91	0,84	9,81	0,74	10,55
Проммонтаж	промышленность	0,0105	1 672 264,46	1,76	13,17	1,40	16,33	1,23	17,56
Революции 1	пром. здание	0,014	1 671 890,44	2,34	17,55	1,87	21,77	1,64	23,41
Революции 1а	пром. здание	0,0012	1 673 945,29	0,20	1,51	0,16	1,87	0,14	2,01
Революции 6а	магазин	0,01	1 671 065,53	1,67	12,53	1,34	15,54	1,17	16,71
Родыгина 4	магазин	0,006	1 659 915,09	1,00	7,47	0,80	9,26	0,70	9,96
России 29	пиццерия	0,1407	1 675 728,57	23,58	176,83	18,86	219,27	16,50	235,78
России 29(Ф.Л. Путинцева)	магазин	0,012	1 672 264,46	2,01	15,05	1,61	18,66	1,40	20,07
Север	пром. здание	0,18	1 759 500,00	31,67	237,53	25,34	294,54	22,17	316,71

Адрес узла ввода	Наименование узла	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
ИТОГО, за год		1,00		172,79	1 295,93	138,23	1 606,95	120,95	1 727,90
2019 год									
Советская 3	пром. здание	0,008	1 673 945,29	1,34	10,04	1,07	12,45	0,94	13,39
Советская 7а	пром. здание	0,122	1 684 100,00	20,55	154,10	16,44	191,08	14,38	205,46
Созонтова 41	магазин	0,0006	1 759 500,00	0,11	0,79	0,08	0,98	0,07	1,06
Сосновая 8/1	магазин	0,0003	1 673 945,29	0,05	0,38	0,04	0,47	0,04	0,50
Спортивная, Отдых а/заправка	хоз. постройка	0,09	1 672 264,46	15,05	112,88	12,04	139,97	10,54	150,50
Строительная 2б	пром. здание	0,03	1 670 856,59	5,01	37,59	4,01	46,62	3,51	50,13
Строительная 5	пром. здание	0,039	1 661 777,78	6,48	48,61	5,18	60,27	4,54	64,81
Строительная, Компрессорная	пром. здание	0,007	1 633 833,33	1,14	8,58	0,91	10,64	0,80	11,44
Строительная, Мастерские	пром. здание	0,025	1 612 875,00	4,03	30,24	3,23	37,50	2,82	40,32
Строительная, СК Союз	пром. здание	0,002	1 671 890,44	0,33	2,51	0,27	3,11	0,23	3,34
Строительная, Склад №9	хоз. постройка	0,098	1 649 546,88	16,17	121,24	12,93	150,34	11,32	161,66
Тепличное хозяйство	промышленность	0,728	1 659 915,09	120,84	906,31	96,67	1 123,83	84,59	1 208,42
Тех. диагностика	пром. здание	0,0276	1 661 777,78	4,59	34,40	3,67	42,65	3,21	45,87
ТЦ Городок	магазин	0,0146	1 759 500,00	2,57	19,27	2,06	23,89	1,80	25,69
Фабрика пластмасс	промышленность	0,0868	1 661 777,78	14,42	108,18	11,54	134,15	10,10	144,24
Фестивальная 5	магазин	0,008	1 675 728,57	1,34	10,05	1,07	12,47	0,94	13,41
Фестивальная 5	магазин	0,012	1 672 264,46	2,01	15,05	1,61	18,66	1,40	20,07
ФКУ ИК-5	промышленность	0,4711	1 669 506,60	78,65	589,88	62,92	731,45	55,06	786,50
Химкомпания	промышленность	0,0602	1 633 833,33	9,84	73,77	7,87	91,47	6,88	98,36
Центральный рынок	магазин	0,004	1 612 875,00	0,65	4,84	0,52	6,00	0,45	6,45
ЦРБ гараж	хоз. постройка	0,008	1 759 500,00	1,41	10,56	1,13	13,09	0,99	14,08
ЧП Козлов	пром. здание	0,0026	1 671 890,44	0,43	3,26	0,35	4,04	0,30	4,35
ЧП Козлов	пром. здание	0,0026	1 649 546,88	0,43	3,22	0,34	3,99	0,30	4,29
Энергия	промышленность	0,0581	1 612 875,00	9,37	70,28	7,50	87,15	6,56	93,71
ИТОГО, за год		1,91		316,80	2 376,02	253,44	2 946,26	221,76	3 168,03
ИТОГО, за период		6,01		1 009,07	7 568,04	807,26	9 384,37	706,35	10 090,72

