

**РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ
ГОРОДА ПЕНЗЫ**
на расчетный период 2013 – 2027 гг.



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

Утверждаю

Конкурсный управляющий
ООО «СКМ Энергосервис

_____ И.О. Круль

«_____» _____ 2013 г.

Утверждаю

Главный инженер
Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»

_____ А.Н. Заев

«_____» _____ 2013 г.

Утверждаю

Генеральный директор
ОАО «Энергоснабжающее предприятие»

_____ И.Н. Кольцов

«_____» _____ 2013 г.

Утверждаю

Директор
МКП «Теплоснабжение г. Пенза»

_____ И.В. Синюкова

«_____» _____ 2013 г.

**Схема теплоснабжения г. Пензы
на расчётный период 2013 - 2027 гг.
Книга 11.
Обоснование инвестиций в строительство,
реконструкцию и техническое перевооружение**

ОАО «Ивэлектроналадка»
Заместитель генерального директора

_____ В.С. Крашенинников
«_____» _____ 2013 г.

ЗАО «Ивэнергосервис»
Генеральный директор

_____ Е.В. Барочкин
«_____» _____ 2013 г.

ООО «МИП «Технологии энергосбережения»
Генеральный директор

_____ Е.В. Барочкин
«_____» _____ 2013 г.

Иваново, 2013 г.

Оглавление

Раздел 1. Оценка финансовых потребностей 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.....	8
2.1. Внутренние источники собственных средств	8
2.2. Внешние (привлеченные) источники денежных средств	9
Раздел 3. Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия.....	16
3.1. Общая часть.....	16
Раздел 4. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение.....	21
4.1. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение индивидуального источника теплоснабжения для подключения перспективных тепловых нагрузок	21
4.2. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и источников теплоснабжения, находящихся на балансе Пензенского филиала ОАО «ТГК-6», в целях обеспечения перспективных нагрузок потребителей и надежности теплоснабжения.....	48
4.3. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и источников теплоснабжения, находящихся на балансе ООО «СКМ Энергосервис», в целях обеспечения надежности теплоснабжения.....	117
4.4. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и источника теплоснабжения, находящихся на балансе ОАО «Энергоснабжающее предприятие», в целях обеспечения надежности теплоснабжения.....	201
4.5. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по реконструкции тепловых сетей, находящихся на балансе МКП «Теплоснабжение г. Пензы», в целях обеспечения надежности теплоснабжения.....	235
5. Обобщенный расчет ценовых последствий мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Пенза в целях повышения качества и надежности теплоснабжения	248
5.1. Суммарные затраты на проведение мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Пенза в целях повышения качества и надежности теплоснабжения.....	248
5.2. Данные о ежегодном прогнозируемом отпуске тепловой энергии (обобщенные данные) по МО г. Пенза.	256
5.3. Расчет прогнозируемого средневзвешенного тарифа на тепловую энергию по МО г. Пенза на период 2013 – 2027 гг.....	257

5.4. Расчет средней стоимости технического подключения к источнику тепловой энергии по МО г. Пенза на период 2013 – 2027 гг.	267
6. Выводы	270
Список использованных источников	275

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

1.1. Введение

Повреждаемость тепловых сетей в России постоянно растет. Высоки потери сетевой воды из-за несанкционированного водоразбора и нарушения договорных гидравлических режимов, скрытых повреждений трубопроводов, многократных сбросов воды при аварийных ремонтах и т.п.

Тепловые потери в трубопроводах только магистральных сетей через тепловую изоляцию и потери сетевой воды достигают 10 – 15 % от произведенной тепловой энергии, а суммарные потери в магистральных и распределительных сетях – 15 – 25 % от передаваемой тепловой энергии.

Затраты электроэнергии на источниках тепла и в тепловых сетях более чем на 20%-50% превышают технологически обоснованные величины из-за нарушений в режимах работы систем централизованного теплоснабжения, в которых циркулирует примерно в 1,2–1,5 раза больше сетевой воды, чем указано в проектах и предусмотрено договорами теплоснабжения.

Задачи снижения потерь тепловой энергии в трубопроводах систем теплоснабжения является одной из самых актуальных.

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

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

Преимущества трубопроводов в ППУ-изоляции:

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

Важной особенностью трубопроводов с ППУ изоляцией является встроенная электронная система оперативно дистанционного контроля (ОДК) (два сигнальных медных провода, залитых в пенополиуретановую изоляцию трубы, и электронный детектор повреждений), которая позволяет постоянно следить за состоянием (увлажнением) изоляции теплотрассы 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 изоляций 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.

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:

- 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:

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

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.

В табл. 1.1. приводятся результаты технико-экономического анализа теплоизоляционных конструкций тепловых сетей диаметром 159 мм.

Таблица 1.1

Показатель	Ед. изм.	АПБ	АПБ-У	ФЛ	ИТ	ПБИ	ППУ
Коэффициент теплопроводности	Вт/мК	0,115	0,07	0,058	0,07	0,08	0,038
Толщина теплоизоляции Ду	мм	75	75	50	80	50	40
Плотность теплового потока при температуре 90 °С в прямом трубопроводе т/сети	Вт/м	79,4	5,8	56,7	55,3	81,4	43,5
Плотность теплового потока при температуре 50 °С в обратном трубопроводе	Вт/м	42,1	29,53	30,0	29,3	48,1	23,0
Нормы плотности теплового потока для прямого и обратного трубопроводов, при температуре 90/50 °С. (изм. №1 СНиП 2.04.14-88)	Вт/м	42/17	42/17	42/17	42/17	42/17	42/17
Удельные (на 1 км теплопровода) годовые потери энергии	Гкал/км год	414,4	291,4	295,35	304,0	424,7	226,1

Показатель	Ед. изм.	АПБ	АПБ-У	ФЛ	ИТ	ПБИ	ППУ
Экономия затрат за счет снижения тепловых потерь	тыс. руб/км	22,8	36,4	35,9	35,0	21,3	43,5
Стоимость прокладки 1 пм трубопровода т/сети К	тыс. руб/м	281,6	281,64	227,6	-	-	336,14
Срок службы трубопровода Т	Лет	15	15	10	11-12	25	30
Экономический эффект от использования средств, оставшихся после отказа от приобретения трубопроводов теплоизолированных ППУ	тыс. руб/км	0,77	3,4	8,34	-	-	-
Суммарный годовой эффект	тыс. руб/км	4,8	21,0	21,74	-	-	30,0

Раздел 2. Предложения по источникам инвестиций, обеспечивающим финансовые потребности

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

2.1.2. 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:

$$DFL = (1-t) \times (ROA - r) \times (D/E)$$

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;

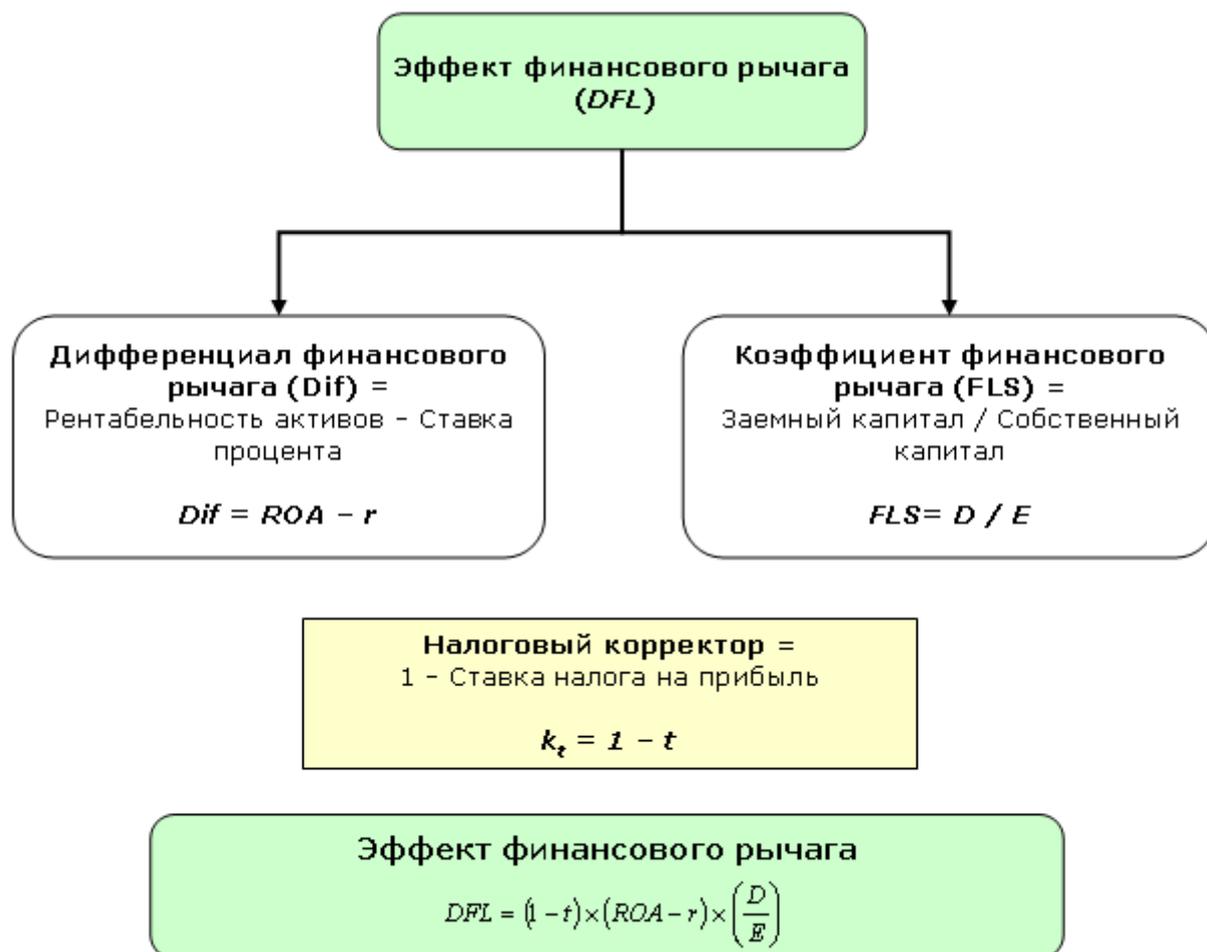
E – собственный капитал.

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 рисунке:



Как видно из рисунка эффект финансового рычага (DFL) представляет собой произведение двух составляющих, скорректированное на налоговый коэффициент $(1 - t)$, который показывает в какой степени проявляется эффект финансового рычага в связи с различным уровнем налога на прибыль.

Одной из основных составляющих формулы выступает так называемый дифференциал финансового рычага (Dif) или разница между рентабельностью активов компании (экономической рентабельностью), рассчитанной по EBIT, и ставкой процента по заемному капиталу:

$$Dif = ROA - r$$

Где:

r – ставка процента по заемному капиталу, в %;

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

Дифференциал финансового рычага является главным условием, образующим рост рентабельности собственного капитала. Для этого необходимо, чтобы экономическая рентабельность превышала процентную ставку платежей за пользование заемными источниками финансирования, т.е. дифференциал финансового рычага должен быть положительным. Если диф-

ференциал 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.

2.2.3. Инвестиционная надбавка к цене (тарифу) для потребителей

Надбавка к цене (тарифу) для потребителей - ценовая ставка, которая учитывается при расчетах потребителей с организациями коммунального комплекса, устанавливается в целях финансирования инвестиционных программ организаций коммунального комплекса и общий размер которой соответствует сумме надбавок к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса, реализующих инвестиционные программы по развитию системы коммунальной инфраструктуры.

Основной целью надбавки к тарифам коммунальных услуг, согласно федерального закона от 30 декабря 2004 г. N 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса» (далее 210-ФЗ) является финансирование строительства и (или) модернизации системы коммунальной инфраструктуры, что является капитальными вложениями.

Размер надбавки к тарифу определяется в соответствии с методом RAB регулирования.

RAB (Regulatory Asset Base – регулируемая база инвестированного капитала) – это система долгосрочного тарифообразования, основной целью которой является привлечение инвестиций в расширение и модернизацию инфраструктуры.

Переход на RAB-регулирование – это переход на новую инвестиционную стратегию. Применение метода доходности инвестированного капитала направлено на решение важнейших задач тарифного регулирования в теплоэнергетической отрасли – создания благоприятных условий для привлечения долгосрочных частных инвестиций в целях модернизации основных производственных фондов, повышения уровня надежности и качества реализуемых услуг, а также создания стимулов для сокращения операционных расходов регулируемых организаций. В числе преимуществ метода RAB - стимулирование привлечения инвестиций, повышение капитализации регулируемых организаций, повышение качества стратегического планирования деятельности организаций, экономическая мотивация снижения издержек.

Методика RAB, соответствующая передовому международному опыту в регулировании естественных монополий – это тарифная мотивация к снижению операционных расходов компаний и прозрачный контроль. Переход к системе RAB-метода обеспечит необходимое финансирование мероприятий по надежному функционированию и развитию систем теплоснабжения, в том числе их обновлению и модернизации, а также будет способствовать стабильности отношений между теплоснабжающими организациями и потребителями за счет установления долгосрочных тарифов.

Одним из основных мотивов перехода на RAB-метод является необходимость модернизации сетевого комплекса, износ основных фондов. Сегодня мощности ЖКХ изношены и нуждаются в обновлении. Около 30% основных фондов ЖКХ полностью отслужили нормативные

сроки. Износ основных фондов продолжает расти, повышая вероятность аварий на тепловых сетях.

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

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

Основной идеей формирования необходимой валовой выручки (НВВ) в Методе RAB является известный и обоснованный принцип, согласно которому инвестор имеет право получить на инвестированный капитал доход, соответствующий процентной норме, признаваемой участниками рынка справедливой, и вернуть весь инвестированный капитал к концу инвестиционного периода. При переходе к определению тарифов по Методу RAB компания начинает генерировать доход, напрямую связанный с затратами на создание ее активов, при этом инвестиционная привлекательность компании резко возрастет, а катастрофический разрыв между ее стоимостью и стоимостью активов, порождаемый действующей до сих пор методикой тарифообразования «затраты плюс», устраняется.

Тариф, принимаемый на долгосрочный промежуток времени, должен зависеть от надежности и качества услуг. С этой целью планируется разработать методические указания по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, обеспечивающих соответствие НВВ регулируемых организаций уровню надежности и качества реализуемых услуг. Понижающие коэффициенты будут применяться в случае несоответствия качества предоставляемых услуг уровню установленного тарифа, либо в случае предоставления со стороны компании недостоверных сведений о качестве услуг.

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

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 уста-

навливаются 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.

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);
- 2) финансирование за счет использования заемных средств;
- 3) финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

Раздел 3. Расчет эффективности инвестиций в предлагаемые мероприятия

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.

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. 3.1) равна:

Таблица 3.1

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

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

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. Инвестиции в строительство, реконструкцию и техническое перевооружение

В соответствии с программой перспективного развития теплоснабжения г. Пенза разработаны мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей, а так же их технико-экономическое обоснование и проведен финансовый анализ инвестиционных предложений.

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

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. N 154):

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

- а) оценку финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей;
- б) предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности;
- в) расчеты эффективности инвестиций;
- г) расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации»

Обоснование необходимых финансовых потребностей в строительство, реконструкцию и техническое перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них выполнено на основе анализа их влияния на перспективную цену на тепловую энергию (мощность).

Для выполнения анализа влияния реализации строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на цену тепловой энергии разработаны тарифно-балансовые модели, структура которых сформирована в зависимости от основных видов деятельности теплоснабжающих организаций.

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

- Индексы-дефляторы МЭР;
- Баланс тепловой мощности;
- Баланс тепловой энергии;
- Топливный баланс;
- Баланс теплоносителей;
- Балансы электрической энергии;
- Балансы холодной воды питьевого качества;
- Тарифы на покупные энергоносители и воду;
- Производственные расходы товарного отпуска;
- Производственная деятельность;

Инвестиционная деятельность;
Финансовая деятельность;
Проекты схемы теплоснабжения.

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

прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на 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 перспективных тепловых нагрузок.

Для показателя "Балансы тепловой энергии" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части перспективных тепловых нагрузок.

Для показателя "Топливный баланс" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части перспективных тепловых нагрузок.

Для показателя "Балансы теплоносителей" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части перспективных тепловых нагрузок.

Для показателя "Балансы электрической энергии" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части перспективных тепловых нагрузок.

Для показателя "Балансы холодной воды питьевого качества" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части перспективных тепловых нагрузок.

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

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

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

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

В данный раздел включены следующие сведения:

- описание используемых индексов-дефляторов и их применение;
- результаты перспективных балансовых соотношений;
- финансовые потребности проектов, групп проектов, рекомендуемых схемой теплоснабжения к включению в инвестиционную программу предприятия;
- результаты расчетов производственных расходов товарного отпуска;
- расчеты дефицита собственных средств на реализацию проектов схемы теплоснабжения;
- предложения по покрытию дефицита собственных средств на реализацию проектов схемы теплоснабжения из тарифных и привлеченных источников;
- расчеты перспективной цены на тепловую энергию;
- рекомендуемый по результатам расчетов сценарий реализации проектов, включенных в схему теплоснабжения.

4.1.1. Оценка финансовых потребностей для осуществления мероприятий по строительству индивидуального источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки площадки № 47

1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки площадки № 47

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 47 предлагается применить 3 модуля блочно-модульной котельной ТКУ-6300 тепловой мощностью каждого модуля 5,4 Гкал/ч. Суммарная тепловая мощность котельной – 16,2 Гкал/ч. Ввод котельной необходимо выполнить в 2014 г. до начала отопительного периода

Данные о стоимости строительства котельной приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Наименование	Тепловая мощность модуля, МВт / Гкал/ч	Количество модулей	Тепловая мощность котельной, МВт / Гкал/ч	Вид топлива	Стоимость блочно-модульной котельной, тыс. руб с НДС в ценах 2012 г.
ТКУ – 6300	6,3/5,41	3	16,2 Гкал/ч (18,9 МВт)	газ	30 000

В табл. 4.2 приведена стоимость строительства с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.2

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	25 423,73
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	1 271,19
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	18 635,36
оборудование	тыс. руб.	1 397,29
прочие затраты	тыс. руб.	3 611,44
непредвиденные расходы	тыс. руб.	508,47

2. Стоимость строительства источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки площадки № 47 с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по строительству источника теплоснабжения по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.3.

Таблица 4.3

Годы	2014
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	25 423,73
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	28 296,61

Итого стоимость реализации мероприятия по строительству источника теплоснабжения составит 28 296,61 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для строительства источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки площадки № 47

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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 величины накопленного сальдо денежного потока.

В зависимости от способа формирования источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

Основными внутренними источниками финансирования являются чистая прибыль, амортизационные отчисления, реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов.

Важным фактором для формирования схемы финансирования строительства крышных котельных является определение собственника такой котельной. Собственником подобных объектов могут являться:

- ТСЖ;
- застройщик;
- управляющая компания;
- крупная теплоснабжающая организация.

В связи с этим, учитывая разные финансовые возможности будущих собственников котельной, рассмотрены два варианта финансирования строительства

- 1) финансирование за счет собственного капитала
- 2) финансирование за счет заемного капитала.

На основании этих данных рассчитываются показатели эффективности инвестиционного проекта:

- Чистая прибыль нарастающим итогом за расчетный период;
- Приведенный (дисконтированный) доход NPV за период;
- Внутренняя норма доходности IRR;
- Индекс рентабельности инвестиций PI;

- Степень устойчивости проекта;
- Срок окупаемости (статический) от начала операционной деятельности;
- Срок окупаемости (динамический) от начала операционной деятельности.

С целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия и реализации проектов схемы теплоснабжения к ценам соответствующих лет в расчете использованы индексы-дефляторы, установленные в соответствии:

- 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 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.

Период расчета для инвестиционного проекта – 14 лет (2014 – 2027 гг.).

Шаг расчета – 1 год. Кол-во часов работы в отопительный период с учетом коэффициента используемой подключенной мощности составляет 5 280 часов.

Кол-во часов работы в летний период с учетом коэффициента используемой подключенной мощности составляет 3 120 часов.

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 для вложения в развитие производства на базе освоенной техники;

i - индекс инфляции.

4. Данные, используемые при расчетах

Прирост теплоснабжения площадки № 47 г. Пенза

Данные прогноза прироста теплоснабжения по годам нарастающим итогом приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Годы	2014	2015	2016	2017	2018 - 2022	2023 - 2027
Прогноз прироста теплоснабжения по годам	16	0	0	0	0	0
Прогноз прироста теплоснабжения (нарастающим итогом)	16	16	16	16	16	16

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Отправной точкой для расчета тарифа проектируемой котельной принят тариф квартальной котельной.

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2012 г. представлена в табл. 4.5.

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

Таблица 4.5

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2012 г.	То же, в %
1. Расходы на топливо	533,16	59,24%
2. Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	0,00	0,00%
3. Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	72,00	8,00%
4. Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе	18,00	2,00%
5. Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	135,00	15,00%
6. Общепроизводственные расходы, всего	6,84	0,76%
7. Итого расходов	765,00	85%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода											
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	0,05	0,07	0,09	0,06	0,05	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, %	0,03	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05
4	Рост цен на Газ природный (оптовые цены без НДС)	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.7

Таблица 4.7

Наименование	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	3,45	3,71	4,05	4,28	4,49	4,70	4,96	5,19	5,39	5,52	5,57	5,63
Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1384,	1529,3	1685,3	1853,9	2020,7	2192,5	2372,3	2555,0	2721,0	2881,6	3031,4	3173,9
Стоимость природного газа	Руб/нм ³	5,84	6,71	7,72	8,88	10,21	10,83	11,38	11,84	12,19	12,56	12,94	13,32
Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	11,69	12,26	12,86	13,50	14,16	14,85	15,58	16,35	17,15	18,00	18,88	19,81

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций строительства источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки площадки № 47

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.8

Таблица 4.8

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	4303,98	15%	0,15	10,96
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала, тыс. руб	12904,4	30%	0,46	3,31

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.1.

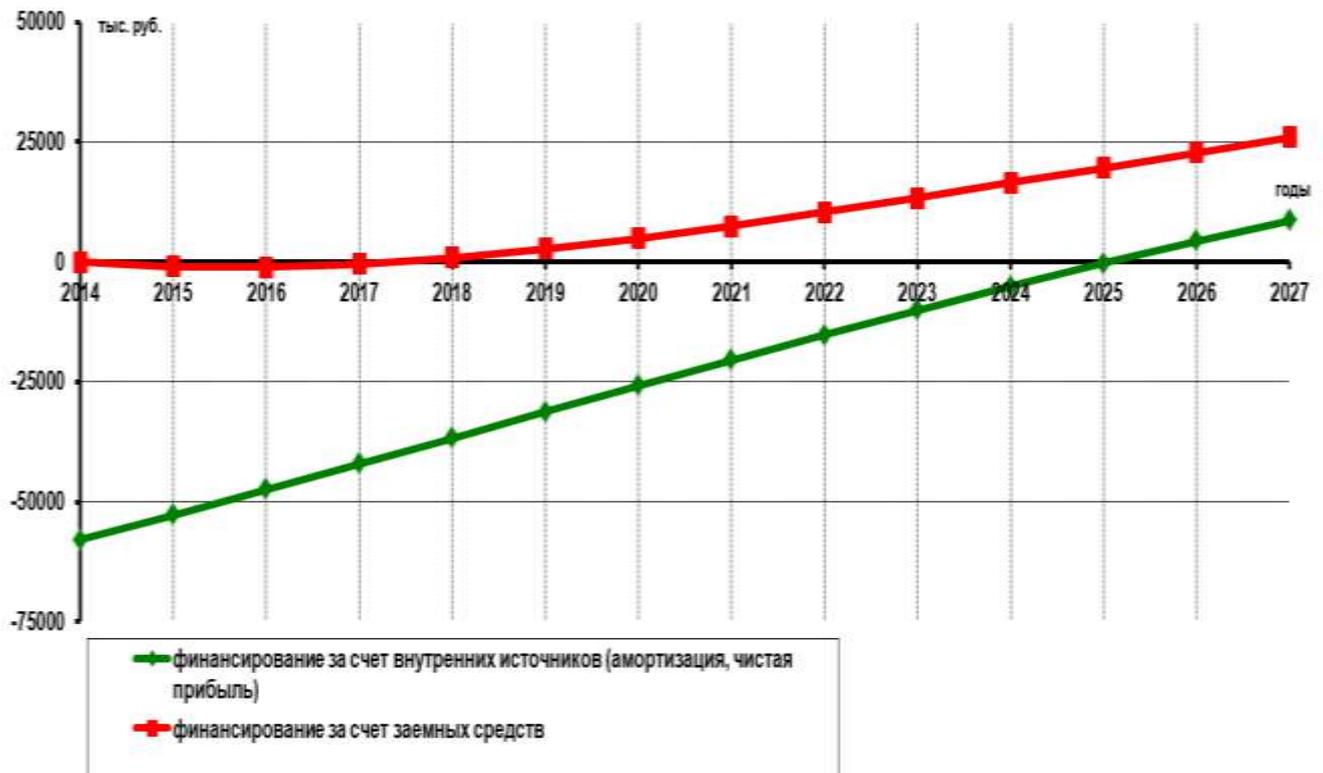


Рис. 4.1. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по строительству источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки площадки № 47

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу и 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.

Реализация мероприятия не окажет значительного влияния на финансовое положение предприятия и может быть осуществлено за счет собственного капитала.

- при использовании варианта финансирования № 2 так же не предполагается установление инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию для потребителей.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

4.1.2. Оценка финансовых потребностей для осуществления мероприятий по строительству индивидуального источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 165

1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 165

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 165 предлагается применить 2 модуля блочно-модульной котельной ТКУ-6300 тепловой мощностью каждого модуля 5,41 Гкал/ч. Суммарная тепловая мощность котельной – 10,8 Гкал/ч. Ввод котельной необходимо выполнить в 2019 г. до начала отопительного периода. Данные о стоимости строительства котельной приведены в табл. 4.9.

Таблица 4.9

Наименование	Тепловая мощность модуля, МВт / Гкал/ч	Количество модулей	Тепловая мощность котельной, МВт / Гкал/ч	Вид топлива	Стоимость блочно-модульной котельной, тыс. руб с НДС в ценах 2012 г.
ТКУ – 6300	6,3/5,41	2	10,8 Гкал/ч (12,6 МВт)	газ	20 000

В табл. 4.10. приведена стоимость строительства с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.10

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	16 949,15
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	889,83
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	13 044,75
оборудование	тыс. руб.	978,10
прочие затраты	тыс. руб.	2 528,01
непредвиденные расходы	тыс. руб.	355,93

2. Стоимость строительства источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 165 с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по строительству источника теплоснабжения по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.11.

Таблица 4.11

Годы	2019
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	16 949,15
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	26 824,62

Итого стоимость реализации мероприятия по строительству источника теплоснабжения составит 26 824,62 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для строительства источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 165

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финан-

совой 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_n величины накопленного сальдо денежного потока.

В зависимости от способа формирования источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

Основными внутренними источниками финансирования являются чистая прибыль, амортизационные отчисления, реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов.

Важным фактором для формирования схемы финансирования строительства крышных котельных является определение собственника такой котельной. Собственником подобных объектов могут являться:

- ТСЖ;
- застройщик;
- управляющая компания;
- крупная теплоснабжающая организация.

В связи с этим, учитывая разные финансовые возможности будущих собственников крышной котельной, рассмотрены два варианта финансирования строительства

- 1) финансирование за счет собственного капитала
- 2) финансирование за счет заемного капитала

4. Данные, используемые при расчетах

Прирост теплопотребления площадки № 47 г. Пенза

Данные прогноза прироста теплопотребления по годам нарастающим итогом приведены в табл. 4.12.

Таблица 4.12

Годы	2019 – 2022	2023 – 2027
Прогноз прироста теплопотребления по годам	10	0
Прогноз прироста теплопотребления (нарастающим итогом)	10	10

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Отправной точкой для расчета тарифа проектируемой котельной принят тариф квартальной котельной

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2012 г. представлена в табл. 4.13.

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

Таблица 4.13

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2012 г.	То же, в %
1. Расходы на топливо	533,16	59,24%
2. Расходы на покупаемую тепловую энергию	0,00	0,00%

(мощность)		
3. Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	72,00	8,00%
4. Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе	18,00	2,00%
5. Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	135,00	15,00%
6. Общепроизводственные расходы, всего	6,84	0,76%
7. Итого расходов	765,00	85%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.14.

Таблица 4.14

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода											
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	0,05	0,07	0,09	0,06	0,05	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, %	0,03	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05
4	Рост цен на Газ природный (оптовые цены без НДС)	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.15.

Таблица 4.15

Наименование	Ед. изм.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	4,28	4,49	4,70	4,96	5,19	5,39	5,52	5,57	5,63
Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1853,9	2020,7	2192,5	2372,3	2555,0	2721,0	2881,6	3031,4	3173,9
Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,88	10,21	10,83	11,38	11,84	12,19	12,56	12,94	13,32
Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	13,50	14,16	14,85	15,58	16,35	17,15	18,00	18,88	19,81

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций строительства источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 165

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл.4.16.

Таблица 4.16

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	2896,32	15%	0,15	10,96
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала, тыс. руб	8602,92	30%	0,46	3,31

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.2.

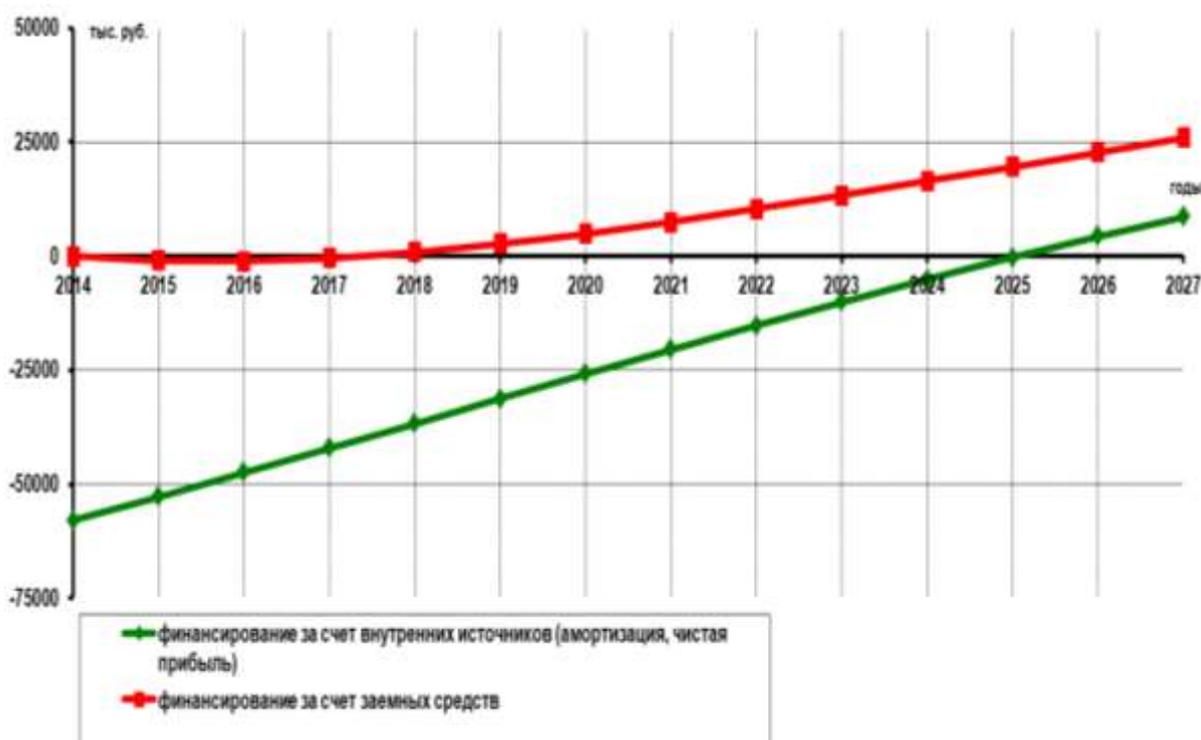


Рис. 4.2. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по строительству источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 165

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу и 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.

Реализация мероприятия не окажет значительного влияния на финансовое положение предприятия и может быть осуществлено за счет собственного капитала.

- при использовании варианта финансирования № 2 так же не предполагает установление инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию для потребителей.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

4.1.3. Оценка финансовых потребностей для осуществления мероприятий по строительству индивидуального источника теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Горная, 3а

1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства источника теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Горная, 3а

В качестве источника тепловой энергии (мощности) для подключения существующего потребителя по адресу ул. Горная, 3а, предлагается использовать блочно-модульную котельную ТКУ – 160. Данные о стоимости строительства котельной приведены в табл. 4.17.

Таблица 4.17

Наименование	Тепловая мощность модуля, МВт / Гкал/ч	Количество модулей	Тепловая мощность котельной, МВт / Гкал/ч	Вид топлива	Стоимость блочно-модульной котельной, тыс. руб с НДС в ценах 2012 г.
ТКУ – 160	0,16 / 0,138	1	0,16 / 0,138	газ	900,00

В табл. 4.18 приведена стоимость строительства с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.18

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	762,71
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	38,14
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	559,06
оборудование	тыс. руб.	41,92
прочие затраты	тыс. руб.	108,34
непредвиденные расходы	тыс. руб.	15,25

2. Стоимость строительства источника теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Горная, 3а с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по строительству источника теплоснабжения по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.19.

Таблица 4.19

Годы	2014
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	762,71
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	935,91

Итого стоимость реализации мероприятия составит 935,91 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для строительства источника теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Горная, 3а

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

шаге tm величины накопленного сальдо денежного потока.

В зависимости от способа формирования источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

Основными внутренними источниками финансирования являются чистая прибыль, амортизационные отчисления, реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов.

Важным фактором для формирования схемы финансирования строительства крышных котельных является определение собственника такой котельной. Собственником подобных объектов могут являться:

- ТСЖ;
- застройщик;
- управляющая компания;
- крупная теплоснабжающая организация.

В связи с этим, учитывая разные финансовые возможности будущих собственников крышной котельной, рассмотрены два варианта финансирования строительства

- 1) финансирование за счет собственного капитала
- 2) финансирование за счет заемного капитала.

4. Данные, используемые при расчетах

Прирост теплопотребления площадки

Данные прогноза прироста теплопотребления по годам нарастающим итогом приведены в табл. 4.20.

Таблица 4.20

Годы	2014	2015	2016	2017	2018 - 2022	2023 - 2027
Прогноз прироста теплопотребления по годам	0,16	0	0	0	0	0
Прогноз прироста теплопотребления (нарастающим итогом)	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16	0,16

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Отправной точкой для расчета тарифа проектируемой котельной принят тариф квартальной котельной

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2012 г. представлена в табл. 4.21.

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

Таблица 4.21

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2012 г.	То же, в %
1. Расходы на топливо	533,16	59,24%
2. Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	0,00	0,00%
3. Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	72,00	8,00%

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2012 г.	То же, в %
4. Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе	18,00	2,00%
5. Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	135,00	15,00%
6. Общепроизводственные расходы, всего	6,84	0,76%
7. Итого расходов	765,00	85%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.22.

Таблица 4.22

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода											
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	0,05	0,07	0,09	0,06	0,05	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, %	0,03	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05
4	Рост цен на Газ природный (оптовые цены без НДС)	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.23.

Таблица 4.23

Наименование	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	3,45	3,71	4,05	4,28	4,49	4,70	4,96	5,19	5,39	5,52	5,57	5,63
Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1384,	1529,3	1685,3	1853,9	2020,7	2192,5	2372,3	2555,0	2721,0	2881,6	3031,4	3173,9
Стоимость природного газа	Руб/нм ³	5,84	6,71	7,72	8,88	10,21	10,83	11,38	11,84	12,19	12,56	12,94	13,32
Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	11,69	12,26	12,86	13,50	14,16	14,85	15,58	16,35	17,15	18,00	18,88	19,81

5 Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций строительства источника теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Горная, 3а

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.24.

Таблица 4.24

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	36,66	15%	0,15	10,96
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала, тыс. руб	4309,42	30%	0,46	3,31

Сравнение трех вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.3.

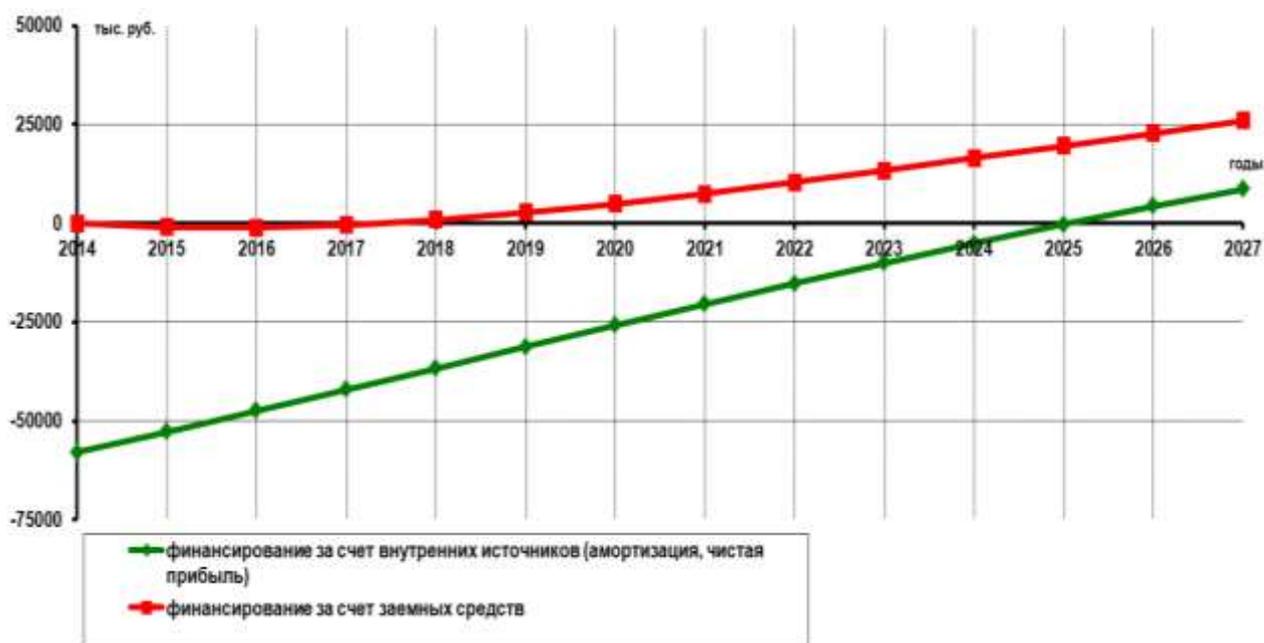


Рис. 4.3. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по строительству источника теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Горная, 3а

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу и 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.

Реализация мероприятия не окажет значительного влияния на финансовое положение предприятия и может быть осуществлено за счет собственного капитала.

- при использовании варианта финансирования № 2 так же не предполагается установление инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию для потребителей.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

4.1.4. Оценка финансовых потребностей для осуществления мероприятий по строительству индивидуального источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки площадки № 166

1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки площадки № 166

В качестве источника тепловой энергии (мощности) в зоне нового строительства № 166 предлагается применить 1 модуль блочно-модульной котельной ТКУ-6300 тепловой мощностью 5,4 Гкал/ч. Ввод котельной необходимо выполнить в 2020 г. до начала отопительного периода. Данные о стоимости строительства котельной приведены в табл. 4.25.

Таблица 4.25

Наименование	Тепловая мощность модуля, МВт / Гкал/ч	Количество модулей	Тепловая мощность котельной, МВт / Гкал/ч	Вид топлива	Стоимость блочно-модульной котельной, тыс. руб с НДС в ценах 2012 г.
ТКУ – 6300	6,3/5,41	1	5,41 Гкал/ч (6,3 МВт)	газ	10 000

В табл. 4.26 приведена стоимость строительства с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.26

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	8 898,31
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	444,92
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	6 522,38
оборудование	тыс. руб.	489,05
прочие затраты	тыс. руб.	1 264,00
непредвиденные расходы	тыс. руб.	177,97

2. Стоимость строительства источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки площадки № 166 с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по строительству источника теплоснабжения по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.27.

Таблица 4.27

Годы	2020
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	8 898,31
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	11 464,90

Итого стоимость реализации мероприятия по строительству источника теплоснабжения составит 11 464,9 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для строительства источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки площадки № 166

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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.

В зависимости от способа формирования источники финансирования предприятия делятся на внутренние и внешние (привлеченные).

Основными внутренними источниками финансирования являются чистая прибыль, амортизационные отчисления, реализация или сдача в аренду неиспользуемых активов.

Важным фактором для формирования схемы финансирования строительства крышных котельных является определение собственника такой котельной. Собственником подобных объектов могут являться:

- ТСЖ;
- застройщик;
- управляющая компания;
- крупная теплоснабжающая организация.

В связи с этим, учитывая разные финансовые возможности будущих собственников крышной котельной, рассмотрены два варианта финансирования строительства

- 1) финансирование за счет собственного капитала
- 2) финансирование за счет заемного капитала

4. Данные, используемые при расчетах

Прирост теплоснабжения площадки

Данные прогноза прироста теплоснабжения по годам нарастающим итогом приведены в табл. 4.28.

Таблица 4.28

Годы	2018 - 2022	2023 - 2027
Прогноз прироста теплоснабжения по годам	5,4	0
Прогноз прироста теплоснабжения (нарастающим итогом)	5,4	5,4

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Отправной точкой для расчета тарифа проектируемой котельной принят тариф квартальной котельной

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2012 г. представлена в табл. 4.29.

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

Таблица 4.29

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2012 г.	То же, в %
1. Расходы на топливо	533,16	59,24%
2. Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	0,00	0,00%
3. Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	72,00	8,00%
4. Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе	18,00	2,00%
5. Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	135,00	15,00%
6. Общепроизводственные расходы, всего	6,84	0,76%
7. Итого расходов	765,00	85%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.30.

Таблица 4.30

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода											
		2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	0,05	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	0,05	0,07	0,09	0,06	0,05	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, %	0,03	0,11	0,10	0,10	0,09	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05
4	Рост цен на Газ природный (оптовые цены без НДС)	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.31.

Таблица 4.31

Наименование	Ед. изм.	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тариф на электроэнергию	руб/кВт ч	3,45	3,71	4,05	4,28	4,49	4,70	4,96	5,19	5,39	5,52	5,57	5,63
Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1384,	1529,3	1685,3	1853,9	2020,7	2192,5	2372,3	2555,0	2721,0	2881,6	3031,4	3173,9

Стоимость природного газа	Руб/нм ³	5,84	6,71	7,72	8,88	10,21	10,83	11,38	11,84	12,19	12,56	12,94	13,32
Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	11,69	12,26	12,86	13,50	14,16	14,85	15,58	16,35	17,15	18,00	18,88	19,81

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций строительства источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки площадки № 166

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.32.

Таблица 4.32

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	1437,32	15%	0,15	10,96
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала, тыс. руб	4309,42	30%	0,46	3,31

Сравнение трех вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.4.

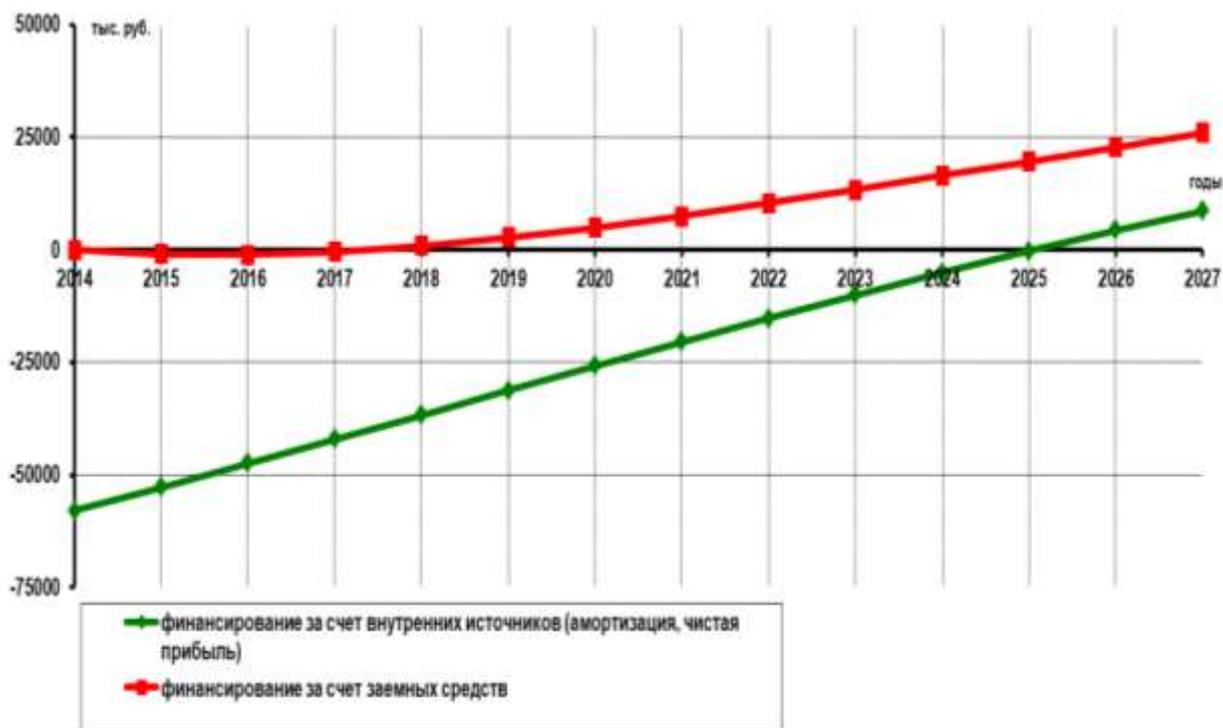


Рис. 4.4. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по строительству источника теплоснабжения для подключения перспективной тепловой нагрузки в зоне нового строительства № 166

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу и 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.

Реализация мероприятия не окажет значительного влияния на финансовое положение предприятия и может быть осуществлено за счет собственного капитала.

- при использовании варианта финансирования № 2 так же не предполагается установление инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию для потребителей.

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

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.

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.**

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

4.1.5. Оценка финансовых потребностей для осуществления мероприятий по строительству индивидуального источника теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Урицкого, 3а

1. Оценка финансовых потребностей для осуществления строительства источника теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Урицкого, 3а

Для реализации мероприятий по подключению существующего потребителя по адресу ул. Урицкого, 3а, предлагается использование индивидуальных водогрейных двухконтурных газовых котлов. Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 тепловой мощностью 28 кВт. Основные технические и стоимостные характеристики котла Protherm Медведь 30 KLOM 10005725 приведены в табл. 4.33.

Таблица 4.33

Наименование	Тепловая мощность котла Гкал/ч	Количество котлов	Вид топлива	Стоимость одного котла, тыс. руб	Стоимость 15 котлов с учетом установки (30 % от стоимости оборудования) с НДС в ценах 2012 г., тыс. руб
Индивидуальный котёл Protherm Медведь 30 KLOM 10005725	0,024	15	газ	36,29	834,4

В табл. 4.34 приведена стоимость строительства с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.34

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	707,12
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	35,36
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	518,31
оборудование	тыс. руб.	38,86
прочие затраты	тыс. руб.	100,45
непредвиденные расходы	тыс. руб.	14,14

2. Стоимость строительства источника теплоснабжения для осуществления строительства источника теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Урицкого, 3а с учетом индексов МЭР

Сводная стоимость мероприятий по строительству источника теплоснабжения по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.35.

Таблица 4.35

Годы	2014
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., без НДС, тыс. руб	707,12
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, без НДС, тыс. руб	787,02

Итого стоимость реализации мероприятия по строительству источника теплоснабжения (установка индивидуальных котлов) составит 787,02 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для осуществления строительства источника теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Урицкого, 3а

Установка теплового оборудования для подключения существующего потребителя по адресу ул. Урицкого, 3а, осуществляется за счет собственников жилых помещений.

4. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций строительства источника теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Урицкого, 3а

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 срока окупаемости и ежегодная экономия на 1 Гкал/ч за год, а так же на 1 единицу оборудования. Ежегодная экономия на 1 Гкал/ч подключаемой мощности составит 1280,5 тыс. руб., ежегодная экономия на 1 единицу оборудования составит 87,07 тыс. руб.

Индекс рентабельности инвестиций за период до 2027 г. составит 3,14. Для устанавливаемого оборудования дисконтированный срок окупаемости составляет 3,26 года.

5. Расчеты ценовых последствий мероприятий по строительству источника теплоснабжения для осуществления строительства источника теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Урицкого, 3а

Для определения ценовых последствий для потребителей при реализации программ строительства систем теплоснабжения для подключения существующего потребителя по адресу ул. Урицкого, 3а, рассчитана себестоимость тепловой энергии, определяемая как сумма стоимости расходуемого топлива (природный газ) и амортизации оборудования. Данные о себестоимости 1 Гкал тепловой энергии по годам представлены в табл. 4.36.

Таблица 4.36

Показатель	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Себестоимость 1 Гкал по годам	1806	1982	2157	2337	2525	2696	2870	3038	3195	3345

4.2. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и источников теплоснабжения, находящихся на балансе Пензенского филиала ОАО «ТГК-6», в целях обеспечения перспективных нагрузок потребителей и надежности теплоснабжения

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. N 154):

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

- а) оценку финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей;
- б) предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности;
- в) расчеты эффективности инвестиций;
- г) расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации»

Обоснование необходимых финансовых потребностей в строительство, реконструкцию и техническое перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них выполнено на основе анализа их влияния на перспективную цену на тепловую энергию (мощность).

Для выполнения анализа влияния реализации строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на цену тепловой энергии разработаны тарифно-балансовые модели, структура которых сформирована в зависимости от основных видов деятельности теплоснабжающих организаций.

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

- Индексы-дефляторы МЭР;
- Баланс тепловой мощности;
- Баланс тепловой энергии;
- Топливный баланс;
- Баланс теплоносителей;
- Балансы электрической энергии;
- Балансы холодной воды питьевого качества;
- Тарифы на покупные энергоносители и воду;
- Производственные расходы товарного отпуска;
- Производственная деятельность;
- Инвестиционная деятельность;
- Финансовая деятельность;
- Проекты схемы теплоснабжения.

Показатель "Индексы-дефляторы МЭР" предназначен для использовании индексов-дефляторов, установленных Минэкономразвития России, с целью приведения финансовых по-

требностей 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 Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» .

Для показателя "Балансы тепловой энергии" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» ..

Для показателя "Топливный баланс" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» ..

Для показателя "Балансы теплоносителей" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности Пензенского филиала ОАО «ТГК-6».

Для показателя "Балансы электрической энергии" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности Пензенского филиала ОАО «ТГК-6».

Для показателя "Балансы холодной воды питьевого качества" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности Пензенского филиала ОАО «ТГК-6».

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

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

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

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

В данный раздел включены следующие сведения:

описание используемых индексов-дефляторов и их применение;

результаты перспективных балансовых соотношений;

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

результаты расчетов производственных расходов товарного отпуска;
 расчеты дефицита собственных средств на реализацию проектов схемы теплоснабжения;
 предложения по покрытию дефицита собственных средств на реализацию проектов схемы теплоснабжения из тарифных и привлеченных источников;
 расчеты перспективной цены на тепловую энергию;
 рекомендуемый по результатам расчетов сценарий реализации проектов, включенных в схему теплоснабжения.

4.2.1. Оценка финансовых потребностей для создания кольцевой схемы тепломагистрали № 24

1. Оценка финансовых потребностей для создания кольцевой схемы тепломагистрали № 24

Для реализации данного варианта необходимо выполнить прокладку теплотрассы диаметром 400 мм и протяженностью 2230 м от тепломагистрали № 22 по ул. Маршала Крылова с переходом на ул. Кутузова, далее на ул. Овражная и на ул. Российская до тепломагистрали № 24.

Стоимость мероприятий определена в соответствии с Государственными сметными нормативами НЦС 81-02-2012 Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012 (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2011 г. N 643).

Данные о стоимости мероприятий планируемых в 2016 – 2017 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.37.

Таблица 4.37

Ориентировочный объем по предложениям строительства (реконструкции) тепловых сетей и сооружений на них,				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы, тыс. руб./ /тыс.м	ИТОГО по годам, тыс. руб
Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м			
0,40	Подземная бесканальная	СТУ-У	2230	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-05-004	30376,99	67740,69
ИТОГО 2016 - 2017 гг.						67740,69
2016 г.						33870,34
2017 г.						33870,34

В табл. 4.38. приведена ежегодная стоимость мероприятий с разбивкой по статьям затрат за 2016 и 2017 гг.