Приложение П 4.

Годовой расчет стоимости перехода с открытой системы горячего водоснабжения на закрытую ГВС для жилых зданий

Наименование	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
2015 год								
ИТОГО, за год	14,63		2 450,01	18 375,09	1 960,01	22 785,12	1 715,01	24 500,12
2016 год								
ИТОГО, за год	15,48		2 586,97	19 402,28	2 069,58	24 058,83	1 810,88	25 869,70
2017 год								
ИТОГО, за год	12,30258		2 057,14	15 428,58	1 645,72	19 131,44	1 440,00	20 571,44
2018 год								
ИТОГО, за год	14,64147		2 454,78	18 410,83	1 963,82	22 829,42	1 718,34	24 547,77
2019 год								
ИТОГО, за год	9,57231		1 603,00	12 022,53	1 282,40	14 907,94	1 122,10	16 030,04
ИТОГО, за период	123,68		11 151,91	83 639,31	8 921,53	103 712,74	7 806,34	111 519,08

Приложение П 5.

Годовой расчет стоимости перехода с открытой системы горячего водоснабжения на закрытую ГВС для общественных и административных зданий

Наименование	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
2015 год								
ИТОГО, за год	2,34		390,46	2 928,44	312,37	3 631,26	273,32	3 904,58
2016 год								
ИТОГО, за год	2,02		337,36	2 530,23	269,89	3 137,49	236,15	3 373,64
2017 год								
ИТОГО, за год	3,57		595,39	4 465,45	476,31	5 537,16	416,78	5 953,93
2018 год								
ИТОГО, за год	1,53		253,82	1 903,61	203,05	2 360,48	177,67	2 538,15
2019 год								
ИТОГО, за год	2,81		471,84	3 538,79	377,47	4 388,10	330,29	4 718,38
ИТОГО, за период	12,27		2 048,87	15 366,52	1 639,10	19 054,48	1 434,21	20 488,69

Приложение П 6.

Годовой расчет стоимости перехода с открытой системы ГВС на закрытую для коммерческих и промышленных зданий

Наименование	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
2015 год								
ИТОГО, за год	1,26		207,31	1 554,84	165,85	1 928,00	145,12	2 073,12
2016 год								
ИТОГО, за год	0,87		149,46	1 120,95	119,57	1 389,98	104,62	1 494,61
2017 год								
ИТОГО, за год	0,97		162,71	1 220,30	130,17	1 513,17	113,89	1 627,07

Наименование	Расчетная нагрузка на ГВС, Гкал/ч	Стоимость за 1 Гкал/ч, руб.	Проект ИТП, тыс. руб.	Оборудование и монтаж ИТП, тыс. руб.	Наладка ИТП, тыс. руб.	Всего без КИП и А, тыс. руб.	КИП и А, тыс. руб.	ВСЕГО на 1 ИТП с КИП и А, тыс. руб.
2018 год								
ИТОГО, за год	1,00		172,79	1 295,93	138,23	1 606,95	120,95	1 727,90
2019 год								
ИТОГО, за год	1,91		316,80	2 376,02	253,44	2 946,26	221,76	3 168,03
ИТОГО, за период	6,01		1 009,07	7 568,04	807,26	9 384,37	706,35	10 090,72