Таблица 4.38

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	33 870,34
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	1 693,52
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	24 826,65
оборудование	тыс. руб.	1 861,51
прочие затраты	тыс. руб.	4 811,28

непредвиденные расходы	тыс. руб.	677,41
------------------------	-----------	--------

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР

Создание кольцевых схем тепломagистралей №№ 22 и 24 запланированы на 2016 – 2017 гг. с вводом в действие до отопительного периода .2017 г. Сводная стоимость мероприятий по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.39.

Таблица 4.39

Годы	2016	2017
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г.	33 870,34	33 870,34
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР	41 561,70	43 639,79

Итого стоимость реализации мероприятий по расширению тепловых сетей с учетом роста тепловых нагрузок составит **85 201,49** тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для создания кольцевой схемы тепломagистралей № 24

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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 ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 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, N 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, N 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. N 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. N 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».

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-6», за счет заемных средств и за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

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. Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.40.

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

Таблица 4.40

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Расходы на топливо	572,53	69,11%
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	0,00	0,00%
Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	38,69	4,67%
Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе	5,30	0,64%
Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	66,94	8,08%
Расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	39,18	4,73%
Общепроизводственные (цеховые) расходы	13,25	1,60%
Общехозяйственные (управленческие расходы)	25,43	3,07%
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	10,44	1,26%

Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	50,37	6,08%
Итого расходов	822,13	99,24%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.41.

Таблица 4.41

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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

Продолжение таблицы 4.41

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
		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	

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.42.

Таблица 4.42

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	828,42	917,95	951,91	984,28	1087,63	1198,57	1318,42	1437,08
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03

4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18
---	--	--------------------	------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

Продолжение таблицы 4.42

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1559,23	1687,09	1817,00	1935,10	2049,27	2155,83	2257,16
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для создания кольцевой схемы тепломагистрали № 25 и тепломагистрали № 24, создания кольцевых схем тепломагистрали № 22 и тепломагистрали № 24

Выполнен анализ эффективности инвестиций в проект на основании сравнения трёх вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации, за счет надбавки к тарифу и за счёт заёмного капитала. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.43.

Таблица 4.43

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	45906	68%	2,67	2,63
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	124780	-	4,04	Менее года
Вариант 3. Финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу	51643	-	3,04	2,1

Сравнение трех вариантов финансирования мероприятия отражено на рис. 4.5.

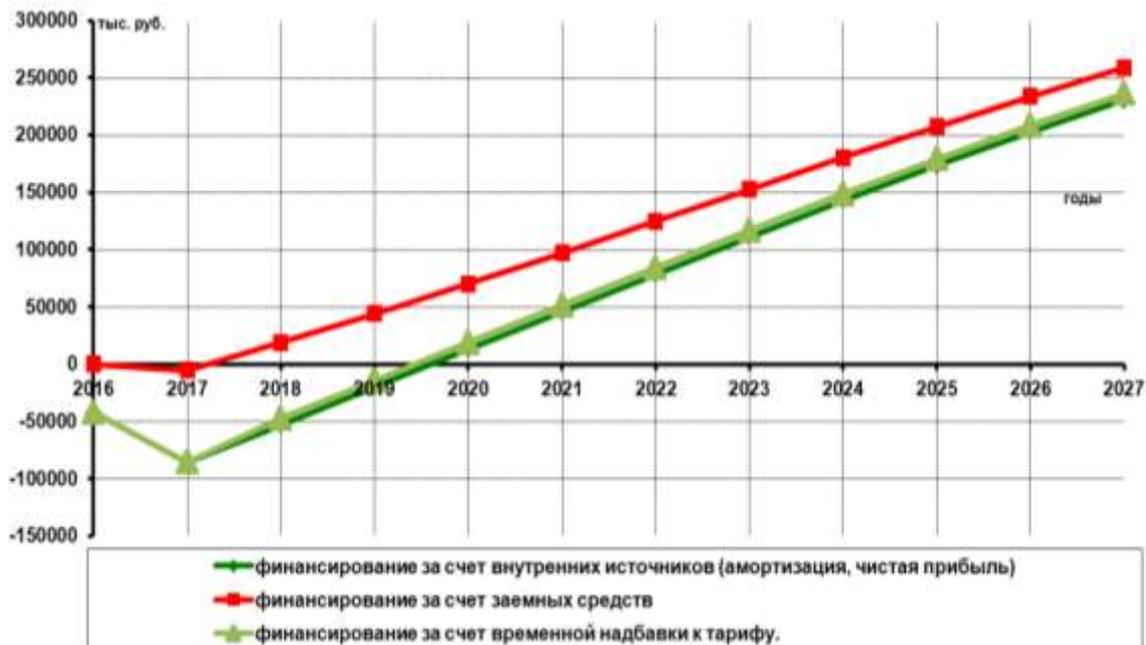


Рис. 4.5. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий для создания кольцевой схемы тепломатриалы № 25 и тепломатриалы № 24, создания кольцевых схем тепломатриалы № 22 и тепломатриалы № 24

Сценарий реализации проектов "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Пенза, недоотпуску тепла в летнее время.

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

В результате реализации проекта:

- возможность обеспечения летнего режима ГВС без прекращения циркуляции;
- обеспечение теплоснабжением г. Пенза, в случае аварийной ситуации на любой из тепломатриалей;
- обеспечение резервирования схемы теплоснабжения г. Пенза;
- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Пенза;
- увеличение отпуска тепла на весь период реализации проекта, за счет перспективного развития г. Пензы:

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет надбавки к тарифу на тепловую энергию, рассчитаны ценовые последствия увеличения стоимости тепловой энергии.

Результаты расчетов представлены в табл. 4.44.

Таблица 4.44

Показатель	Ед. изм.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	984,28	1087,63	1198,57	1318,42	1437,08	1559,23	1687,09
Тариф +ИНТ	руб/	984,28	1087,63	1 205,57	1 326,12	1437,08	1559,23	1687,09

	Гкал							
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ)	руб/Гкал	0	0	7,00	7,70	0	0	0
То же, в %	%	0	0	0,58%	0,58%	0	0	0

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение стоимости тепловой энергии в течение 2018 г. в общей сложности на 0,58 %.

Инвестиционная надбавка к стоимости тепловой энергии уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов.

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

Необходимо отметить, что инвестиционная надбавка – не единственный источник финансирования данного проекта.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств.

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. 4.6.

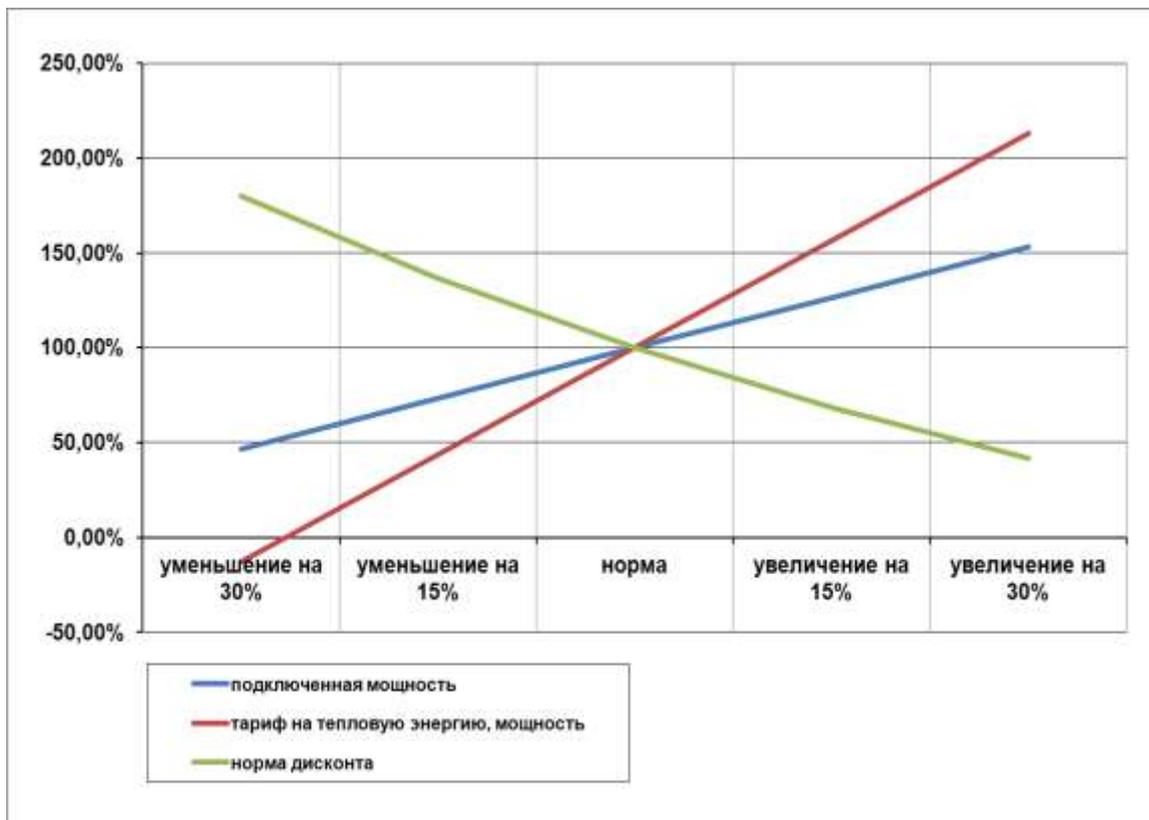


Рис. 4.6. Анализ чувствительности проекта

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. Предложения по реконструкции вспомогательного оборудования Пензенской ТЭЦ-1

1. Оценка финансовых потребностей для реконструкции вспомогательного оборудования Пензенской ТЭЦ-1

Значительный срок службы и износ вспомогательного оборудования (основные и пиковые бойлера сетевой установки), вызывает существенные «недогревы» сетевой воды и, как следствие, несоответствие температуры горячей воды в подающем трубопроводе утверждённому температурному графику работы теплосети. Предлагается заменить основные и пиковые бойлера сетевой установки.

Стоимость оборудования, предлагаемого к установке, приведены в табл. 4.45.

Таблица 4.45

Наименование оборудования	Станционное обозначение	Типоразмер	Стоимость, млн. руб с НДС в ценах 2012 г.
Основной бойлер	БО-1	ПСВ-315-3-23	3,2
Основной бойлер	БО-2	ПСВ-315-3-23	3,2
Основной бойлер	БО-4	ПСВ-500-3-23	4,4
Основной бойлер	БО-5	ПСВ-500-3-23	4,4
Основной бойлер	БО-7	ПСВ-500-3-23	4,4
Основной бойлер	БО-8	ПСВ-500-3-23	4,4
Основной бойлер	БО-9	ПСВ-500-3-23	4,4
Пиковый бойлер	БП-1	ПСВ-500-14-23	5,4
Пиковый бойлер	БП-2	ПСВ-500-14-23	5,4
Пиковый бойлер	БП-3	ПСВ-500-14-23	5,4
Пиковый бойлер	БП-4	ПСВ-500-14-23	5,4
ИТОГО с НДС в ценах 2012 г.			50
ИТОГО без НДС в ценах 2012 г.			42,4

В табл. 4.46 приведена стоимость мероприятий по реконструкции вспомогательного оборудования Пензенской ТЭЦ-1 с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.46

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	57 812,91
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	2 890,64
оборудование	тыс. руб.	42 376,30
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	3 177,39
прочие затраты	тыс. руб.	8 212,32
непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 156,26

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость замены вспомогательного оборудования г. Пензы по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.47.

Годы	2014
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	57 812,91
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	64 345,77

Итого стоимость реализации мероприятий по реконструкции вспомогательного оборудования Пензенской ТЭЦ-1 61 064,09 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для реконструкции вспомогательного оборудования Пензенской ТЭЦ-1

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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 величины накопленного сальдо денежного потока.

Основные принципы регулирования тарифов на тепловую энергию изложены в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 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, N 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, N 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. N 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. N 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 экономической 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».

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-6» и за счет заемного капитала.

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. Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.48.

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

Таблица 4.48

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Расходы на топливо	572,53	69,11%
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	0,00	0,00%
Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	38,69	4,67%
Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе	5,30	0,64%
Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	66,94	8,08%
Расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	39,18	4,73%
Общепроизводственные (цеховые) расходы	13,25	1,60%
Общехозяйственные (управленческие расходы)	25,43	3,07%
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	10,44	1,26%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	50,37	6,08%
Итого расходов	822,13	99,24%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.49.

Таблица 4.49

№ 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

Продолжение таблицы 4.49

№ 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	

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.50.

Таблица 4.50

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	828,43	917,95	951,91	984,28	1087,63	1198,57	1318,42	1437,08
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1559,23	1687,09	1817,00	1935,10	2049,27	2155,83	2257,16
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для реконструкции вспомогательного оборудования Пензенской ТЭЦ-1

Смысл проводимых мероприятий заключается в предотвращении убытков (снижении балансовой прибыли) ТЭЦ-1, вызванных недоотпуском тепловой энергии с сетевой водой.

Расчет объема тепловой энергии, недоотпущенной потребителю вследствие значительного срока службы и износа основные и пиковые бойлеров сетевой установки приведен ниже. Среднечасовой расход сетевой воды в подающем трубопроводе от ТЭЦ-1 составляет:

$$G = 9000 \text{ (т/ч)}.$$

Температуры срезов утвержденного (t_1) и фактического (t_2) температурных графиков:

$$t_1 = 110 \text{ }^\circ\text{C}, t_2 = 95 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Разница между температурами сетевой воды в подающем трубопроводе по утвержденному и фактическому температурным графикам:

$$\Delta t = t_1 - t_2 = 110 - 95 = 15 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Продолжительность работы ТЭЦ-1 с фактическим температурным графиком (по результатам учёта ТЭЦ-1 за 2012 г.):

$$\tau = 47 \times 24 = 1128 \text{ ч}.$$

Недоотпуск тепла с сетевой водой вследствие занижения температурного графика:

$$Q = G * \tau * \Delta t = 9000 * 1128 * 15 = 152280 \text{ Гкал/год}$$

Расчет экономического эффекта от внедрения мероприятия выполнен на основании РД 153-34.1-09.321-2002. Результаты расчёта приведены в табл. 4.51.

Таблица 4.51

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	60831	41%	0,94	2,28
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала, тыс. руб	98503	-	1,53	Менее года

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.7.

Сценарий реализации проектов "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к убыткам (снижению балансовой прибыли) ТЭЦ-1, вызванных недоотпуском тепловой энергии с сетевой водой.

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

В результате реализации проекта:

- предотвращении убытков (снижения балансовой прибыли) ТЭЦ-1, вызванных недоотпуском тепловой энергии с сетевой водой;
- увеличение отпуска тепла на весь период реализации проекта, за счет перспективного развития г. Пензы:

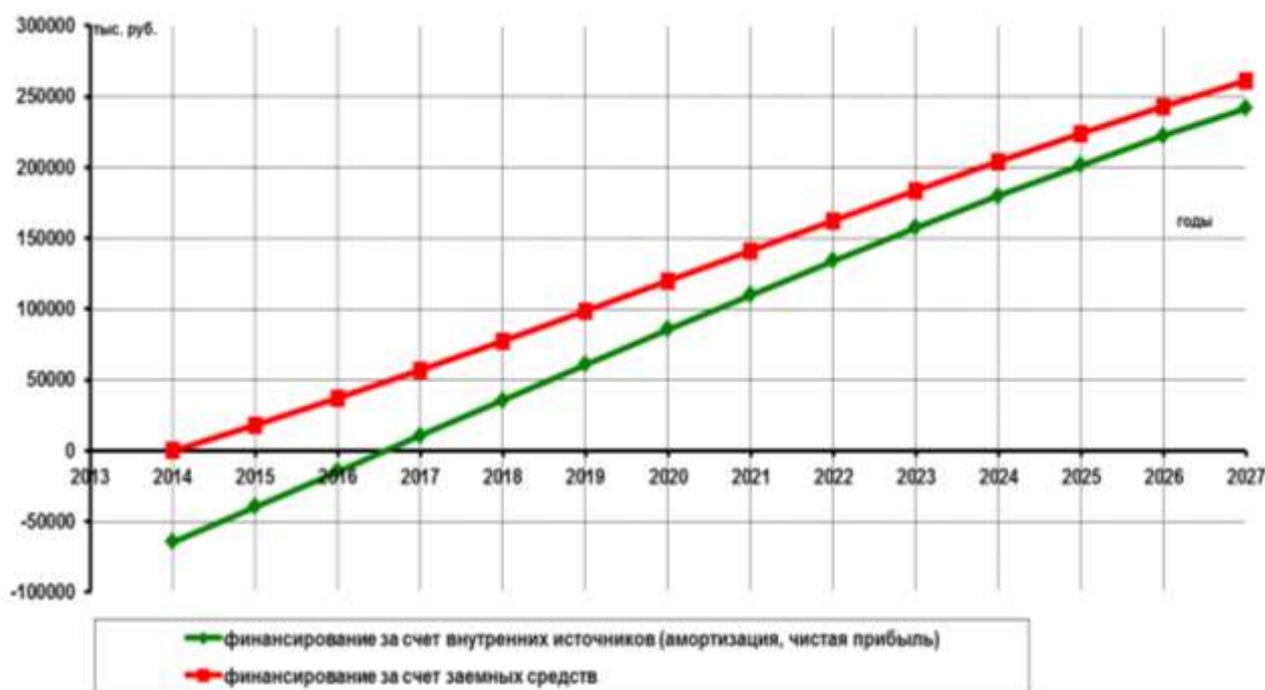


Рис. 4.7. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий от внедрения мероприятий для реконструкции вспомогательного оборудования Пензенской ТЭЦ-1

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу и 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.

Реализация мероприятия не окажет значительного влияния на финансовое положение предприятия и может быть осуществлено за счет собственного капитала.

- при использовании варианта финансирования № 2 так же не предполагается установление инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию для потребителей.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

4.2.3. Предложения по строительству новых ИТП в зоне действия ТЭЦ-2 для перевода потребителей с открытой системы теплоснабжения на закрытую

1. Оценка финансовых потребностей для строительства новых ИТП в зоне действия ТЭЦ-2 для перевода потребителей с открытой системы теплоснабжения на закрытую

Стоимость оборудования, предлагаемого к установке в ценах 2012 г. без НДС, приведены в табл. 4.52.

Таблица 4.52

№ п/п	Почтовый №	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение, Гкал/ч	Наименование и стоимость работ в ценах 2012 г. с НДС, руб.			
			проект	монтаж	наладка	сумма
1	ООО "Надежда"	0,00	416	15000	265	15681
2	Пред. Устимов В.Н.; Металлистов, 2	0,00	707	15000	450	16158
3	Мажуго В.И.; Калинина, 107	0,00	916	15000	583	16498
4	ООО "Южанка"; Калинина, 97	0,01	1248	15000	794	17043
5	ЖКО; 1 пр. Лобачевского, 2	0,02	4578	37455	2913	44946
6	Краснова, 54; МУП - 18	0,03	4911	40179	3125	48215
7	Краснова, 50; МУП - 18	0,03	5066	41452	3224	49743
8	Лобачевского, 4; МУП - 18	0,03	5302	43380	3374	52055
9	1 пр-д Лобачевского, 4; МУП - 18	0,03	5302	43380	3374	52055
10	1 пр-д Лобачевского, 6; МУП - 18	0,03	5302	43380	3374	52055
11	1 пр-д Лобачевского, 8; МУП - 18	0,03	5302	43380	3374	52055
12	1 пр-д Лобачевского, 12; МУП - 18	0,03	5302	43380	3374	52055
13	1 пр-д Лобачевского, 14; МУП - 18	0,03	5302	43380	3374	52055
14	1 пр-д Лобачевского, 16; МУП - 18	0,03	5302	43380	3374	52055
15	В/Ч 49695, Красная Горка, 26	0,03	5410	44265	3443	53118
16	Лобачевского, 6; МУП - 18	0,04	6775	55433	4311	66520
17	Лобачевского, 12; МУП - 18	0,04	6783	55501	4317	66602
18	Лобачевского, 14; МУП - 18	0,04	7491	61290	4767	73548
19	1 пр-д Лобачевского, 18; МУП - 18	0,04	8121	66448	5168	79738
20	2 пр-д Лобачевского, 1/20; МУП - 18	0,04	8124	66465	5170	79758
21	Краснова, 58; МУП - 18	0,04	8128	66499	5172	79799
22	Калинина, 111; МУП - 18	0,05	9156	74910	5826	89892
23	Калинина, 109; МУП - 18	0,05	9364	76612	5959	91935
24	Лобачевского, 16; МУП - 18	0,05	9580	78383	6096	94059
25	Лобачевского, 10; МУП - 18	0,05	10046	82196	6393	98636
26	МДОУ Д/с № 79 1; пр-д Лобачевского, 10	0,06	10404	85125	6621	102150
27	МДОУ Я/сад N 94; Гоголя, 83	0,06	10404	85125	6621	102150
28	Калинина, 110; МУП - 18	0,06	11865	97076	7550	116491
29	Калинина, 99а; МУП - 18	0,07	13829	113148	8800	135777
30	Лобачевского, 8; МУП - 18	0,08	14445	118187	9192	141825
31	Калинина, 105; МУП - 18	0,08	14445	118187	9192	141825
32	Калинина, 101; МУП - 18	0,08	15565	127347	9905	152816
33	Калинина, 107/1; МУП - 18	0,09	16480	134837	10487	161805
34	Краснова, 32; МУП - 17	0,09	17604	144031	11202	172837
35	Калинина, 106; МУП - 18	0,09	17770	145393	11308	174472
36	Калинина, 108; МУП - 18	0,09	17812	145733	11335	174880
37	МОУ "СОШ N 25 им. Квышко"; Калинина, 99б	0,10	18727	153224	11917	183869

№ п/п	Почтовый №	Тепловая нагрузка на горячее водоснабжение, Гкал/ч	Наименование и стоимость работ в ценах 2012 г. с НДС, руб.			
			проект	монт+обор	наладка	сумма
38	ЖКО; Калинина, 110а	0,10	19144	156629	12182	187955
39	Калинина, 113; МУП - 18	0,10	19375	158519	12329	190223
40	Калинина, 97; МУП - 17	0,11	21308	174335	13559	209202
41	ЖКО; Калинина, 106а	0,13	23721	194084	15095	232901
42	ЖКО; Калинина, 108а	0,13	24138	197489	15360	236987
43	Краснова, 36; МУП - 18	0,13	24766	202632	15760	243159
44	Калинина, 97б	0,13	25386	207704	16155	249245
45	Калинина, 102а; МУП - 17	0,16	29839	244138	18988	292965
46	Калинина, 103; МУП - 18	0,16	30297	247883	19280	297460
47	Калинина, 104; МУП - 18	0,17	32228	263682	20509	316419
48	Калинина, 100; МУП - 17	0,18	33335	272739	21213	327287
49	Гоголя, 85; МУП - 17	0,27	50897	416430	32389	499716
50	Калинина, 80; МУП - 17	0,30	55933	457630	35593	549156
51	Гоголя, 81; МУП - 17	0,31	58721	480444	37368	576532
52	Металлистов, 2; МУП - 17	0,50	94053	769527	59852	923433
ИТОГО		4,5802				8539812

В табл. 4.53 приведена стоимость мероприятий по строительству новых ИТП в районе ТЭЦ-2 для перевода потребителей с открытой системы теплоснабжения на закрытую в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.53

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	8 539,81
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	426,99
оборудование	тыс. руб.	6 259,60
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	469,35
прочие затраты	тыс. руб.	1 213,08
непредвиденные расходы	тыс. руб.	170,80

2. Стоимость мероприятий по строительству новых ИТП в районе ТЭЦ-2 для перевода потребителей с открытой системы теплоснабжения на закрытую по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий по строительству новых ИТП в районе ТЭЦ-2 для перевода потребителей с открытой системы теплоснабжения на закрытую приведена в табл. 4.54.

Таблица 4.54

Годы	2014
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	8 539,81
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	9 504,81

Итого, стоимость реализации мероприятий по строительству новых ИТП в зоне действия ТЭЦ-2 для перевода потребителей с открытой системы теплоснабжения на закрытую в прогнозируемых ценах составляет 9 504,81 тыс. руб. без НДС.

3. Предложения по источникам инвестиций для строительства новых ИТП в зоне действия ТЭЦ-2 для перевода потребителей с открытой системы теплоснабжения на закрытую

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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_n величины накопленного сальдо денежного потока.

Основные принципы регулирования тарифов на тепловую энергию изложены в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 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, N 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, N 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. N 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. N 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».

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-6» и за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

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. Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.55.

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

Таблица 4.55

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Расходы на топливо	572,53	69,11%
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	0,00	0,00%
Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	38,69	4,67%
Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе	5,30	0,64%
Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	66,94	8,08%
Расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	39,18	4,73%
Общепроизводственные (цеховые) расходы	13,25	1,60%
Общехозяйственные (управленческие расходы)	25,43	3,07%
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	10,44	1,26%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	50,37	6,08%
Итого расходов	822,13	99,24%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.56.

Таблица 4.56

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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 элек-	0,08	0,05	0,03	0,05	0,07	0,09	0,06	0,05

	троэнергию на оптовом рынке, %								
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

Продолжение таблицы 4.56

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		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

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.57.

Таблица 4.57

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	828,43	917,95	951,91	984,28	1087,63	1198,57	1318,42	1437,08
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

Продолжение таблицы 4.57

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1559,23	1687,09	1817,00	1935,10	2049,27	2155,83	2257,16
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48

4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03
---	--	--------------------	-------	-------	-------	-------	-------	-------	-------

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для строительства новых ИТП в зоне действия ТЭЦ-2 для перевода потребителей с открытой системы теплоснабжения на закрытую

Расчет экономического эффекта от внедрения мероприятия приведен в табл. 4.58.

Таблица 4.58

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	-9837,33	-	-1,03	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу, тыс. руб	91	----	0,05	Менее года

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.8.

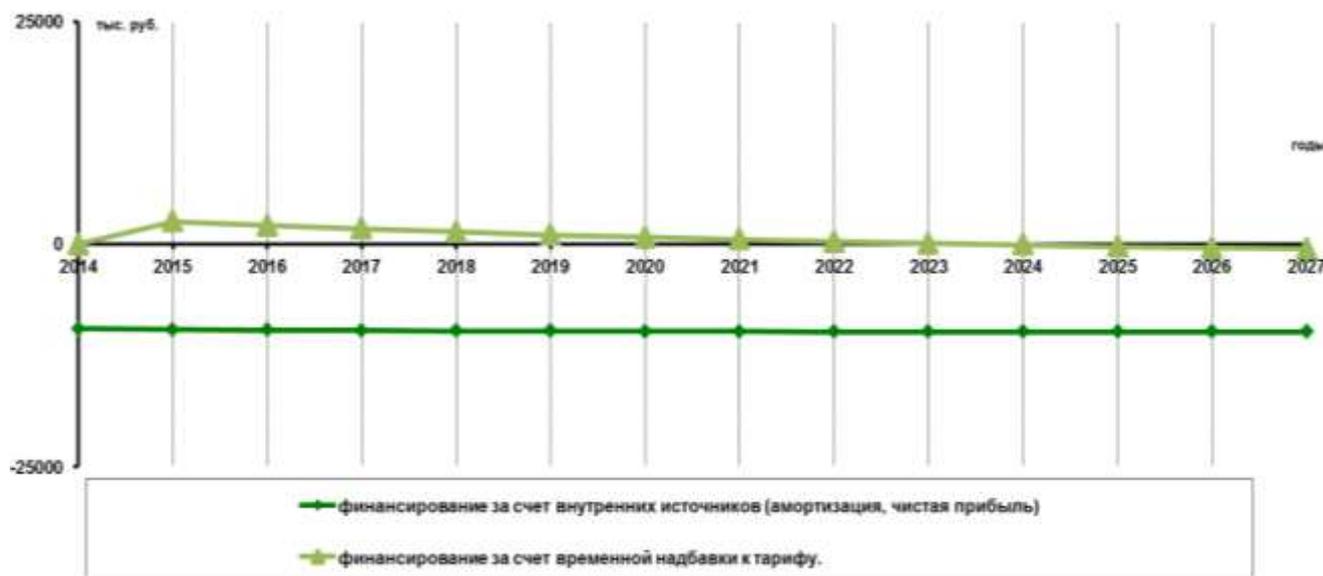


Рис. 4.8. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по строительству новых ИТП в зоне действия ТЭЦ-2 для перевода потребителей с открытой системы теплоснабжения на закрытую

Данное мероприятие предполагается реализовать, профинансировав его за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

Расчет ежегодной надбавки к тарифу для строительства новых ИТП в зоне действия Пензенской ТЭЦ-2 представлен в табл. 4.59.

Таблица 4.59

Наименование	Ед. изм.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Ежегодный полезный отпуск ТЭ от ТЭЦ-2	тыс. Гкал/год		339,057	340,713	345,033	381,463

Стоимость мероприятий	тыс. руб.	8539,81				
Надбавка к тарифу для реализации мероприятий	руб/Гкал		8,00	8,30	2,58	
То же, в %	%		0,9	0,9	0,3	

Исходя из расчетов табл. 4.59 можно сделать вывод, что надбавка к тарифу для осуществления строительства новых ИТП в зоне действия Пензенской ТЭЦ-2 составит от 0,3 % до 0,9 % в период с 2014 по 2016 гг. ежегодно по сравнению с тарифом, прогнозируемым с учетом индексов МЭР.

Сценарий реализации проектов "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к следующим последствиям:.

- высокие удельные расходы топлива и электроэнергии на производство тепла;
- повышенные затраты на эксплуатацию котельных и тепловых сетей;
- не обеспечивается качественное теплоснабжение потребителей из-за больших потерь тепла и количества повреждений на тепловых сетях;
- повышенные затраты на химводоподготовку.

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

В результате реализации проекта:

- снизятся удельные расходы топлива и электроэнергии на производство тепла;
- снизятся затраты на эксплуатацию котельных и тепловых сетей;
- обеспечение качественного теплоснабжения потребителей из-за больших потерь тепла и количества повреждений на тепловых сетях;
- снижение затрат на химводоподготовку.

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. 4.9.

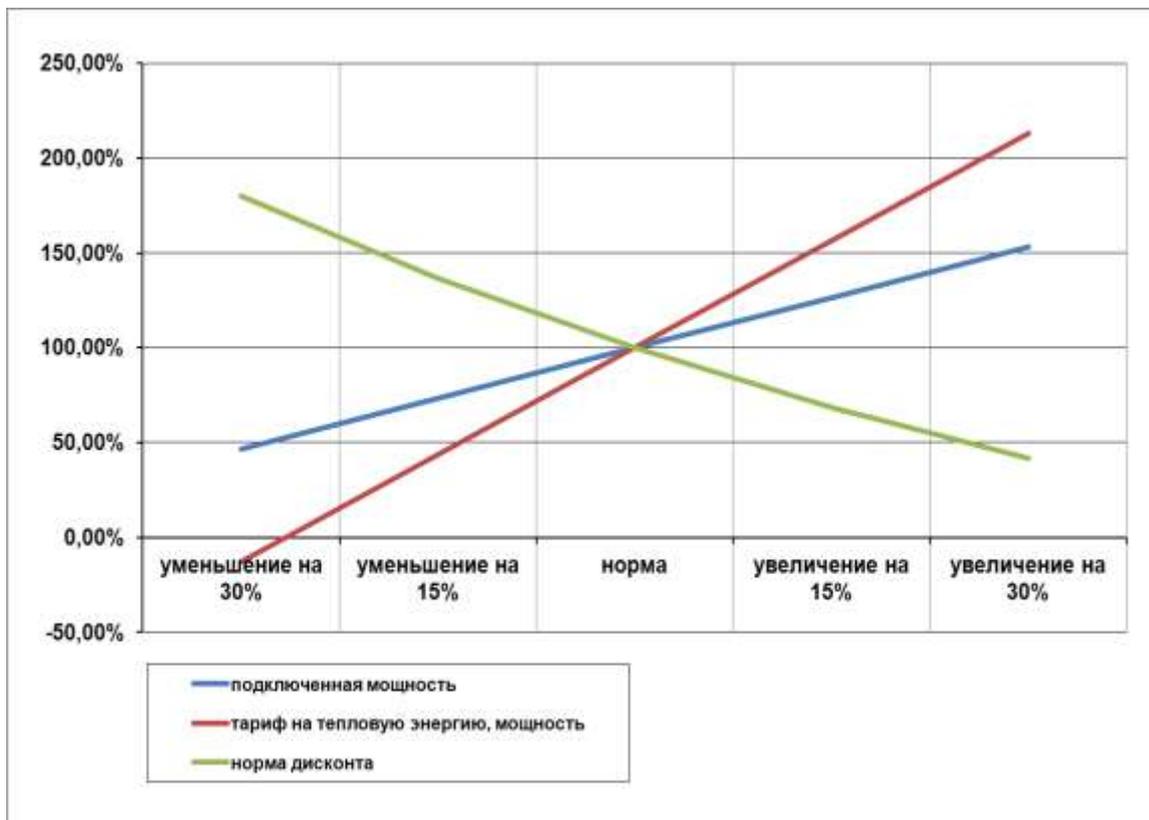


Рис. 4.9. Анализ чувствительности проекта

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. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по перекладкам тепловых сетей от ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по перекладкам тепловых сетей от ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Данные о стоимости мероприятий по перекладке тепловых сетей от ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково», планируемых в 2013 – 2027 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.60 и 4.61.

Таблица 4.60

Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м	Стоимость единицы (1 км), тыс. руб	Стоимость в ценах 2012 г. без НДС тыс. руб
0,057	Подземная бесканальная	СТУ-У	120	5 867,10	704,05
0,089	Подземная бесканальная	СТУ-У	72	6 387,34	459,89
0,133	Надземная на низких опорах	СТУ-У	400	4 222,88	1 689,15
	Подземная бесканальная	СТУ-У	57	7 138,01	406,87
0,159	Надземная на низких опорах	СТУ-У	200	5 538,35	1 107,67
	Подземная бесканальная	СТУ-У	1 183	9 840,04	11 640,77
0,219	Подземная бесканальная	СТУ-У	3 477	11 612,87	40 377,94
Итого D = 57 – 219 мм			5 509		56 386,34
0,273	Надземная на низких опорах	СТУ-У	300	8 132,76	2 439,83
	Подземная бесканальная	СТУ-У	6999	13 168,74	92 168,01
0,325	Надземная на низких опорах	СТУ-У	3066	10 328,61	31 667,50
	Подземная бесканальная	СТУ-У	2046	19 745,04	40 398,36
0,377	Подземная бесканальная	СТУ-У	414	22 904,25	9 482,36
0,426	Надземная на низких опорах	СТУ-У	2617	11 955,16	31 286,65
	Подземная бесканальная	СТУ-У	5079	25 881,20	131 450,59
0,478	Надземная на низких опорах	СТУ-У	120	15 696,23	1 883,55
	Подземная бесканальная	СТУ-У	1552	29 040,40	45 070,70
Итого D = 273 – 478 мм			22 193		385 847,55
0,530	Надземная на низких опорах	СТУ-У	405	15 696,23	6 356,97
	Подземная бесканальная	СТУ-У	5138	32 199,61	165 441,59
0,630	Надземная на низких опорах	СТУ-У	40	18 624,02	744,96
	Подземная бесканальная	СТУ-У	3872	38 275,01	148 200,83
0,720	Надземная на низких опорах	СТУ-У	718	18 624,02	13 372,05
	Подземная бесканальная	СТУ-У	7753	43 742,87	339 138,44
0,820	Надземная на низких опорах	СТУ-У	256,5	23 259,69	5 966,11
	Подземная бесканальная	СТУ-У	430	49 818,26	21 421,85
1,020	Надземная на низких опорах	СТУ-У	210	24 886,25	5 226,11
Итого D = 530 – 1 020 мм			18 882		705 868,91
ИТОГО, в 2014 - 2017 гг.					1 148 102,81
2014 г.					287 025,70
2015 г.					287 025,70
2016 г.					287 025,70
2017 г.					287 025,70

Таблица 4.61

Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м	Стоимость единицы (1 км), тыс. руб	Стоимость в ценах 2012 г. без НДС тыс. руб
0,133	Надземная на низких опорах	СТУ-У	800	4 222,88	3 378,30
0,159	Надземная на низких опорах	СТУ-У	317	5 538,35	1 755,66
	Подземная бесканальная	СТУ-У	219,5	9 840,04	2 159,89
0,219	Надземная на низких опорах	СТУ-У	918	6 801,11	6 243,42
	Подземная бесканальная	СТУ-У	6456,5	11 612,87	74 978,48
Итого D = 133 – 219 мм			8 491,5		88 515,75
0,273	Подземная бесканальная	СТУ-У	8745,9	13 168,74	115 172,48
0,325	Надземная на низких опорах	СТУ-У	1030	10 328,61	10 638,46
	Подземная бесканальная	СТУ-У	7383,5	19 745,04	145 787,53
0,377	Подземная бесканальная	СТУ-У	350	22 904,25	8 016,49
0,426	Подземная бесканальная	СТУ-У	5693	25 881,20	147 341,65
Итого D = 273 – 426 мм			23 202,4		426 956,61
0,530	Надземная на низких опорах	СТУ-У	2624	15 696,23	41 186,90
	Подземная бесканальная	СТУ-У	8213	32 199,61	264 455,39
0,630	Надземная на низких опорах	СТУ-У	597	18 624,02	11 118,54
0,720	Надземная на низких опорах	СТУ-У	8065	18 624,02	150 202,72
	Подземная бесканальная	СТУ-У	2520	43 742,87	110 232,02
0,820	Надземная на низких опорах	СТУ-У	800	23 259,69	18 607,75
	Подземная бесканальная	СТУ-У	3945	49 818,26	196 533,05
Итого D = 530 – 820 мм			26 764,0		792 336,36
ИТОГО					1 307 808,74
2018 – 2022 гг.					653 904,37
2023 -2027 гг.					653 904,37

В табл. 4.62 приведена ежегодная стоимость мероприятий по перекладке тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС за период 2014, 2015, 2016, 2017 гг.

Таблица 4.62

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	287 025,70
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	14 351,29
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	210 387,23
оборудование	тыс. руб.	15 774,93
прочие затраты	тыс. руб.	40 772,00
непредвиденные расходы	тыс. руб.	5 740,51

В табл. 4.63 приведена стоимость мероприятий по перекладке тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС за периоды 2018 – 2022 гг. и 2023 – 2027 гг.

Таблица 4.63

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	653 904,37
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	32 695,22
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	479 305,95
оборудование	тыс. руб.	35 938,58
прочие затраты	тыс. руб.	92 887,12
непредвиденные расходы	тыс. руб.	13 078,09

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР по перекладке тепловых сетей от ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Сводная стоимость мероприятий по перекладкам тепловых сетей по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.64.

Таблица 4.64

Годы	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб.	287 025,70	287 025,70	287 025,70	287 025,70	653 904,37	653 904,37
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб.	319 459,60	335 432,58	352 204,21	369 814,42	884 640,06	1034903,7

Итого стоимость реализации мероприятия по модернизации системы теплоснабжения (перекладка трубопроводов тепловых сетей г. Пенза) составит **3 296 454,63 тыс. руб.** в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по перекладке тепловых сетей от ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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. N 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, N 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, N 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. N 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. N 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».

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-6» и за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

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. Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.65.

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

Таблица 4.65

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Расходы на топливо	572,53	69,11%
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	0,00	0,00%

Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	38,69	4,67%
Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе	5,30	0,64%
Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	66,94	8,08%
Расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	39,18	4,73%
Общепроизводственные (цеховые) расходы	13,25	1,60%
Общехозяйственные (управленческие расходы)	25,43	3,07%
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	10,44	1,26%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	50,37	6,08%
Итого расходов	822,13	99,24%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.66.

Таблица 4.66

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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

Продолжение таблицы 4.66

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
		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	

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.67.

Таблица 4.67

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	828,43	917,95	951,91	984,28	1087,63	1198,57	1318,42	1437,08
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

Продолжение таблицы 4.67

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1559,23	1687,09	1817,00	1935,10	2049,27	2155,83	2257,16
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по перекладке тепловых сетей от ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет инвестиционной надбавки к тарифу. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.68.

Таблица 4.68

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	-432869	-	-0,13	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу, тыс. руб	317840	15,7%	0,09	9,91

Сценарий реализации проектов "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Пенза увеличению аварий на тепловых сетях, увеличению тепловых потерь.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Пенза;
- снижение вероятности аварий на тепловых сетях;
- снижение тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии до нормативного уровня и получение экономии тепловой энергии в размере 1,5 млрд. руб. в течение 2015 – 2027 гг.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.10.

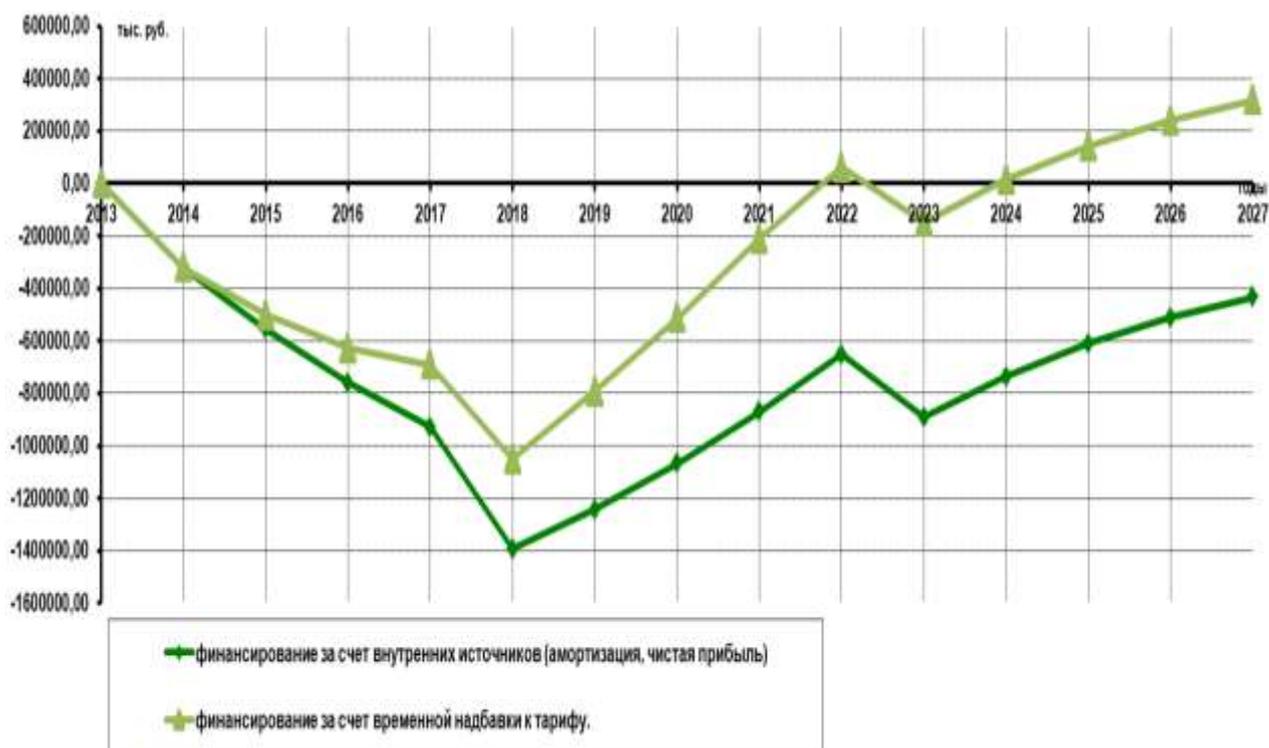


Рис. 4.10. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по перекладкам тепловых сетей от ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет инвестиционной надбавки к тарифу на передачу тепловой энергии, рассчитаны ценовые последствия для потребителей тепловой энергии.

Результаты расчетов представлены в табл. 4.69. Кроме того, рассчитан период, на время которого необходимо увеличить тариф на тепловую энергию.

Таблица 4.69

Наименование	Ед. изм.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	917,95	951,91	984,28	1 087,63	1 198,57	1 318,42	1 437,08
Тариф +ИНТ	руб/ Гкал	942,95	1 002,84	1 056,94	1 167,91	1 287,04	1 415,75	1 543,16
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ)	руб/ Гкал	25,00	50,93	72,66	80,29	88,47	97,32	106,08
То же, в %	%	2,72%	5,35%	7,38%	7,38%	7,38%	7,38%	7,38%
Экономия тепловой энергии в результате проведения мероприятия		0,00	70 995,47	92 009,31	119 427,90	141 986,45	166 116,33	188 645,97

Продолжение таблицы 4.69

Наименование	Ед. изм.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.
Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	1 559,23	1 687,09	1 817,00	1 935,10	2 049,27	2 155,83	2 257,16
Тариф +ИНТ	руб/ Гкал	1 674,33	1 741,63	1 847,73	1 935,10	2 049,28	2 155,84	2 257,16
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ)	руб/ Гкал	115,10	54,54	30,74	0,00	0,00	0,00	0,00
То же, в %	%	7,38%	3,23%	1,69%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Экономия тепловой энергии в результате проведения мероприятия	Тыс. руб.	209912,10	215049,30	98500,00	82 637,5	67 605,00	53 731,5	41 246,65

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение тарифа на тепловую энергию в течение 2014 – 2023 гг. от 1,69 % до 7,38 % в сравнении с тарифом на тепловую энергию рассчитанным с учетом индексов МЭР. Инвестиционная надбавка к тарифу уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов.

Увеличение тарифа на тепловую энергию делает возможной модернизацию и реконструкцию большей части тепловых сетей города Пензы, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей.

Необходимо отметить, что инвестиционная надбавка **не является единственным источником финансирования запланированных мероприятий**: около 32% затрат погашаются за счет ИНТ; 22% - за счет амортизации введенных в результате реализации мероприятий основных средств; 46% - за счет экономии тепловой энергии, полученной в результате реализации мероприятий.

Структура дохода (NPV), погашающего затраты по проведению мероприятий по переключкам тепловых сетей Пензенским филиалом ОАО «ТГК-6» приведена на рис. 4.11.



Рис. 4.11. Структура дохода (NPV), погашающего затраты по проведению мероприятий

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. 4.12.

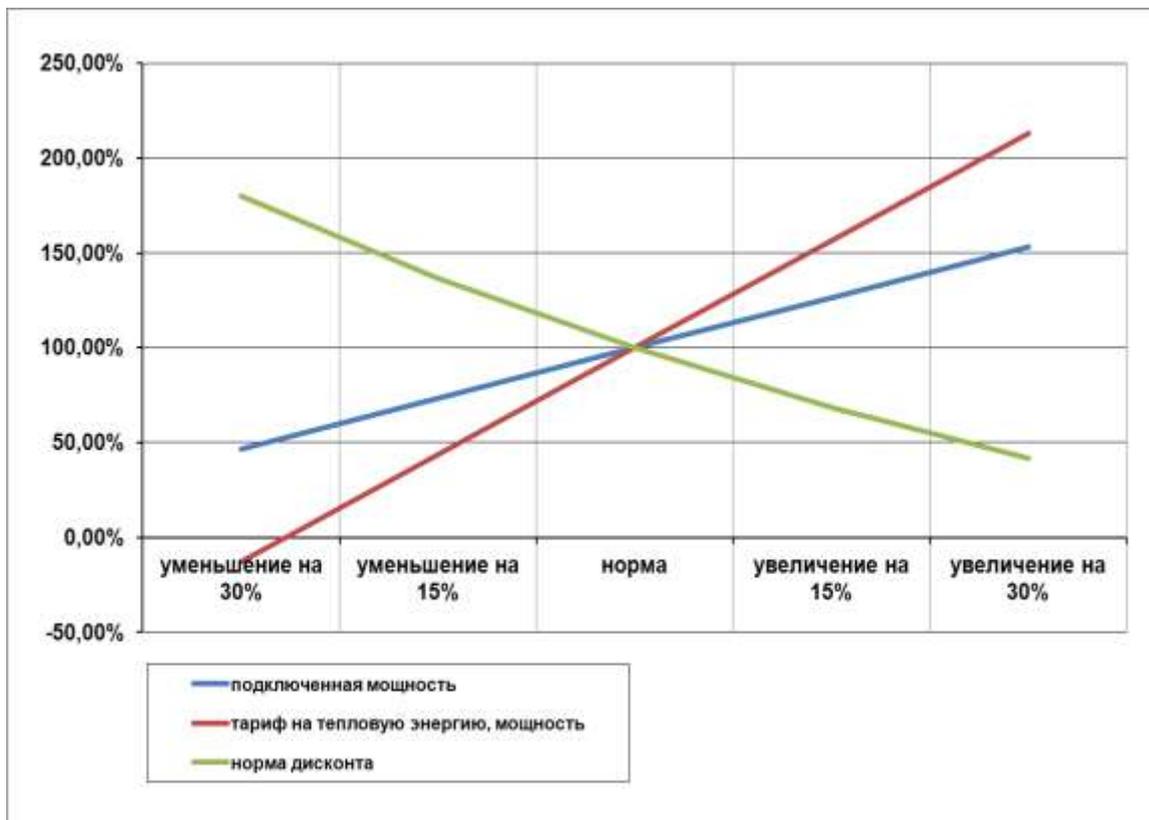


Рис. 4.12. Анализ чувствительности проекта

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. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству новых трубопроводов с целью подключения перспективных площадок строительства к тепловым сетям ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству новых трубопроводов с целью подключения перспективных площадок строительства к тепловым сетям ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Данные о стоимости мероприятий по строительству новых трубопроводов с целью подключения перспективных площадок строительства к тепловым сетям ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково», планируемых в 2013 – 2027 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.70.

Таблица 4.70

Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы, тыс. руб./1км	Стоимость с учетом поправочного к-та на величину диаметра
0,032	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	2213,7	Таблица 13-02-003	15 828,04	14 015,41
0,040	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	961,1	Таблица 13-02-003	15 828,04	7 606,16
0,050	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	1522,5	Таблица 13-02-003	15 828,04	15 061,37
0,070	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	2154	Таблица 13-02-003	15 828,04	29 831,90
0,070	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	887,5	Таблица 13-05-001	15 828,04	14 047,39
0,100	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	544,9	Таблица 13-05-001	17 067,04	9 299,83
0,125	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	392,3	Таблица 13-05-001	21 926,70	8 601,84
0,150	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	1595,2	Таблица 13-05-001	21 932,40	34 986,56
0,175	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	1638,9	Таблица 13-05-001	21 932,40	35 945,01
0,200	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	226,9	Таблица 13-05-001	24 122,60	5 473,42
0,250	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	604,8	Таблица 13-05-001	30 450,91	18 416,71
0,300	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	494,3	Таблица 13-05-001	32 871,87	16 248,57
0,400	Подземная в непроходных каналах	СТУ-У	810	Таблица 13-05-001	32 871,87	35 501,62
2013 – 2027 гг.						245035,79
2013 г.						16335,72
2014 г.						16335,72
2015 г.						16335,72
2016 г.						16335,72
2017 г.						16335,72
2018 - 2022 гг.						81 678,60
2023 - 2027 гг.						81 678,60

В табл. 4.71 приведена ежегодная стоимость мероприятий по перекладке тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС за период 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 гг.

Таблица 4.71

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	16 335,72
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	816,79
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	11 973,93
оборудование	тыс. руб.	897,81
прочие затраты	тыс. руб.	2 320,49
непредвиденные расходы	тыс. руб.	326,71

В табл. 4.72 приведена стоимость мероприятий по перекладке тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС за периоды 2018 – 2022, 2023 – 2027 гг.

Таблица 4.72

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	81 678,60
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	4 083,93
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	59 869,67
оборудование	тыс. руб.	4 489,06
прочие затраты	тыс. руб.	11 602,45
непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 633,57

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР по строительству новых трубопроводов с целью подключения перспективных площадок строительства к ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Сводная стоимость мероприятий по перекладкам тепловых сетей по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.73.

Таблица 4.73

Годы	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	16335,7	16335,7	16335,7	16335,7	16335,7	81 678,60	81 678,60
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	17152,5	18181,7	19090,7	20045,3	21047,5	129268,8	151313,0

Прирост прогнозируемого полезного отпуска тепловой энергии по годам приведен в табл. 4.74.

Таблица 4.74

Расчётный год	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027	2013-2027
Величина прироста полезного отпуска, Гкал/ч	9,52	8,89	7,09	11,30	9,17	57,05	79,99	183,01

Итого стоимость реализации мероприятия по модернизации системы теплоснабжения (перекладка трубопроводов тепловых сетей г. Пенза) составит 376 099,60 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по строительству новых трубопроводов с целью подключения перспективных площадок строительства к ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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.

В соответствии с пунктом 7 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» запрещается брать плату за подключение при отсутствии утвержденной инвестиционной программы и если все затраты по строительству сетей и подключению выполнены за счет средств потребителя.

Плата за подключение к тепловым сетям может взиматься после утверждения Схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения г. Пензы и тарифа за подключение в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 при заключении договора о подключении.

В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

.....

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непромышленной сферы и инженерной инфраструктуры».

В связи с тем, что финансирование данных мероприятий будет происходить за счет платы за техническое подключение, эффективность инвестиционного проекта рассчитывается для двух вариантов финансирования:

- 1) финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);
- 2) финансирование за счет заемных средств.

В расчетах учтен прогнозируемый рост отпуска тепловой энергии потребителей в размере 142,98 Гкал/час в течение 2013 – 2027 гг.

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. N 1075 приведен в табл. 4.75 – 4.81.

Расчет платы за подключение к источнику тепловой энергии на период 2013 г. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.75.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 9,52 Гкал/ч.

Таблица 4.75

в уровне цен 2013 г. в сумме:	тыс. руб.	17 152,51
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	3 430,50
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	686,10
Итого	тыс. руб.	21 269,11
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 234,15

Расчет платы за подключение к источнику тепловой энергии на период 2014 г. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.76.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 8,89 Гкал/ч.

Таблица 4.76

в уровне цен 2014 г. в сумме:	тыс. руб.	18 181,66
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	3 636,33
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	727,27
Итого	тыс. руб.	22 545,26
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 536,02

Расчет платы за подключение к источнику тепловой энергии на период 2015 г. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.77.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 7,09 Гкал/ч.

Таблица 4.77

в уровне цен 2015 г. в сумме:	тыс. руб.	19 090,74
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	3 818,15
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	763,63
Итого	тыс. руб.	23 672,52
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	3 338,86

Расчет платы за подключение к источнику тепловой энергии на период 2016 г. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.78.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 11,3 Гкал/ч.

Таблица 4.78

в уровне цен 2016 г. в сумме:	тыс. руб.	20 045,28
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	4 009,06
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	801,81
Итого	тыс. руб.	24 856,15
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 199,66

Расчет платы за подключение к источнику тепловой энергии на период 2017 г. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.79.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 9,17 Гкал/ч.

Таблица 4.79

в уровне цен 2017 г. в сумме:	тыс. руб.	21 047,54
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	4 209,51
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	841,90
Итого	тыс. руб.	26 098,95
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 846,12

Расчет платы за подключение к источнику тепловой энергии на период 2018 - 2022 гг. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.80.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 57,05 Гкал/ч.

Таблица 4.80

в уровне цен 2018-2022 гг. в сумме:	тыс. руб.	129 268,89
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	25 853,78
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	5 170,76
Итого	тыс. руб.	160 293,42
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 809,70

Расчет платы за подключение к источнику тепловой энергии на период 2023 - 2027 гг. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.81.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 79,99 Гкал/ч.

Таблица 4.81

в уровне цен 2023-2027 гг. в сумме:	тыс. руб.	151 313,00
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	30 262,60
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	6 052,52
Итого	тыс. руб.	187 628,12
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 345,64

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. Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.82.

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

Таблица 4.82

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Расходы на топливо	572,53	69,11%
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	0,00	0,00%
Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	38,69	4,67%
Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе	5,30	0,64%
Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	66,94	8,08%
Расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	39,18	4,73%
Общепроизводственные (цеховые) расходы	13,25	1,60%
Общехозяйственные (управленческие расходы)	25,43	3,07%
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	10,44	1,26%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	50,37	6,08%
Итого расходов	822,13	99,24%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.83.

Таблица 4.83

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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

Продолжение таблицы 4.83

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
		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	

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.84.

Таблица 4.84

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	828,43	917,95	951,91	984,28	1087,63	1198,57	1318,42	1437,08
3	Стоимость природного газа	Руб/ ³ нм	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1559,23	1687,09	1817,00	1935,10	2049,27	2155,83	2257,16
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по строительству новых трубопроводов с целью подключения перспективных площадок строительства к ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.85.

Таблица 4.85

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	8895	45%	0,02	2,2
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала, тыс. руб	94007	-	0,24	Менее года

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.13.

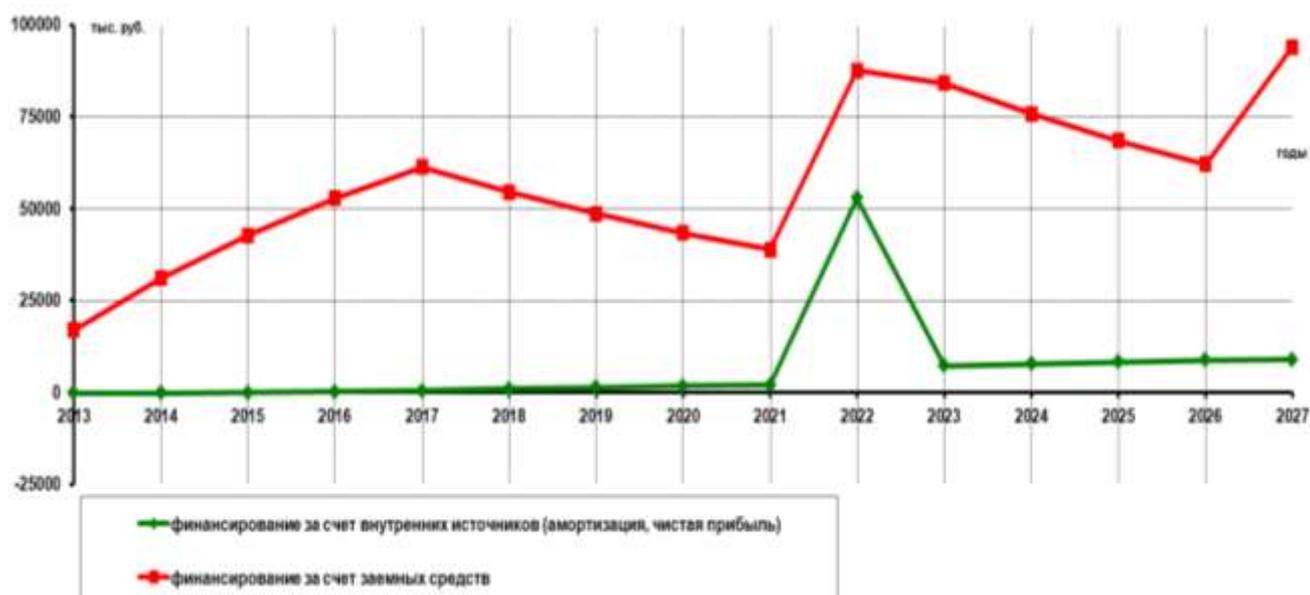


Рис. 4.13. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по переключкам тепловых сетей от ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет платы за техническое подключение, данные мероприятия не окажут ценовых последствий на тариф тепловой энергии.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

4.2.6. Оценка экономической эффективности проекта по реконструкции магистральных трубопроводов с целью увеличения диаметра теплосети и обеспечения перспективных нагрузок потребителей Пензенской ТЭЦ-1

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с целью увеличения диаметра теплосети и обеспечения перспективных нагрузок потребителей Пензенской ТЭЦ-1

В соответствии с планом перспективного развития г. Пензы предполагается увеличение тепловых нагрузок в зоне действия Пензенской ТЭЦ-1.

Перечень перспективных площадок приведен в табл. 4.86.

Таблица 4.86

Номер площадки	Описание площадок	Перспективная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год ввода
ТК 1331 – ТК 1926, ТК 1923 – ТК 1926, НС № 8 – ТК 1328, НС № 8 – ТК 1913			
74	Салон сотовой связи по ул. Карпинского, 48	0,03	2013
66	Торговый центр по адресу: г. Пенза, ул. Суворова, 144А	0,08	2013
59	Многоквартирный жилой дом (стр.№21) по адресу: г. Пенза, ул. Новый Кавказ-Шевченко-Бакунина-Толстого	0,31	2013
71	Киноконцертный зал по адресу: г. Пенза, пер. Тихий, 3	0,16	2013
70	Здание филармонии по адресу: г. Пенза, пер. Тихий, 3	0,26	2013
67	12-ти этажный жилой дом стр. № 3 в районе ул. Трудовая-Западная	0,33	2014
69	Многоквартирный жилой дом со встроенными нежилыми помещениями по адресу: адрес ориентира: г. Пенза, ул. Толстого, 95, 97, 99.	0,24	2014
80	Реконструкция МОУ СОШ №14 г. Пензы по ул.Шевченко,17/19	0,07	2014-2015
81	Многоквартирные жилые дома со встроенными нежилыми помещениями по ул. Суворова	0,24	2013-2015
82	ППТ в границах улиц: Пушкина – Космодемьянской - Гражданская - Шевченко – первый Горный проезд – проектируемый проезд вдоль южной границы существующих домовладений по первому Горному проезду – Бекешской в городе Пензе	17,38	2015 и далее
7	Жилая застройка по пр. Коммунистический	0,50	2023
6	Жилая застройка по ул.М. Бугровка- 2пр. Тимирязева	0,15	2023
60	Административное здание по ул. Бекешская	0,23	2026
ОП 39 - ОП 139, ТК 14186/9а - ТК 14186/9б			
87	Многоквартирный жилой дом стр. № 9 по ул. К. Цеткин-Светлая	0,54	2013
92	Многоэтажная жилая застройка в районе ул. Долгорукова, 76	0,32	2014
93	Перспективная многоэтажная жилая застройка в районе Шуист («золоотвал»)	1,48	2014-2015
91	Многоэтажная жилая застройка в районе ул. Клары Цеткин , 39 А	2,13	2013-2015
35	Жилая застройка по ул. Колхозная-ул. К. Цеткин	1,17	2018-2022
42	Производственное здание по ул. Чаадаева-ул.Буровая	0,42	2018-2022
41	Производственное здание в пер. Буровой	0,42	2018-2022
36	Жилая застройка по ул. Расковой-1-й проезд Макаренко	0,5	2023-2027
38	Жилая застройка по ул. Долгорукова-ул. Красносельская	0,78	2023-2027
37	Жилая застройка по ул. Долгорукова- ул. 2-я Проезжая	1,34	2023-2027
39	Жилая застройка по ул. К. Цеткин-ул. Коллективная	0,7	2023-2027

Номер площадки	Описание площадок	Перспективная тепловая нагрузка, Гкал/ч	Год ввода
45	Производственное здание по ул. Чаадаева-ул. Проезжая	0,87	2023-2027
TK 3523 - TK 3535			
19	Объект капитального строительства по пр. Строителей, 37А (Хоспис)	0,22	2016
38	Гостиничный комплекс по пр. Строителей, 39	0,18	2015-2016
53	Проект планировки территории, ограниченной проспектом Строителей, улицами Тернопольская, Собинова, Бородина	10,49	2014-2022

Перспективный прирост потребления тепловой энергии по годам приведен в табл.4.87.

Таблица 4.87

Начало участка	Конец участка	Перспективная тепловая нагрузка потребителей, Гкал/ч						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
TK 1331	TK 1926	0,84	0,57	0,07	0,24	3,08	5,96	9,23
TK 1923	TK 1926							
Насосная станция № 8	TK 1328							
Насосная станция № 8	TK 1913							
ОП 39	ОП 139	0,54	0,32	3,61			2,01	4,19
TK 14186/9а	TK 14186/9б							
TK 3523	TK 3535				0,4	1,79	8,7	

Данные о стоимости мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с целью увеличения диаметра теплосети и обеспечения перспективных нагрузок потребителей Пензенской ТЭЦ-1, планируемых в 2013 – 2027 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.88.

Таблица 4.88

Начало участка	Конец участка	Тип изоляции	Наружный диаметр до реконструкции, мм	Наружный диаметр после реконструкции, мм	Год проведения реконструкции	Длина в двухтрубном исполнении, м	Стоимость, в ценах 2012 г., без НДС
ОП 39	ОП 139	СТУ-У	529	720	2014	1426	62 377,33
TK 14186/9а	TK 14186/9б	СТУ-У	159	219	2014	182	2 133,54
TK 3523	TK 3535	СТУ-У	426	529	2014	1479	47 623,22
ИТОГО в 2014 г.							112 114,09
TK 1331	TK 1926	СТУ-У	325	426	2015	795,1	20 578,14
TK 1923	TK 1926	СТУ-У	426	529	2015	134,4	4 327,63
Насосная станция № 8	TK 1328	СТУ-У	529	630	2015	696,5	26658,54
Насосная станция № 8	TK 1913	СТУ-У	529	630	2015	798,0	30 543,46
ИТОГО в 2015 г.							82 107,76
ИТОГО, за период 2014 – 2015 гг.							194 221,85

В табл. 4.89 и 4.90 приведена ежегодная стоимость мероприятий по перекладке тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС соответственно за 2014 и 2015 гг.

Таблица 4.89

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	112 114,09
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	5 605,70
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	82 178,61
оборудование	тыс. руб.	6 161,79
прочие затраты	тыс. руб.	15 925,81
непредвиденные расходы	тыс. руб.	2 242,28

Таблица 4.90

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	82 107,76
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	4 105,39
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	60 184,24
оборудование	тыс. руб.	4 512,64
прочие затраты	тыс. руб.	11 663,41
непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 642,16

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР по реконструкции магистральных трубопроводов с целью увеличения диаметра теплосети и обеспечения перспективных нагрузок потребителей Пензенской ТЭЦ-1

Сводная стоимость мероприятий по перекладкам тепловых сетей по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.91.

Таблица 4.91

Годы	2014	2015
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	112 114,09	82 107,76
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	124 782,98	95 955,23

Итого стоимость реализации мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с целью увеличения диаметра теплосети и обеспечения перспективных нагрузок потребителей Пензенской ТЭЦ-1 составит 220 738,22 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по строительству новых трубопроводов с целью подключения перспективных площадок строительства к ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы подбирается в прогнозируемых ценах. Цель ее подбора – обеспечение финансовой реализуемости инвестиционного проекта, т.е. обеспечение такой структуры денежных потоков проекта, при которой на каждом шаге расчета имеется достаточное количество денег

для его продолжения. Если не учитывать неопределенность и риск, то достаточным (но не необходимым) условием финансовой реализуемости ИП является неотрицательность на каждом шаге tm величины накопленного сальдо денежного потока.

В соответствии с пунктом 7 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» запрещается брать плату за подключение при отсутствии утвержденной инвестиционной программы и если все затраты по строительству сетей и подключению выполнены за счет средств потребителя.

Плата за подключение к тепловым сетям может взиматься после утверждения Схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения г. Пензы и тарифа за подключение в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 при заключении договора о подключении.

В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

.....

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непромышленной сферы и инженерной инфраструктуры».

В связи с тем, что финансирование данных мероприятий будет происходить за счет платы за техническое подключение, эффективность инвестиционного проекта рассчитывается для двух вариантов финансирования:

- 1) финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);
- 2) финансирование за счет заемных средств.

В связи с тем, что финансирование данных мероприятий будет происходить за счет платы за техническое подключение, эффективность инвестиционного проекта рассчитывается для двух вариантов финансирования:

- 1) финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);
- 2) финансирование за счет заемных средств.

В расчетах учтен прогнозируемый рост отпуска тепловой энергии потребителей в размере 41,55 Гкал/час в течение 2013 – 2027 гг.

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. N 1075 приведен в табл. 4.92 и 4.93.

Расчет платы за подключение к источнику тепловой энергии на период 2013 г. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.92.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 21,56 Гкал/ч.

Таблица 4.92

в уровне цен 2013 г. в сумме:	тыс. руб.	124782,98
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	14973,96
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	2994,79
Итого	тыс. руб.	142751,73
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	6 621,14

Расчет платы за подключение к источнику тепловой энергии на период 2014 г. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.93.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 19,99 Гкал/ч.

Таблица 4.93

в уровне цен 2014 г. в сумме:	тыс. руб.	95955,23
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	11514,63
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	2302,93
Итого	тыс. руб.	109772,79
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	4800,16

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. Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.94.

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

Таблица 4.94

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Расходы на топливо	572,53	69,11%
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	0,00	0,00%
Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	38,69	4,67%
Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе	5,30	0,64%
Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	66,94	8,08%
Расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	39,18	4,73%
Общепроизводственные (цеховые) расходы	13,25	1,60%
Общехозяйственные (управленческие расходы)	25,43	3,07%
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	10,44	1,26%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	50,37	6,08%
Итого расходов	822,13	99,24%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.22.

Таблица 4.95

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		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

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.96.

Таблица 4.96

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	828,43	917,95	951,91	984,28	1087,63	1198,57	1318,42	1437,08
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

Продолжение таблицы 4.96

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1559,23	1687,09	1817,00	1935,10	2049,27	2155,83	2257,16
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по строительству новых трубопроводов с целью подключения перспективных площадок строительства к ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.97.

Таблица 4.97

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	464829	45%	2,1	5,17
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала, тыс. руб	404545	65%	1,83	4,1

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.14.

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- вариант финансирования № 2 также не окажет влияния на размер тарифа на тепловую энергию для потребителей.

Однако 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.

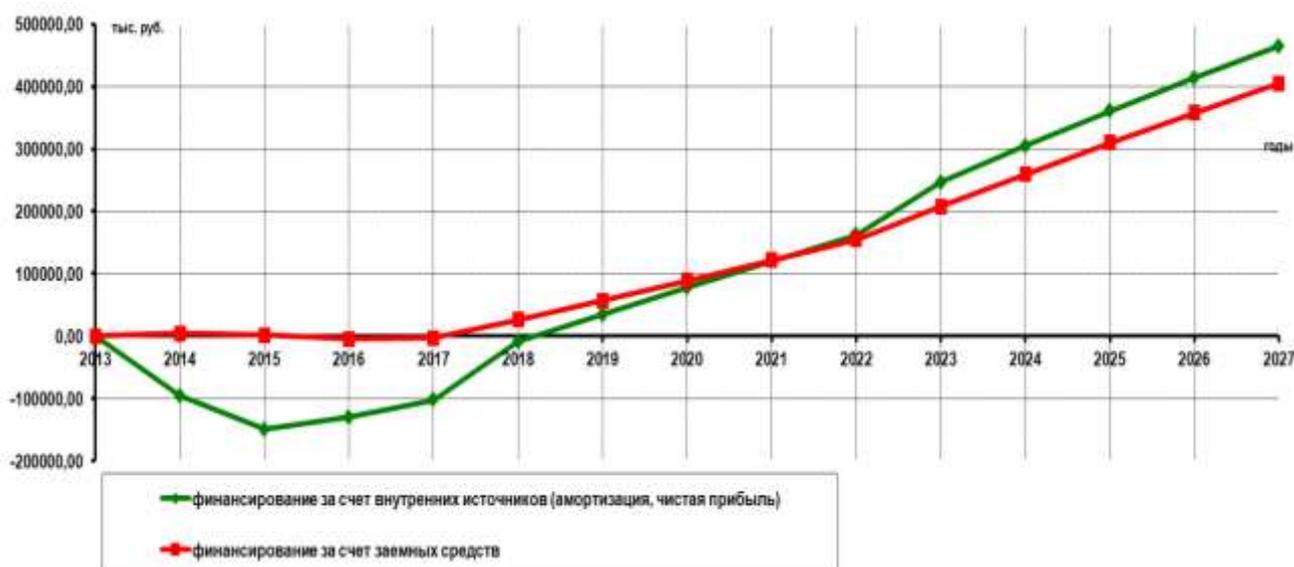


Рис. 4.14. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по переключкам тепловых сетей от ТЭЦ-1, ТЭЦ-2 и котельной «Арбеково»

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет платы за техническое подключение, то есть предполагает установление платы за подключение к источнику тепловой энергии, данные мероприятия не окажут ценовых последствий на тариф тепловой энергии.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

4.2.7. Оценка экономической эффективности проекта по установке ЧРП на насосных станциях Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по установке ЧРП на насосных станциях Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»

Применение ЧРП на оборудовании электродвигателей приводит к оптимизации загрузки сетевых насосов, и как следствие – к экономии электроэнергии на привод насосов.

Стоимость оборудования, предлагаемого к установке, приведена в табл. 4.98.

Таблица 4.98

Тип преобразователя частоты	Количество необходимых ЧРП	Место установки ЧРП	Стоимость одного ЧРП			ИТОГО, по мероприятию
			Цена комплекта с НДС, тыс. руб.	Цена модуля с системой микроклимата с НДС, тыс. руб.	ИТОГО, за ед. оборуд., тыс. руб.	
ПЧВН-ТТПТ-38-6000-50-УХЛ4	6	Насосные станции № 1, 2, 3, 4, 5, 8	2 200 500	340 000	2540,5	15 243,00

В табл. 4.99 приведен расчет экономии электрической энергии, полученный вследствие реализации мероприятий по установке ЧРП на насосных станциях Пензенского филиала ОАО «ТГК-6».

Таблица 4.99

Наименование насосной станции	Изменение напора, м.в.ст.	Расход воды, т/ч	Время работы, ч	Изменение мощности насоса, кВт	КПД электродвигателя насоса, %	Изменение мощности электродвигателя насоса, кВт	Снижение выработки электроэнергии за год, кВт*ч	Цена электроэнергии, руб/кВт*ч	Экономия, млн. руб
Отопительный период									
НС-1	40	530	4968	82,53	95,1	86,78	431127,2	1,28	0,550
НС-2	60	231	4968	53,96	89,5	60,28	299495,5	1,28	0,382
НС-3	Не работает								
НС-4	40	540	4968	73,58	95,1	77,37	384353,9	1,28	0,490
НС-5	20	708	4968	48,23	95,1	50,72	251965,4	1,28	0,321
НС-8	20	700	4968	47,69	95,1	50,14	249118,3	1,28	0,318
Неотопительный период									
НС-1	40	530	3456	72,21	95,1	75,93	262425,2	1,28	0,335
НС-2	39	555	3456	73,73	95,1	77,53	267933,7	1,28	0,342
НС-3	12	630	3456	25,75	95,1	27,08	93581,8	1,28	0,119
НС-4	45	381	3456	58,40	95,1	61,41	212230,2	1,28	0,271
НС-5	75	132	3456	33,72	95,1	35,46	122547,6	1,28	0,156
НС-8	Не работает								
НС-1									0,885
НС-2									0,724
НС-3									0,119
НС-4									0,761
НС-5									0,478
НС-8									0,318
ИТОГО, за год									3,285

В табл. 4.100 приведена стоимость мероприятия с разбивкой по статьям затрат.

Таблица 4.100

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	12 917,79
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	645,89
оборудование	тыс. руб.	9 468,62
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	709,96
прочие затраты	тыс. руб.	1 834,97
непредвиденные расходы	тыс. руб.	258,36

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость установки ЧРП по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.101.

Таблица 4.101

Год	2014
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	12 917,79
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	14 377,50

Итого стоимость реализации мероприятий по реконструкции вспомогательного оборудования Пензенской ТЭЦ-1 14 377,50 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для реконструкции вспомогательного оборудования Пензенской ТЭЦ-1

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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.

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-6» и за счет заемного капитала.

4. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для реконструкции вспомогательного оборудования Пензенской ТЭЦ-1

Расчет экономического эффекта от внедрения мероприятия выполнен на основании РД 153-34.1-09.321-2002. Результаты расчёта приведены в табл. 4.102.

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	245,75	12%	0,007	4,91
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала, тыс. руб	4399,42	-	0,3	Менее года

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.15.



Рис. 4.15. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

5. Расчеты ценовых последствий от внедрения мероприятий для реконструкции вспомогательного оборудования Пензенской ТЭЦ-1

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу и 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.

Реализация мероприятия не окажет значительного влияния на финансовое положение предприятия и может быть осуществлено за счет собственного капитала.

- при использовании варианта финансирования № 2 так же не предполагается установление инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию для потребителей.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

4.2.8. Оценка экономической эффективности проекта по подключению тепловой нагрузки малых котельных к тепловым сетям Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по подключению тепловой нагрузки малых котельных к тепловым сетям Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»

В соответствии с планом перспективного развития г. Пензы предполагается увеличение тепловых нагрузок в зоне действия Пензенской ТЭЦ-1.

Перечень перспективных площадок приведен в табл. 4.103.

Таблица 4.103

№ пп	Адрес котельной	Наименование мероприятий	Затраты, тыс. руб. (без НДС)	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч		Сроки реализации
				Q _{ов}	Q _{гвс.мах}	
1	Кирова, 5 (подвальная)	Подключение потребителей от ТЭЦ-2. Теплотрасса 159 пм Д-108 со строительством насосной станции смешения в помещении котельной.	2598,28	0,8195	-	2014
2	Библиотека им. Лермонтова (Белинского, 10)	Подключение потребителей от ТЭЦ-2. Теплотрасса 105 пм Д-108мм со строительством насосной станции смешения в помещении котельной.	1853,58	0,4970	-	2014
3	Урицкого, 16	Подключение потребителей от ТЭЦ-1. Монтаж ЦТП в здании котельной, теплотрасса 256 пм Д-133мм надземная подключение ж.д. по элеваторной схеме (монтаж 4 элеватора).	3260,28	2,6383	1,0189	2014
4	Агрохим-лаборатория	Подключение потребителей от ТЭЦ-2 Теплотрасса 130 пм Д-108 с установкой в домах элеваторных узлов (7шт).	1747,78	0,7493	-	2014
5	Ортопедическое предприятие	Подключение потребителей от ТЭЦ-1 со строительством в помещении котельной ЦТП с теплообменниками ГВС и НСС.	1440,50	1,8194	0,5512	2014
6	Редакция "Пензенская правда", К. Маркса, 16 (встроенная)	Подключение потребителей от ТЭЦ-2 Теплотрасса 260 пм Д-133 с установкой в зданиях элеваторных узлов (7 шт). Установка ИТП в здании редакции "Пензенская правда" с теплообменника ГВС.	3234,76	1,4907	0,1106	2014
7	Тамбовская, 1г (угольная)	Подключение потребителей от ТЭЦ-2 Теплотрасса 110 пм Д-57 с подключением дома по независимой схеме через теплообменники.	1145,69	0,1088	-	2014
8	Гостиница "Пенза"	Подключение потребителей от ТЭЦ-1 (ЦТП-171) со строительством НСС	1059,50	1,8730	1,7614	2014
9	ГПИ-11 (встроенная)	Подключение потребителей от ТЭЦ-1 Теплотрасса 255мм Д-89 со строительством в помещении котельной ИТП насосной смешения с теплообменниками ГВС.	2543,81	0,6962	0,0242	2014
10	Больничный комплекс	Прокладка теплотрассы от ТК 1331/8 длиной 130 м и диаметром 200 мм с установкой ЦТП.	2516,12	2,6	-	2017
11	Гарант	Прокладка теплотрассы от ТК 1210 длиной 45 м и диаметром 150 мм с установкой ИТП.	738,00	0,6	-	2017

№ пп	Адрес котельной	Наименование мероприятий	Затраты, тыс. руб. (без НДС)	Подключенная тепловая нагрузка, Гкал/ч		Сроки реализации
12	Училище культуры	Прокладка теплотрассы от ЦТП 110 длиной 130 м и диаметром 57 мм.	905,73	1,6	-	2017
13	Пензенский техникум ж/д транспорта	Прокладка теплотрассы от ЦТП 155 длиной 220 м и диаметром 108 мм.	2617,27	2,2	-	2017
ИТОГО			25661,29	17,69	3,47	

В табл. 4.104 стоимость мероприятий 2014 г. для подключения тепловой нагрузки малых котельных к тепловым сетям Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.104

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	
в том числе:	-	
проектные работы	тыс. руб.	1 070,01
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	15 686,22
оборудование	тыс. руб.	1 176,16
прочие затраты	тыс. руб.	3 039,91
непредвиденные расходы	тыс. руб.	428,01

В табл. 4.105 стоимость мероприятий 2017 г. для подключения тепловой нагрузки малых котельных к тепловым сетям Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.105

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	
в том числе:	-	
проектные работы	тыс. руб.	213,05
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	3 123,27
оборудование	тыс. руб.	234,18
прочие затраты	тыс. руб.	605,28
непредвиденные расходы	тыс. руб.	85,22

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР по подключению тепловой нагрузки малых котельных к тепловым сетям Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»

Сводная стоимость мероприятий по переключкам тепловых сетей по годам с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.106.

Таблица 4.106

Годы	2014	2017
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	21 400,29	4 261,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	23 818,52	5 490,03

Итого стоимость реализации мероприятий по подключению тепловой нагрузки малых котельных к тепловым сетям Пензенского филиала ОАО «ТГК-6» составит 29308,55 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по подключению тепловой нагрузки малых котельных к тепловым сетям Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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_n величины накопленного сальдо денежного потока.

В соответствии с вышеизложенным в Разделе 3 (п. 3.2.) настоящего отчета выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «ТГК-6» и за счет заемного капитала.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска бестоимости тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии (плановые показатели на 2013 г. Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.107.

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

Таблица 4.107

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Расходы на топливо	572,53	69,11%
Расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	0,00	0,00%
Расходы на электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе	38,69	4,67%
Сырье и материалы, используемые в технологическом процессе	5,30	0,64%
Расходы на оплату труда и отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	66,94	8,08%
Расходы на амортизацию основных производственных средств и аренду имущества, используемого в технологическом процессе	39,18	4,73%
Общепроизводственные (цеховые) расходы	13,25	1,60%
Общехозяйственные (управленческие расходы)	25,43	3,07%
Расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	10,44	1,26%
Расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	50,37	6,08%
Итого расходов	822,13	99,24%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.108.

Таблица 4.108

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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

Продолжение таблицы 4.108

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
		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	

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.109.

Таблица 4.109

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	828,43	917,95	951,91	984,28	1087,63	1198,57	1318,42	1437,08
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1559,23	1687,09	1817,00	1935,10	2049,27	2155,83	2257,16
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по подключению тепловой нагрузки малых котельных к тепловым сетям Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.110.

Таблица 4.110

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	1089	12%	0,038	12,91
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала, тыс. руб	8519	-	0,28	Менее года

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.16.

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- вариант финансирования № 2 также не окажет влияния на размер тарифа на тепловую энергию для потребителей.

Однако 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.

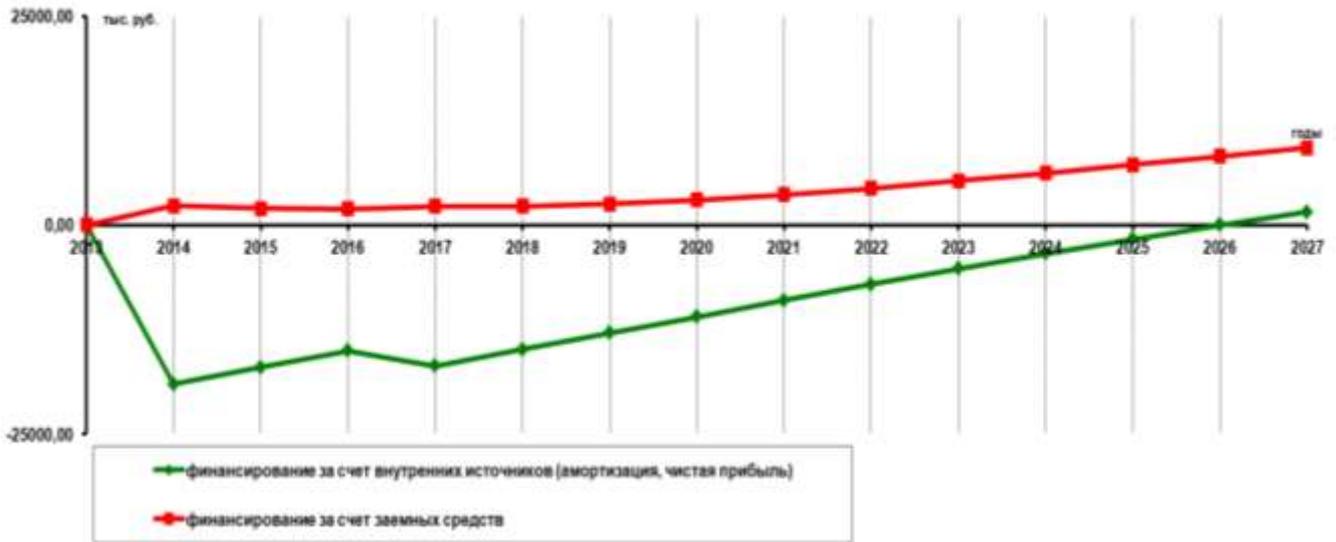


Рис. 4.16. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по подключению тепловой нагрузки малых котельных к тепловым сетям Пензенского филиала ОАО «ТГК-6»

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу и 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.

Реализация мероприятия не окажет значительного влияния на финансовое положение предприятия и может быть осуществлено за счет собственного капитала.

- при использовании варианта финансирования № 2 так же не предполагается установление инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию для потребителей.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

4.3. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и источников теплоснабжения, находящихся на балансе ООО «СКМ Энергосервис», в целях обеспечения надежности теплоснабжения

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. N 154):

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

- а) оценку финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей;
- б) предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности;
- в) расчеты эффективности инвестиций;
- г) расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации»

Обоснование необходимых финансовых потребностей в строительство, реконструкцию и техническое перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них выполнено на основе анализа их влияния на перспективную цену на тепловую энергию (мощность).

Для выполнения анализа влияния реализации строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на цену тепловой энергии разработаны тарифно-балансовые модели, структура которых сформирована в зависимости от основных видов деятельности теплоснабжающих организаций.

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

- Индексы-дефляторы МЭР;
- Баланс тепловой мощности;
- Баланс тепловой энергии;
- Топливный баланс;
- Баланс теплоносителей;
- Балансы электрической энергии;
- Балансы холодной воды питьевого качества;
- Тарифы на покупные энергоносители и воду;
- Производственные расходы товарного отпуска;
- Производственная деятельность;
- Инвестиционная деятельность;
- Финансовая деятельность;
- Проекты схемы теплоснабжения.

Показатель "Индексы-дефляторы МЭР" предназначен для использовании индексов-дефляторов, установленных Минэкономразвития России, с целью приведения финансовых по-

требностей 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 ООО «СКМ Энергосервис».

Для показателя "Балансы тепловой энергии" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности ООО «СКМ Энергосервис».

Для показателя "Топливный баланс" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности ООО «СКМ Энергосервис».

Для показателя "Балансы теплоносителей" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности ООО «СКМ Энергосервис».

Для показателя "Балансы электрической энергии" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности ООО «СКМ Энергосервис».

Для показателя "Балансы холодной воды питьевого качества" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности ООО «СКМ Энергосервис».

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

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

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

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

В данный раздел включены следующие сведения:

описание используемых индексов-дефляторов и их применение;

результаты перспективных балансовых соотношений;

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

результаты расчетов производственных расходов товарного отпуска;

расчеты дефицита собственных средств на реализацию проектов схемы теплоснабжения;

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

расчеты перспективной цены на тепловую энергию;

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

4.3.1. Оценка экономической эффективности проекта по осуществлению мероприятий по реконструкции тепловых сетей от котельной «Западная»

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по перекладкам тепловых сетей от котельной «Западная»

С учетом того, что планируется перекладка тепловых сетей с укладкой нового трубопровода в существующие каналы, стоимость мероприятий уменьшена до 80 % от стоимости строительства тепловых сетей, приведенных в государственных сметных нормативах НЦС 81-02-2012 «Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012».

Данные о стоимости мероприятий по перекладке сетей отопления от котельной «Западная», планируемых в 2013 – 2017 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.111.

Таблица 4.111

Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	В однострубно-м исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы (1 км) с учетом поправочного к-та, тыс. руб	ИТОГО, тыс. руб
0,038	Подземная в непроходных каналах	ППУ	40	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	9 400,38	188,01
0,045	Подземная в непроходных каналах	ППУ	148	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	9 400,38	695,63
0,057	Подземная в непроходных каналах	ППУ	1702	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	9 400,38	7 999,72
0,076	Подземная в непроходных каналах	ППУ	3688	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	9 400,38	17 334,30
0,089	Подземная в непроходных каналах	ППУ	2904	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-05-001	9 381,19	13 621,49
0,108	Подземная в непроходных каналах	ППУ	3540	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-05-001	12 848,79	22 742,36
0,133	Надземная на низких опорах	ППУ	184	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	13 554,60	543,64
	Подземная в непроходных каналах	ППУ	1124	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	14 013,04	7 875,33
0,159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	4888	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	15 648,28	38 244,40
0,219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	3742	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	21 877,33	40 932,48
0,273	Подземная в непроходных каналах	ППУ	456	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	24 424,27	5 568,73
0,325	Подземная в непроходных каналах	ППУ	700	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	25 023,82	8 758,34

0,377	Подземная в непроходных каналах	ППУ	800	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	30 212,36	12 084,94
0,426	Подземная в непроходных каналах	ППУ	2370	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	32 929,91	39 021,94
0,530	Подземная в непроходных каналах	ППУ	40	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	38 925,45	778,51
ИТОГО						216 389,82
2013 г.						43 277,96
2014 г.						43 277,96
2015 г.						43 277,96
2016 г.						43 277,96
2017 г.						43 277,96

Данные о стоимости мероприятий по перекладке сетей горячего водоснабжения от котельной «Западная», планируемых в 2013 – 2017 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.112.

Таблица 4.112

Диаметр, мм	глубина прокладки	Тип трубопровода	Длина в однотрубном исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы (1 км) с удорожением, тыс. руб	ИТОГО, тыс. руб
38	глубиной 3 м	стальные трубы	97	Таблица 14-05-001	6 296,02	144,04
40	глубиной 3 м	стальные трубы	90	Таблица 14-05-001	6 296,02	133,64
57	глубиной 3 м	стальные трубы	128	Таблица 14-05-001	6 296,02	190,07
57	глубиной 3 м	стальные трубы	2701	Таблица 14-05-001	6 296,02	4 010,74
76	глубиной 3 м	стальные трубы	1041	Таблица 14-05-001	6 296,02	1 545,79
89	глубиной 3 м	стальные трубы	1441	Таблица 14-05-001	6 296,02	2 139,76
108	глубиной 3 м	стальные трубы	318	Таблица 14-05-001	7 009,33	525,70
108	глубиной 3 м	стальные трубы	4743	Таблица 14-05-001	7 009,33	7 840,86
125	глубиной 3 м	стальные трубы	260	Таблица 14-05-001	7 009,33	429,82
133	глубиной 3 м	стальные трубы	774	Таблица 14-05-001	7 009,33	1 279,53
159	глубиной 3 м	стальные трубы	1303	Таблица 14-05-001	7 961,97	2 446,80
219	глубиной 3 м	стальные трубы	194	Таблица 14-05-001	8 819,60	403,54
219	глубиной 3 м	стальные трубы	2248	Таблица 14-05-001	8 819,60	4 676,05
273	глубиной 3 м	стальные трубы	310	Таблица 14-05-001	9 522,14	696,19
325	глубиной 3 м	стальные трубы	70	Таблица 14-05-001	10 744,99	177,39
ИТОГО						28 343,46
2013 г.						5 668,69
2014 г.						5 668,69
2015 г.						5 668,69
2016 г.						5 668,69
2017 г.						5 668,69

В табл. 4.113 приведена ежегодная стоимость мероприятий по перекладке тепловых сетей отопления от котельной «Западная» с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС в период 2013, 2014, 2015, 2016 и 2017 гг.

Таблица 4.113

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	43 277,96
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	2 163,90
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	31 722,35
оборудование	тыс. руб.	2 378,56
прочие затраты	тыс. руб.	6 147,63
непредвиденные расходы	тыс. руб.	865,56

В табл. 4.114 приведена ежегодная стоимость мероприятий по перекладке тепловых сетей ГВС от котельной «Западная» с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС в период 2013, 2014, 2015, 2016 и 2017 гг.

Таблица 4.114

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	5 347,82
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	267,39
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	3 919,90
оборудование	тыс. руб.	293,92
прочие затраты	тыс. руб.	759,66
непредвиденные расходы	тыс. руб.	106,96

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость модернизации тепловых сетей и сетей ГВС г. Пензы от котельной «Западная» приведена в табл. 4.115.

Таблица 4.115

Годы	2013	2014	2015	2016	2017
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	48 625,78	48 625,78	48 625,78	48 625,78	48 625,78
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	51 057,07	54 120,49	56 826,52	59 667,84	62 651,24

Итого стоимость реализации мероприятий по модернизации системы теплоснабжения (перекладка трубопроводов тепловых сетей отопления и ГВС) от котельной «Западная» составит 284 323,16 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по перекладкам тепловых сетей от котельной «Западная»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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 ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 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, N 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, N 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. N 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. N 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».

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ООО «СКМ Энергосервис» и за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии ООО «СКМ-Энергосервис» (средние показатели за 4 предшествующих года по данным предоставленной отчетности).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.116.

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

Таблица 4.116

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Сырье и основные материалы	89,29	8,93%
Вспомогательные материалы	0,00	0,00%
Работы и услуги производственного характера	25,27	2,53%
Топливо на технологические цели	511,25	51,15%
Энергия	102,52	10,26%
Затраты на оплату труда	39,58	3,96%
Отчисление на социальные нужды	11,49	1,15%
Амортизация основных средств	0,00	0,00%
Прочие затраты всего, в т.ч.	0,00	0,00%
Итого расходов	952,44	95,29%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.117.

Таблица 4.117

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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

Продолжение таблицы 4.117

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
		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	0,09	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	0,05	

	к предыдущему году, %							
4	Рост цен на Газ природный (оптовые цены без НДС)	0,06	0,05	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.118.

Таблица 4.118

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	828,4	917,95	951,91	984,28	1087,63	1198,57	1318,42	1437,08
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

Продолжение таблицы 4.118

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1559,23	1687,09	1817,00	1935,10	2049,27	2155,83	2257,16
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по переключкам тепловых сетей от котельной «Западная»

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.119.

Таблица 4.119

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	-201992	-	-0,68	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу, тыс. руб	988,33	10,5%	0,00028	14 лет

Сценарий реализации проектов "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Пенза увеличению аварий на тепловых сетях, увеличению тепловых потерь.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Пенза;
- снижение вероятности аварий на тепловых сетях;
- снижение тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии до нормативного уровня.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.17.

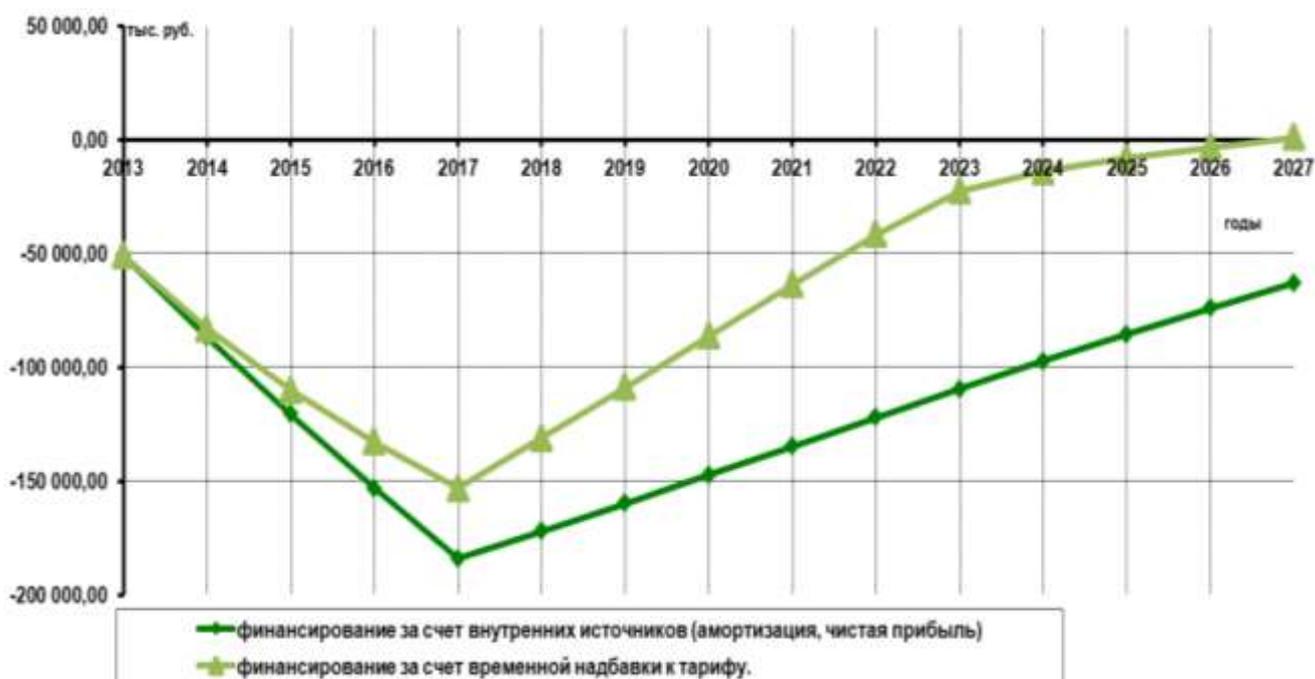


Рис. 4.17. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по модернизации системы теплоснабжения - перекладка тепловых сетей от котельной «Западная»

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию, рассчитаны ценовые последствия для потребителей тепловой энергии. Результаты расчетов представлены в табл. 4.120.

Отправной точкой для расчета тарифа принята величина тарифа ООО «СКМ Энергосервис» в соответствии с Приказом Управления по регулированию тарифов и энергосбережению Пензенской области от 27 ноября 2012 г. N 143 «Об установлении тарифов на тепловую энергию для потребителей теплоснабжающих организаций на территории Пензенской области на 2013 год».

Кроме того, рассчитан период, на время которого необходимо увеличить тариф на тепловую энергию.

Таблица 4.120

Показатель	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тариф на тепловую энергию, руб/Гкал	1183	1227	1269	1402	1545	1699	1852	2010	2175	2342	2494	2642	2779	2909
Тариф +ИНТ, руб/Гкал	1233	1319	1404	1571	1731	1904	2076	2252	2437	2555	2651	2737	2842	2909
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ) , руб/Гкал	50	92	135	169	186	205	223	242	262	213	156	96	64	0
То же, в %	4	7	11	12	12	12	12	12	12	9	6	4	2	0

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение тарифа на тепловую энергию в течение 2014 – 2026 гг. от 4 % до 12 % ежегодно в сравнении с тарифом на тепловую энергию рассчитанным с учетом индексов МЭР.

Необходимо отметить, что инвестиционная надбавка к тарифу уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов.

Кроме того, инвестиционная надбавка – не единственный источник финансирования данного проекта.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств, а так же экономия тепловой энергии, полученная в результате реализации мероприятий.

Таким образом, увеличение тарифа на тепловую энергию делает возможной модернизацию и реконструкцию части тепловых сетей и сетей ГВС от котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис» города Пензы, обеспечивая тем самым высокое качество тепло-снабжения конечных потребителей.

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. 4.18.

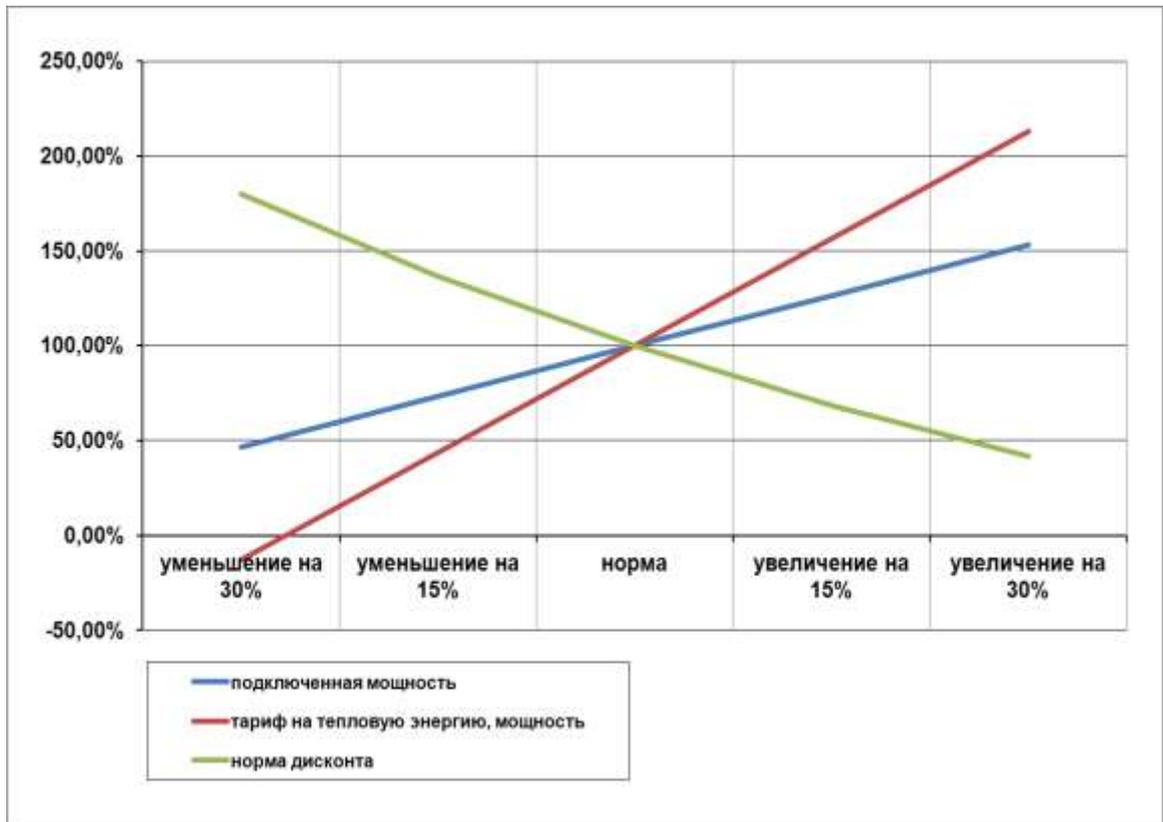


Рис. 4.18. Анализ чувствительности проекта

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.

4.3.2. Оценка экономической эффективности проекта по осуществлению мероприятий по перекладке тепловых сетей от котельной ООО «СКМ Энергосервис» «Южная» в целях обеспечения надежности теплоснабжения

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по перекладкам тепловых сетей от котельной «Южная»

С учетом того, что планируется перекладка тепловых сетей с укладкой нового трубопровода в существующие каналы, стоимость мероприятий уменьшена до 80% от стоимости строительства тепловых сетей, приведенных в государственных сметных нормативах НЦС 81-02-2012 «Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012» (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2011 г. N 643).

Данные о стоимости мероприятий по перекладке тепловых сетей от котельной «Южная», планируемых в 2013 – 2017 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.121.

Таблица 4.121

Диаметр, м	Тип прокладки	Длина в двухтрубном исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы (1 км) с учетом поправочного к-та, тыс. руб	ИТОГО, тыс. руб
0,038	Надземная на низких опорах	20	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	4 427,90	44,28
0,038	Надземная на низких опорах	70	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	4 741,07	165,94
0,057	Подземная в непроходных каналах	210	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	9 394,58	986,43
0,076	Подземная в непроходных каналах	100	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	9 394,58	469,73
0,089	Надземная на низких опорах	140	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	11 335,19	793,46
	Подземная в непроходных каналах	96	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	10 098,95	484,75
0,108	Надземная на низких опорах	154	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	13 554,60	1 043,70
	Подземная в непроходных каналах	783	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	12 931,59	5 062,72
0,159	Надземная на низких опорах	720	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	13 554,60	4 879,66
	Подземная в непроходных каналах	380	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	15 581,22	2 960,43
0,219	Надземная на низких опорах	1326	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	13 554,60	8 986,70
	Подземная в непроходных каналах	1852	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	21 919,14	20 297,12
0,273	Подземная в непроходных каналах	2279	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	24 371,15	27 770,92
0,325	Подземная в непроходных каналах	274	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	25 119,69	3 441,40
0,426	Надземная на низких опорах	1820	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	20 331,90	18 502,03
	Подземная в непроходных каналах	524	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	33 075,13	8 665,68
0,500	Подземная в непроходных каналах	2908	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	37 136,99	53 997,18
0,530	Надземная на низких опорах	220	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	22 636,18	2 489,98
	Подземная в непроходных каналах	520	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	38 761,73	10 078,05
0,720	Подземная в непроходных каналах	1737,6	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	56 784,77	49 334,61

Диаметр, м	Тип прокладки	Длина в двухтрубном исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы (1 км) с учетом поправочного к-та, тыс. руб	ИТОГО, тыс. руб
0,820	Надземная на низких опорах	3692	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	36 190,78	66 808,18
	Подземная в непроходных каналах	430	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	57 324,42	12 324,75
0,920	Надземная на низких опорах	352	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	40 663,80	7 156,83
ИТОГО					171 120,16
2013 г.					34 224,03
2014 г.					34 224,03
2015 г.					34 224,03
2016 г.					34 224,03
2017 г.					34 224,03

В табл. 4.122 приведена ежегодная стоимость мероприятий по перекладке тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС за период 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 гг.

Таблица 4.122

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	34 224,03
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	1 711,20
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	25 085,90
оборудование	тыс. руб.	1 880,95
прочие затраты	тыс. руб.	4 861,52
непредвиденные расходы	тыс. руб.	684,48

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР – перекладка тепловых сетей от котельной «Южная»

Стоимость модернизации тепловых сетей г. Пензы от котельной «Южная» приведена в табл. 4.123.

Таблица 4.123

Годы	2013	2014	2015	2016	2017
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	34 224,03	34 224,03	34 224,03	34 224,03	34 224,03
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	35 935,23	38 091,35	39 995,91	41 995,71	44 095,49

Стоимость реализации мероприятий по перекладке трубопроводов тепловых сетей от котельной «Южная» составит 200 113,69 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, для мероприятий по перекладкам тепловых сетей от котельной «Южная»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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 ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 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, N 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, N 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. N 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. N 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».

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ООО «СКМ Энергосервис» и за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии ООО «СКМ-Энергосервис» (средние показатели за 4 предшествующих года по данным предоставленной отчетности).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.124.

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

Таблица 4.124

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Сырье и основные материалы	89,29	8,93%
Вспомогательные материалы	0,00	0,00%
Работы и услуги производственного характера	25,27	2,53%
Топливо на технологические цели	511,25	51,15%
Энергия	102,52	10,26%
Затраты на оплату труда	39,58	3,96%
Отчисление на социальные нужды	11,49	1,15%
Амортизация основных средств	0,00	0,00%
Прочие затраты всего, в т.ч.	0,00	0,00%
Итого расходов	952,44	95,29%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.125.

Таблица 4.125

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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 природ-	0,08	0,08	0,02	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15

	ный (оптовые цены без НДС)								
--	----------------------------	--	--	--	--	--	--	--	--

Продолжение таблицы 4.125

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		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

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.126.

Таблица 4.126

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1202,8	1271,3	1314,6	1452,6	1600,8	1760,90	1919,38	1202,83
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

Продолжение таблицы 4.126

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 082,53	2 253,30	2 426,80	2 584,54	2 737,03	2 879,36	3014,69
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по переключкам тепловых сетей от котельной «Южная»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет надбавки к тарифу. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.127.

Таблица 4.127

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-5620	-	-0,028	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу	8168	10,9 %	0,04	12,12

Сценарий реализации проектов "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Пенза увеличению аварий на тепловых сетях, увеличению тепловых потерь.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Пенза;
- снижение вероятности аварий на тепловых сетях;
- снижение тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии до нормативного уровня.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.19.

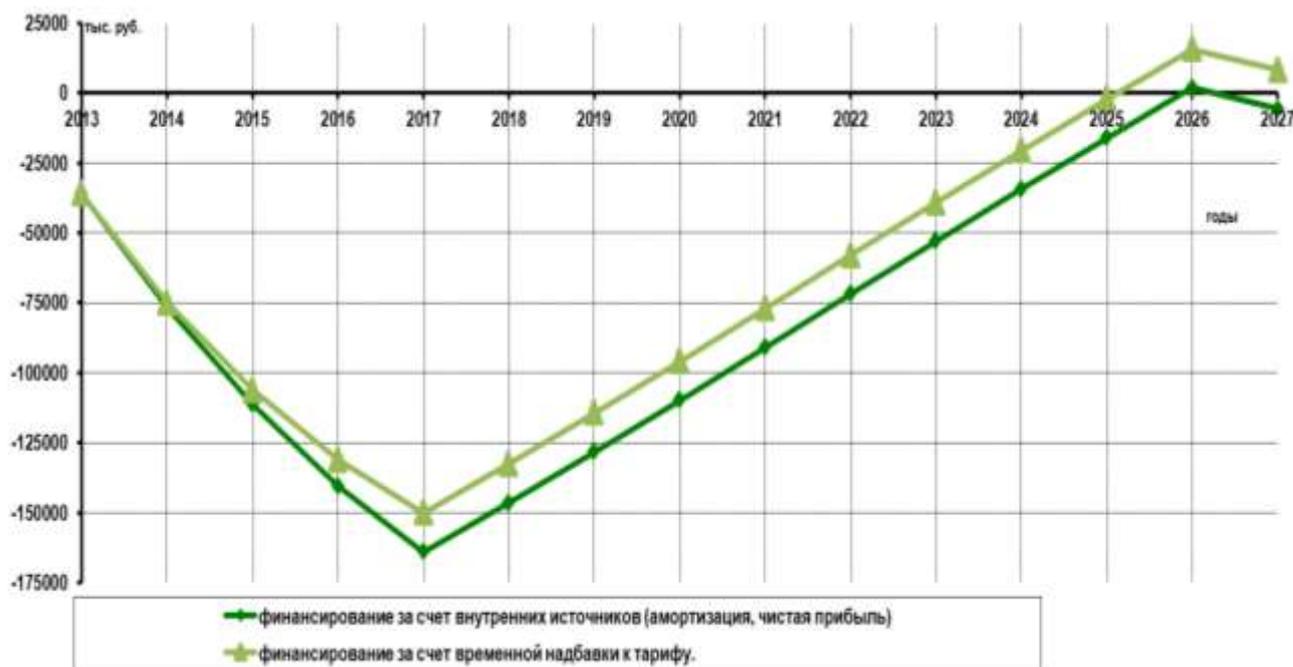


Рис. 4.19. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по перекладкам тепловых сетей от котельной «Южная»

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию, рассчитаны ценовые последствия для потребителей тепловой энергии. Результаты расчетов представлены в табл. 4.128. Кроме того, рассчитан период, на время которого необходимо увеличить тариф на тепловую энергию.

Отправной точкой для расчета тарифа принята величина тарифа ООО «СКМ Энергосервис» в соответствии с Приказом Управления по регулированию тарифов и энергосбережению Пензенской области от 27 ноября 2012 г. N 143 "Об установлении тарифов на тепловую энергию для потребителей теплоснабжающих организаций на территории Пензенской области на 2013 год".

Таблица 4.128

Наименование	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	1119	1183	1227	1269	1402	1545	1699	1852	2010	2175	2342
Тариф +ИНТ	руб/ Гкал	1119	1203	1268	1331	1471	1545	1699	1852	2009	2174	2342
Временная надбавка к тарифу (ИНТ)	руб/ Гкал	0	20	41	62	69	0	0	0	0	0	-1
То же, в %	%	0	2	3	5	5	0	0	0	0	0	0

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение тарифа на тепловую энергию в течение 2014 – 2017 гг. от 2 % до 5 % в сравнении с тарифом на тепловую энергию рассчитанным с учетом индексов МЭР.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств, а так же экономия тепловой энергии, полученная в результате реализации мероприятий.

Необходимо отметить, что инвестиционная надбавка к тарифу уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов. Таким образом, увеличение тарифа на тепловую энергию делает возможной модернизацию и реконструкцию части тепловых сетей от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» города Пензы, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей.

7. Анализ чувствительности 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. 4.20.

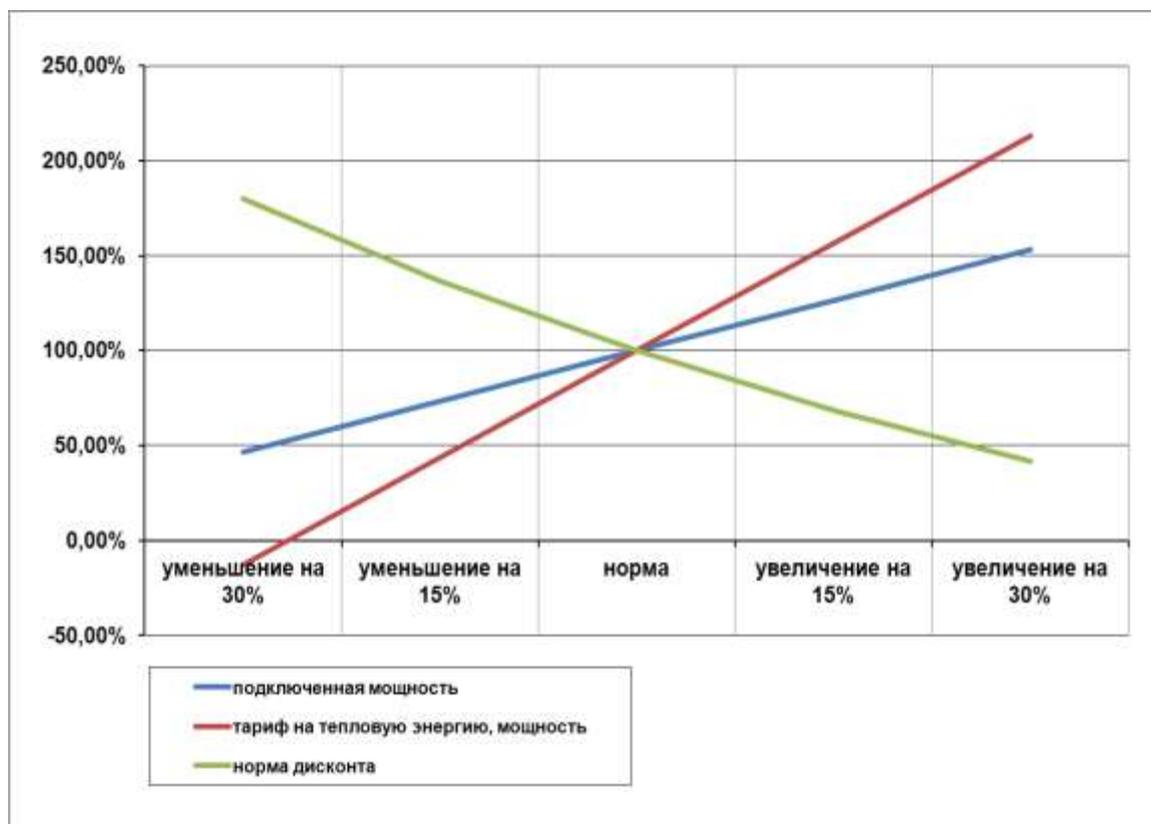


Рис. 4.20. Анализ чувствительности проекта

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.

4.3.3. Оценка экономической эффективности проекта по модернизации котельной «Западная» в целях обеспечения надежности производства тепловой энергии

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по модернизации котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис»

Данные о стоимости мероприятий по модернизации котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис» в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.129 и 4.130.

Таблица 4.129

Типоразмер котла	Базовая комплектация котла	Производительность, МВт (Гкал/ч)	Цена, тыс. руб.	Срок изготовления, дней	Стоимость дополнительной комплектации котельной ячейки
КВ-ГМ-58,2-150 (КВ-ГМ-50-150)	Блок котла без обшивки и изоляции	58,2 (50)	12 000	60	2 000
Итого стоимость котла с дополнительной комплектацией в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.					14 000,0
Стоимость монтажа, тыс. руб					10 500,0
Итого стоимость котла с работами по монтажу, тыс. руб					24 500,0
Стоимость материалов, общестроительных и специальных работ, тыс. руб.					40 000,0
Итого общая стоимость работ «под ключ», тыс. руб					65 000,0
Удельная стоимость тепловой мощности одной Гкал/час при реконструкции котельной, тыс. руб./Гкал/ч					1 300,0

Таблица 4.130

Типоразмер котла	Базовая комплектация котла	Производительность, МВт (Гкал/ч)	Срок изготовления, дней	Стоимость в ценах 2012 г. с НДС, тыс. руб.
КВ-ГМ-7,56-150	Блок котла без обшивки и изоляции	7,56 (6,5)	60	2 106
Стоимость вспомогательного оборудования, тыс. руб				1 156,3
Стоимость работ по монтажу котла, тыс. руб				2 500
Стоимость материалов, общестроительных и специальных работ, тыс. руб.				3 200
Итого общая стоимость работ «под ключ», тыс. руб				8 962,3

В табл. 4.131 приведена стоимость мероприятий по установке нового котельного оборудования с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.131

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	72 595,17
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	3 629,76
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	53 211,60
оборудование	тыс. руб.	3 989,83
прочие затраты	тыс. руб.	10 312,14
непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 451,90

2. Стоимость мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис» по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий по модернизации котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис» с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.132.

Таблица 4.132

Годы	2015
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	72 595,17
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	80 798,42

Итого стоимость реализации мероприятий по модернизации котельной «Западная» составит 80 798,42 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, для мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Западная ООО» «СКМ Энергосервис»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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 ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 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, N 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, N 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. N 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. N 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».

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного средств ООО «СКМ Энергосервис» и за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии ООО «СКМ-Энергосервис» (средние показатели за 4 предшествующих года по данным предоставленной отчетности).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.133.

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

Таблица 4.133

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Сырье и основные материалы	89,29	8,93%
Вспомогательные материалы	0,00	0,00%
Работы и услуги производственного характера	25,27	2,53%
Топливо на технологические цели	511,25	51,15%
Энергия	102,52	10,26%
Затраты на оплату труда	39,58	3,96%
Отчисление на социальные нужды	11,49	1,15%
Амортизация основных средств	0,00	0,00%
Прочие затраты всего, в т.ч.	0,00	0,00%
Итого расходов	952,44	95,29%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.134.

Таблица 4.134

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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

Продолжение таблицы 4.134

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
		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	

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.135.

Таблица 4.135

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1202,8	1271,3	1314,6	1452,6	1600,8	1760,90	1919,38	1202,83
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 082,53	2 253,30	2 426,80	2 584,54	2 737,03	2 879,36	3 014,69
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет надбавки к тарифу. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.136.

Таблица 4.136

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-73734	----	-0,91	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу	376,87	---	0,0046	12,38

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.21.

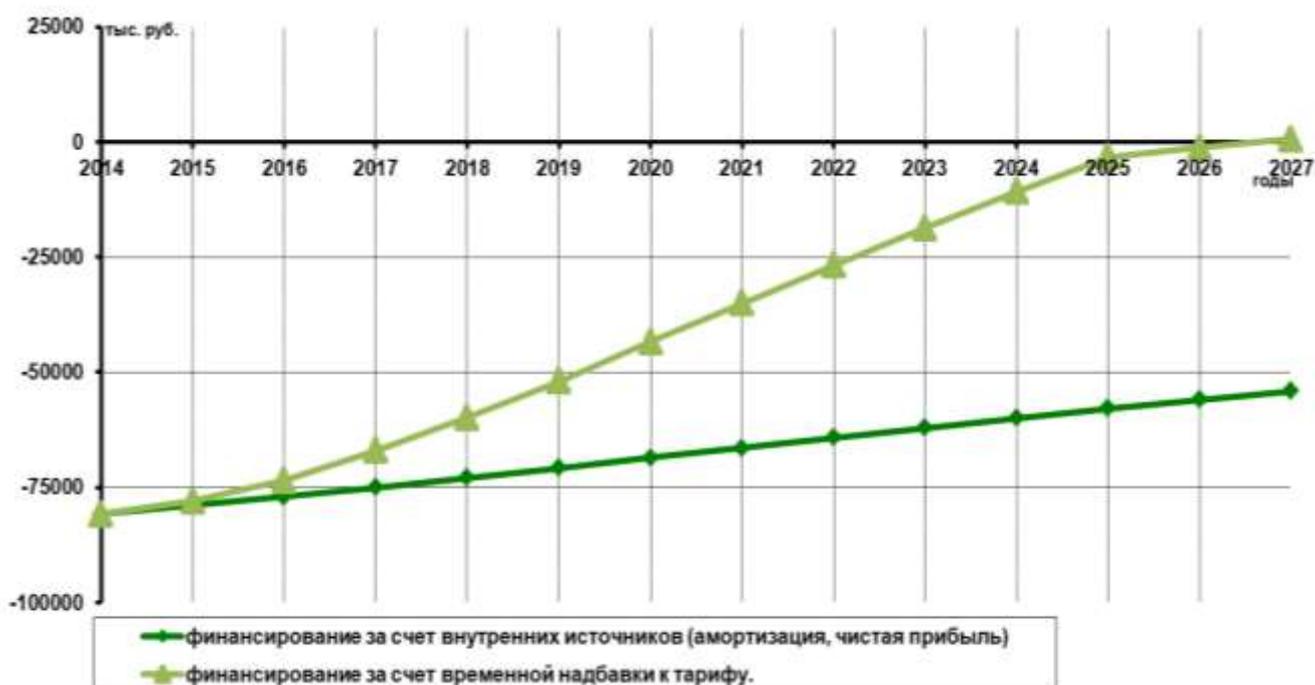


Рис. 4.21. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис»

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию, рассчитаны ценовые последствия для потребителей тепловой энергии. Результаты расчетов представлены в табл. 4.137.

Кроме того, рассчитан период, на время которого необходимо увеличить тариф на тепловую энергию.

Таблица 4.137

Наименование	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тариф на тепловую энергию, руб/Гкал	1227	1269	1402	1545	1699	1852	2010	2175	2342	2494	2642	2779	2909
Тариф +ИНТ, руб/Гкал	1257	1330	1499	1682	1851	2017	2189	2318	2456	2576	2688	2788	2909
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ), руб/Гкал	30	61	97	137	151	165	179	143	114	82	47	9	0
То же, в %	2	5	7	9	9	9	9	7	5	3	2	0	0

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение тарифа на тепловую энергию в течение 2015 – 2025 гг. от 2 % до 9 % в сравнении с тарифом на тепловую энергию рассчитанным с учетом индексов МЭР.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств, а так же экономия тепловой энергии, полученная в результате реализации мероприятий.

Необходимо отметить, что инвестиционная надбавка к тарифу уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов. Таким образом, увеличение тарифа на тепловую энергию делает возможной модернизацию и реконструкцию котельного оборудования котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис» города Пензы, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей.

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. 4.22.

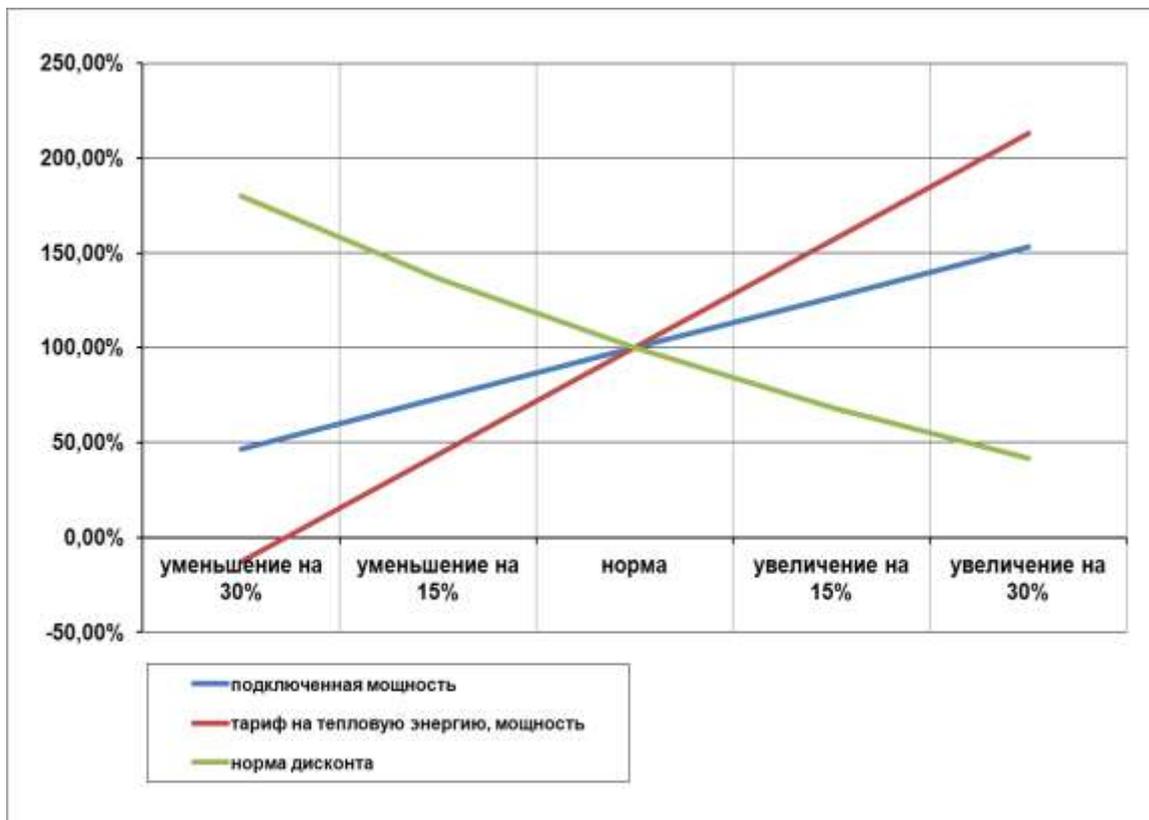


Рис. 4.22. Анализ чувствительности проекта

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.

4.3.4 Оценка экономической эффективности проекта по модернизации котельной «Южная» в целях обеспечения надежности производства тепловой энергии

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по модернизации котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис»

Запланирован демонтаж котельного оборудования с установкой новых котлов КВ-ГМ-50-150 и КВГМ-10-150 в 2018 г., а также КВ-ГМ-50-150 - в 2023 г.

Данные о стоимости демонтажа старого и оборудования и установке нового котельного оборудования КВ-ГМ-50-150 в ценах 2012 г. без НДС приведены в табл. 4.138.

Таблица 4.138

Типоразмер котла	Базовая комплектация котла	Производительность, МВт (Гкал/ч)	Цена, тыс. руб.	Срок изготовления, дней	Стоимость дополнительной комплектации котельной ячейки
КВ-ГМ-58,2-150 (КВ-ГМ-50-150)	Блок котла без обшивки и изоляции	58,2 (50)	12 000	60	2 000
Итого стоимость котла с дополнительной комплектацией в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.					14 000,0
Стоимость монтажа, тыс. руб					10 500,0
Итого стоимость котла с работами по монтажу, тыс. руб					24 500,0
Стоимость материалов, общестроительных и специальных работ, тыс. руб.					40 000,0
Итого общая стоимость работ «под ключ», тыс. руб					65 000,0
Удельная стоимость тепловой мощности одной Гкал/час при реконструкции котельной, тыс. руб./Гкал/ч					1 300,0

Данные о стоимости демонтажа старого и оборудования и установке котельного оборудования КВ-ГМ-10-150 в ценах 2012 г. без НДС приведены в табл. 4.139.

Таблица 4.139

Типоразмер котла	Базовая комплектация котла	Производительность, МВт (Гкал/ч)	Цена, тыс. руб.		Срок изготовления, дней	Рекомендуемая комплектация котельной ячейки	
			Котел в базовой комплектации	Дополнительная комплектация котла		Наименование	Цена, тыс. руб.
КВ-ГМ-11,63-150 (КВ-ГМ-10-150)	Блок котла без обшивки и изоляции	11,63 (10)	3 310,0	765,0	60	Горелка ГМПВ-13	375,0
						Вентилятор ВДН-10-1000	84,4
						Дымосос ДН-12,5-1000	85,6
Итого			4 075,0			545,0	
Итого стоимость котла с дополнительной комплектацией в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.						4 620,0	
Стоимость монтажа, руб						3 465,0	
Итого стоимость котла с работами по монтажу, руб						8 085,0	
Стоимость материалов, общестроительных и специальных работ, руб.						16 170,00	
Итого общая стоимость работ «под ключ»						24 255,0	
Удельная стоимость тепловой мощности одной Гкал/час при реконструкции котельной, тыс. руб./Гкал/ч						2 425,5	

В табл. 4.140 приведена сводная стоимость мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» 2018 года с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.140

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	89 255,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	4 462,75
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	65 423,10
оборудование	тыс. руб.	4 905,45
прочие затраты	тыс. руб.	12 678,67
непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 785,10

В табл. 4.141 приведена сводная стоимость мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» 2023 г. с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.141

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	65 000,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	3 250,00
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	47 644,41
оборудование	тыс. руб.	3 572,40
прочие затраты	тыс. руб.	9 233,25
непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 300,00

2. Стоимость мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.142.

Таблица 4.142

Годы	2018	2023
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	89 255,00	65 000,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	114 999,41	102 872,45

Итого стоимость реализации мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Южная» г. Пенза составит 217 871,86 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, для мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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 ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 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, N 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, N 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. N 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. N 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».

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ООО «СКМ Энергосервис» и за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии ООО «СКМ-Энергосервис» (средние показатели за 4 предшествующих года по данным предоставленной отчетности).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.143.

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

Таблица 4.143

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Сырье и основные материалы	89,29	8,93%
Вспомогательные материалы	0,00	0,00%
Работы и услуги производственного характера	25,27	2,53%
Топливо на технологические цели	511,25	51,15%
Энергия	102,52	10,26%
Затраты на оплату труда	39,58	3,96%
Отчисление на социальные нужды	11,49	1,15%
Амортизация основных средств	0,00	0,00%
Прочие затраты всего, в т.ч.	0,00	0,00%
Итого расходов	952,44	95,29%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.144.

Таблица 4.144

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		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

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.145.

Таблица 4.145

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1202,8	1271,3	1314,6	1452,6	1600,8	1760,9	1919,4	1202,8
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

Продолжение таблицы 4.145

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 082,53	2 253,30	2 426,80	2 584,54	2 737,03	2 879,36	3014,69
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет надбавки к тарифу. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.146.

Таблица 4.146

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический), год
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-160038	-	-0,71	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу	3135	10,7%	0,006	9,86

Сценарий реализации проектов "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности основного оборудования котельной, и как следствие – снижение надежности теплоснабжения потребителей г. Пенза, недоотпуску тепла, повышению вероятности аварий, связанных с работой котельного оборудования.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности работы котельного оборудования;
- снижение вероятности аварий, связанных с работой котельного оборудования;

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.23.

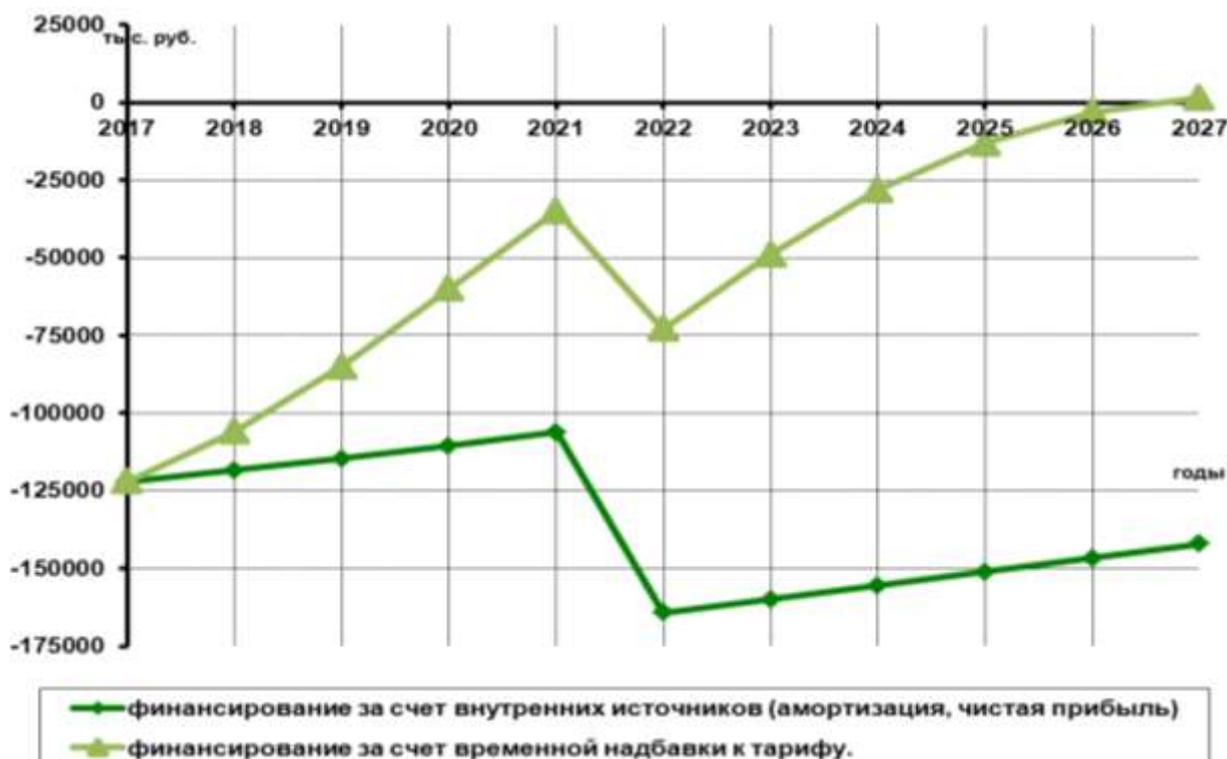


Рис. 4.23. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис»

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию, рассчитаны ценовые последствия для потребителей тепловой энергии. Результаты расчетов представлены в табл. 4.147.

Кроме того, рассчитан период, на время которого необходимо увеличить тариф на тепловую энергию.

Отправной точкой для расчета тарифа принята величина тарифа ООО «СКМ-Энергосервис» в соответствии с Приказом Управления по регулированию тарифов и энергосбережению Пензенской области от 27 ноября 2012 г. N 143"Об установлении тарифов на тепловую энергию для потребителей теплоснабжающих организаций на территории Пензенской области на 2013 год.

Таблица 4.147

Наименование	Ед. изм.	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1402	1545	1699	1852	2010	2175	2342	2494	2642	2779	2909
Тариф +ИНТ	руб/Гкал	1462	1671	1888	2108	2287	2475	2665	2789	2853	2902	2910
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ)	Руб/Гкал	60	126	189	256	277	300	323	294	212	123	0
То же, в %	%	4	8	11	14	14	14	14	12	8	4	0

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение тарифа на тепловую энергию в течение 2017 – 2026 гг. от 4 % до 14 % ежегодно в сравнении с тарифом на тепловую энергию рассчитанным с учетом индексов МЭР.

Необходимо отметить, что инвестиционная надбавка к тарифу уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов.

При расчетах в качестве источника погашения затрат использована амортизация от созданных в результате реализации проекта основных средств, а так же экономия тепловой энергии, полученная в результате реализации мероприятий.

Таким образом, увеличение тарифа на тепловую энергию делает возможной модернизацию и реконструкцию котельного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» города Пензы, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей.

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. 4.24.

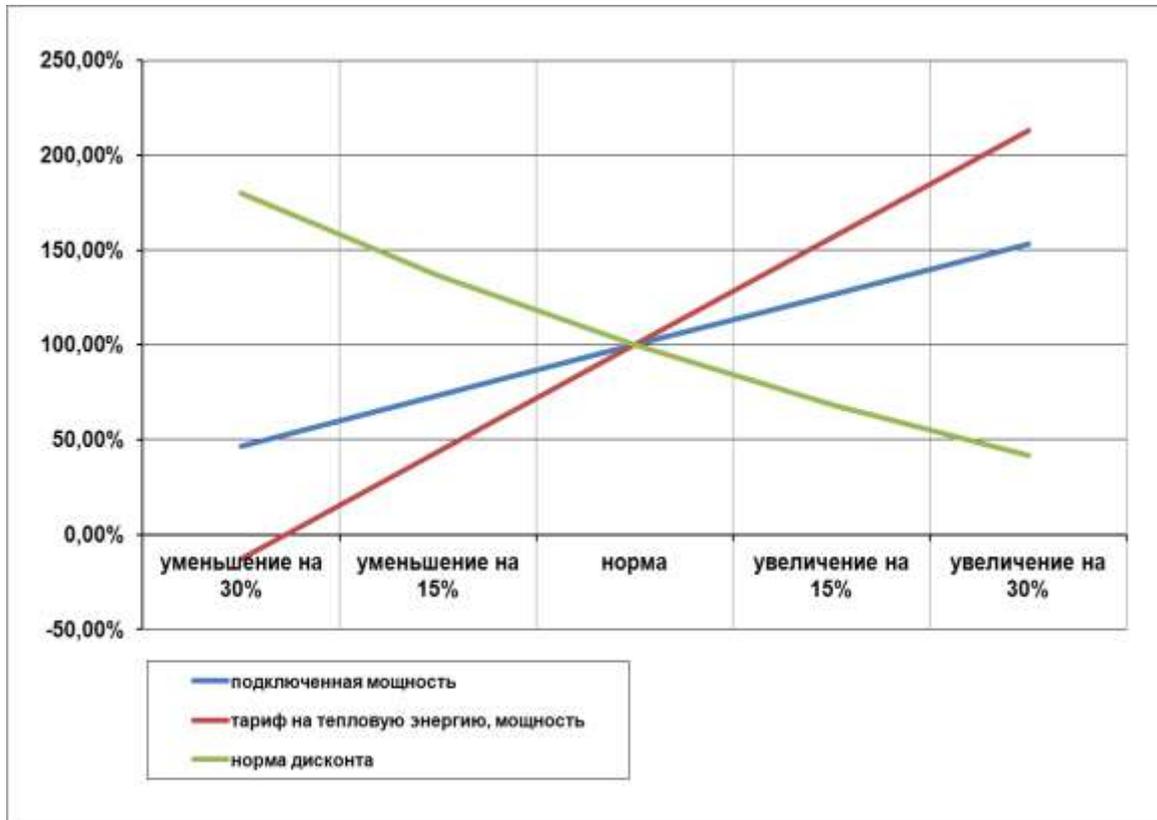


Рис. 4.24. Анализ чувствительности проекта

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.

4.3.5 Оценка экономической эффективности проекта по реконструкции малых котельных ООО «СКМ Энергосервис»

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции малых котельных ООО "СКМ Энергосервис"

В целях повышения надежности котельного оборудования ООО «СКМ Энергосервис» запланированы мероприятия по реконструкции котельного оборудования малых котельных.

Перечень и стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС приведены в табл. 4.148.

Таблица 4.148

Наименование мероприятий	Год проведения реконструкции	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.
Модернизация котельной с полной заменой оборудования пос. Монтажный и реконструкцией сетей	2014	9 000,00
Модернизация котельной с полной заменой оборудования Военный городок № 2 и реконструкцией сетей	2015	7 000,00
Модернизация котельной с полной заменой оборудования Школа глухонемых	2015	3 000,00
Модернизация котельной с установкой модульной котельной Ростовская (РДК)	2016	5 500,00
Модернизация котельной с установкой модульной котельной Ломоносова	2016	3 000,00
Модернизация котельной с установкой модульной котельной Привокзальная	2017	2 500,00
Модернизация котельной с установкой модульной котельной Павлушкина	2017	5 000,00
Модернизация котельной «Школа № 8» с установкой водогрейного котла КВГМ-7,56-115, строительством новой дымовой трубы, прокладкой подземного трубопровода до площадки № 163 (350 м)	2016	15 000
Модернизация котельной «Рабочий порядок» с установкой модульной котельной	2015	2 000
Всего		52 000,00

В табл. 4.149 приведена сводная стоимость мероприятий по реконструкции малых котельных ООО «СКМ Энергосервис» 2014 года с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.149

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	9 000,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	450,00
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	6 596,92
оборудование	тыс. руб.	494,64
прочие затраты	тыс. руб.	1 278,45
непредвиденные расходы	тыс. руб.	180,00

В табл. 4.150 приведена сводная стоимость мероприятий по реконструкции малых котельных ООО «СКМ Энергосервис» 2015 года с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.150

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	12 000,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	600,00
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	8 795,89
оборудование	тыс. руб.	659,52
прочие затраты	тыс. руб.	1 704,60
непредвиденные расходы	тыс. руб.	240,00

В табл. 4.151 приведена сводная стоимость мероприятий по реконструкции малых котельных ООО «СКМ Энергосервис» 2016 года с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.151

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	23 500,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	1 175,00
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	17 225,29
оборудование	тыс. руб.	1 291,56
прочие затраты	тыс. руб.	3 338,18
непредвиденные расходы	тыс. руб.	470,00

В табл. 4.152 приведена сводная стоимость мероприятий по реконструкции малых котельных ООО «СКМ Энергосервис» 2017 года с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.152

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	7 500,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	375,00
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	5 497,43
оборудование	тыс. руб.	412,20
прочие затраты	тыс. руб.	1 065,38
непредвиденные расходы	тыс. руб.	150,00

2. Стоимость мероприятий по реконструкции малых котельных ООО «СКМ Энергосервис»

Стоимость мероприятий по реконструкции малых котельных ООО "СКМ Энергосервис" с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.153.

Таблица 4.153

Годы	2014	2015	2016	2017
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	9 000,00	12 000,00	23 500,00	7 500,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	10 017,00	14 023,80	28 836,44	9 663,27

Итого стоимость реализации мероприятий по реконструкции малых котельных ООО «СКМ Энергосервис» составит 62 540,5 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, для мероприятий по реконструкции малых котельных ООО «СКМ Энергосервис»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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_n величины накопленного сальдо денежного потока.

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ООО «СКМ Энергосервис» и за счет заемного капитала.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии ООО «СКМ-Энергосервис» (средние показатели за 4 предшествующих года по данным предоставленной отчетности).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.154.

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

Таблица 4.154

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Сырье и основные материалы	89,29	8,93%
Вспомогательные материалы	0,00	0,00%
Работы и услуги производственного характера	25,27	2,53%
Топливо на технологические цели	511,25	51,15%
Энергия	102,52	10,26%
Затраты на оплату труда	39,58	3,96%
Отчисление на социальные нужды	11,49	1,15%
Амортизация основных средств	0,00	0,00%
Прочие затраты всего, в т.ч.	0,00	0,00%
Итого расходов	952,44	95,29%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.155.

Таблица 4.155

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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

Продолжение таблицы 4.155

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
		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	

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.156.

Таблица 4.156

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1202,8	1271,3	1314,6	1452,6	1600,8	1760,90	1919,38	1202,83
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 082,53	2 253,30	2 426,80	2 584,54	2 737,03	2 879,36	3 014,69
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции малых котельных ООО «СКМ Энергосервис»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственных средств ООО «СКМ Энергосервис» и за счет заемного капитала.

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.157.

Таблица 4.157

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический), год
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	5002,87	12%	0,12	11,62
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	17187,02	18.8%	0,41	3,87

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.25.

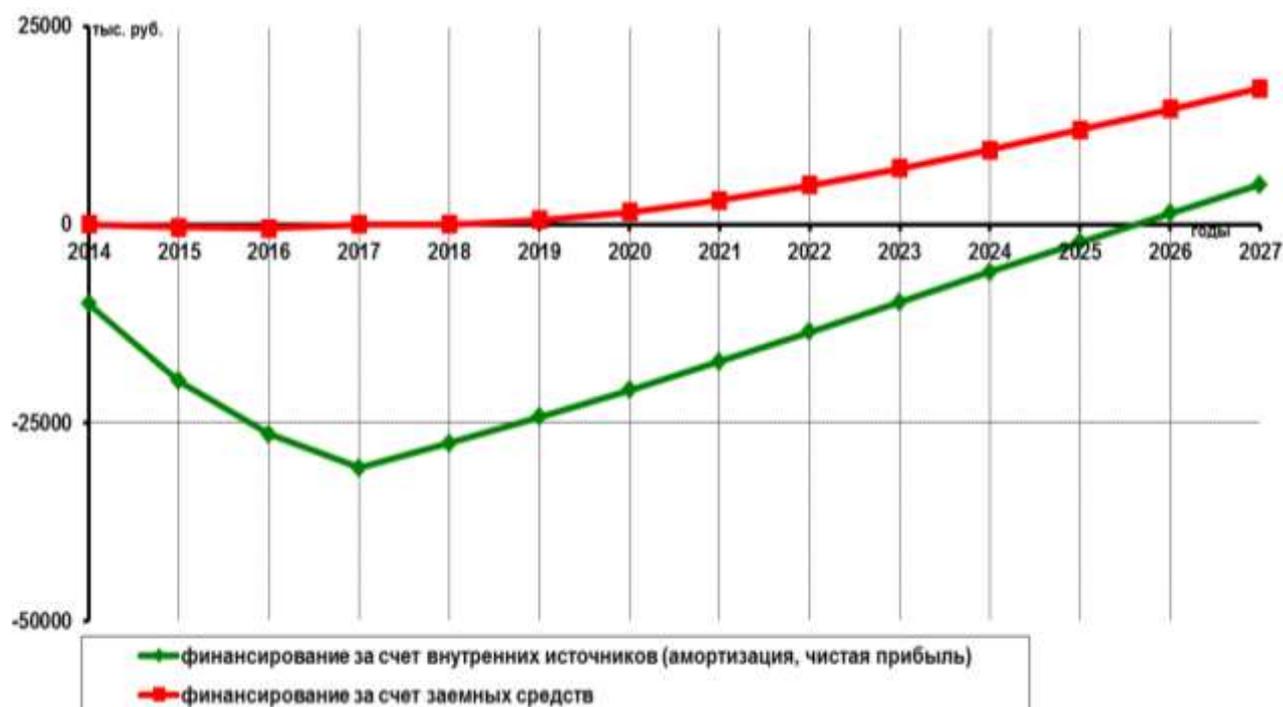


Рис. 4.25. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

На основании полученных при расчете данных можно сделать следующие выводы:

Таким образом, в результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- вариант финансирования № 2 также может быть рекомендован для теплоснабжающей организации, однако 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.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по реконструкции малых котельных ООО «СКМ Энергосервис»

В связи с тем, что финансирование мероприятий предполагается осуществить за счет собственных средств организации, для их реализации нет необходимости устанавливать инвестиционную надбавку к тарифу на тепловую энергию для потребителей.

4.3.6 Оценка экономической эффективности проекта по реконструкции магистральных трубопроводов с целью увеличения диаметра теплосети и обеспечения перспективных нагрузок потребителей котельной «Западная»

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с целью увеличения диаметра теплосети и обеспечения перспективных нагрузок потребителей котельной «Западная»

Данные о стоимости мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с целью увеличения диаметра теплосети и обеспечения перспективных нагрузок потребителей, планируемых в 2017 г. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.158.

Таблица 4.158

Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр до реконструкции	Наружный диаметр после реконструкции	Классификация трубопроводов	Тип прокладки	Год проведения реконструкции	Длина в однострубно-м исполнении, м	Стоимость в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб
TK-206	TK-209	273	325	подающий и обратный трубопроводы отопления	Подземная в непроходных каналах	2015	518	3400
TK-209	TK-210	219	273			2015	166	
TK-208	потребитель на ул. Мира, 60	108	133			2015	64	
TK-204a	TK-205	325	426	подающий и обратный трубопроводы отопления	Подземная в непроходных каналах	2015	120	1062
TK-204a	TK-205	273	325	подающий трубопровод ГВС		2015	60	
TK-204a	TK-205	108	133	обратный трубопровод ГВС		2015	60	
ИТОГО								4462

Данные о стоимости мероприятий по строительству новых трубопроводов с целью подключения перспективных площадок строительства, планируемых в 2013 - 2015 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.159.

Таблица 4.159

Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Классификация трубопроводов	Тип прокладки	Год строительства	Длина в однострубно-м исполнении, м	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб
TK-209	Перспективные площадки № 133 и 137	159	подающий и обратный трубопроводы отопления	Подземная в непроходных каналах	2015	400	2609
TK-209	Перспективные площадки № 133 и 137	159	подающий трубопровод ГВС	Подземная в непроходных каналах	2015	200	
TK-209	Перспективные площадки № 133 и 137	89	обратный трубопровод ГВС	Подземная в непроходных каналах	2015	200	
TK-205	Перспективные площадки № 139	159	подающий и обратный трубопроводы отопления	Подземная в непроходных каналах	2015	100	652
TK-205	Перспективные площадки № 139	108	подающий трубопровод ГВС	Подземная в непроходных каналах	2015	50	

Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Классификация трубопроводов	Тип прокладки	Год строительства	Длина в однострубно-ном исполнении, м	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб
ТК-205	Перспективные площадки № 139	89	обратный трубопровод ГВС	Подземная в непроходных каналах	2015	50	
ИТОГО							3261

В табл. 4.160 приведена стоимость мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной «Западная» в 2015 г. с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.160

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	3 261,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	163,05
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	2 390,28
оборудование	тыс. руб.	179,22
прочие затраты	тыс. руб.	463,23
непредвиденные расходы	тыс. руб.	65,22

В табл. 4.161 приведена стоимость мероприятий по перекладке тепловых сетей от котельной «Западная» с целью увеличения диаметра в 2015 г. с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.161

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	4 462,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	223,10
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	3 270,61
оборудование	тыс. руб.	245,23
прочие затраты	тыс. руб.	633,83
непредвиденные расходы	тыс. руб.	89,24

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость модернизации тепловых сетей и сетей ГВС г. Пензы от котельной «Западная» приведена в табл. 4.162.

Таблица 4.162

Годы	2015
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	7 723,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	9 024,71

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству новых тепловых сетей и реконструкции существующих с целью увеличения диаметра составит 9 024,71 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в год реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с целью увеличения диаметра теплосети и обеспечения перспективных нагрузок потребителей котельной «Западная»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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_n величины накопленного сальдо денежного потока.

В соответствии с пунктом 7 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» запрещается брать плату за подключение при отсутствии утвержденной инвестиционной программы и если все затраты по строительству сетей и подключению выполнены за счет средств потребителя.

Плата за подключение к тепловым сетям может взиматься после утверждения Схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения г. Пензы и тарифа за подключение в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 при заключении договора о подключении.

В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

.....

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строитель-

ства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непроемостроительной сферы и инженерной инфраструктуры».

В связи с тем, что финансирование данных мероприятий будет происходить за счет платы за техническое подключение, эффективность инвестиционного проекта рассчитывается для двух вариантов финансирования:

- 1) финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);
- 2) финансирование за счет заемных средств.

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. N 1075 приведен в табл. 4.163.

Расчет платы за техническое подключение на период 2015 г. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.163. Данные рассчитаны для перспективной тепловой нагрузки котельной «Западная» 16,82 Гкал/ч.

Таблица 4.163

в уровне цен 2013 г. в сумме:	тыс. руб.	9 024,71
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	1804,92
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	360,984
Итого	тыс. руб.	11 190,6
Итого в расчете на 1 Гкал/ч	тыс. руб.	665,32

4. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с целью увеличения диаметра теплосети и обеспечения перспективных нагрузок потребителей котельной «Западная»

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.164.

Таблица 4.164

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала, тыс. руб	460,95	-	0,048	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала, тыс. руб	3513,82	-	0,36	Менее года

В целом проект показал удовлетворительные финансовые результаты при обоих вариантах финансирования, но использование заемного капитала более рентабельно, чем использование собственных средств.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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 мероприятий отражено на рис. 4.26.

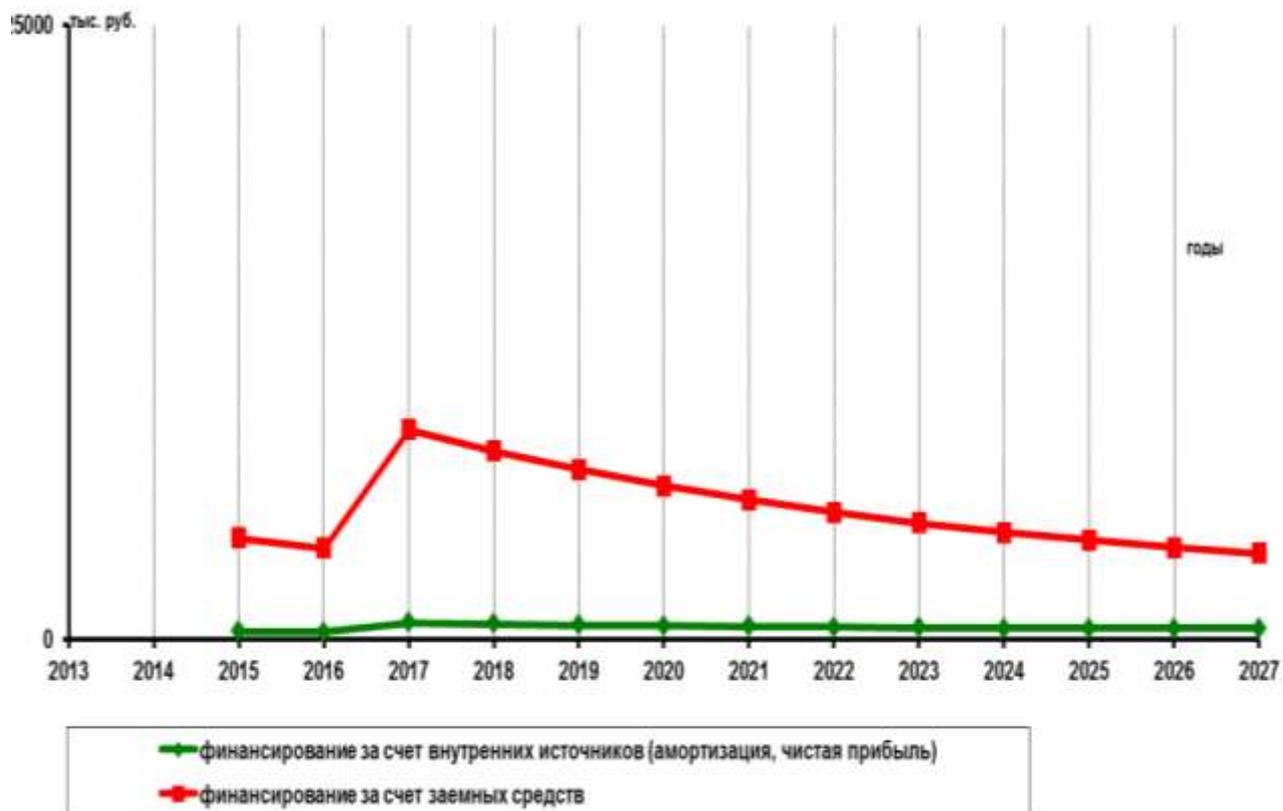


Рис. 4.26. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с целью увеличения диаметра теплосети и обеспечения перспективных нагрузок потребителей котельной «Западная»

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет платы за техническое подключение, данные мероприятия не окажут ценовых последствий на тариф тепловой энергии.

4.3.7. Оценка экономической эффективности проекта по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Западная» в целях обеспечения надежности производства тепловой энергии

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис»

Данные о стоимости мероприятий по реконструкции вспомогательного оборудования котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис» в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.165.

Таблица 4.165

Наименование мероприятий	Год проведения реконструкции	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб
Монтаж системы газопотребления и автоматики безопасности котла КВГМ 7,56 в летней котельной «Западная»	2015	2 500,0
Монтаж резервно-топливного хозяйства котельной «Западная»	2015	5 118,0
Всего		7 618,0

В табл. 4.166 приведена ежегодная стоимость мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис» с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.166

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	7 618,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	380,90
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	5 583,92
оборудование	тыс. руб.	418,69
прочие затраты	тыс. руб.	1 082,14
непредвиденные расходы	тыс. руб.	152,36

2. Стоимость мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис» по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис» с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.167.

Таблица 4.167

Годы	2015 г.
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	7 618,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	8 478,83

Итого, стоимость реализации мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Западная» г. Пенза), составит 8 478,83 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, для мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной Западная ООО «СКМ Энергосервис»

Схема финансирования мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис» 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.

В соответствии с вышеизложенным, выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

4. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала. Результаты расчетов эффективности приведены за период 2015 – 2017 гг.

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.168.

Таблица 4.168

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	11917	--	1,45	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	18688	-	2,2	Менее года

5. Расчеты ценовых последствий мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Западная» ООО «СКМ Энергосервис»

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу и 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.

Реализация мероприятия не окажет значительного влияния на финансовое положение предприятия и может быть осуществлено за счет собственного капитала.

- при использовании варианта финансирования № 2 так же не предполагается установление инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию для потребителей.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

**4.3.8 Оценка экономической эффективности проекта по модернизации
вспомогательного оборудования котельной «Южная»
в целях обеспечения надежности производства тепловой энергии**

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис»

В табл. 4.169 приведена сводная стоимость мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» 2018 года с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.169

Наименование мероприятий	Год проведения реконструкции	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб
Установка резервного сетевого насоса СЕ-1250 с двигателем 630 кВА	2017	370,00
Монтаж резервно-топливного хозяйства	2017	5 000,0
Итого общая стоимость работ «под ключ»		5 370,0

В табл. 4.170 приведена сводная стоимость мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» 2017 года с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.170

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	5 370,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	268,50
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	3 936,16
оборудование	тыс. руб.	295,14
прочие затраты	тыс. руб.	762,81
непредвиденные расходы	тыс. руб.	107,40

2. Стоимость мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.171.

Таблица 4.171

Годы	2017
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	5 370,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	6 918,90

Итого стоимость реализации мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Южная» г. Пенза составит 6 918,9 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, для мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис»

Схема финансирования мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» 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.

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного средств ООО «СКМ Энергосервис» и за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

4. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

Результаты расчетов эффективности приведены за период 2017 – 2019 гг.

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.172.

Таблица 4.172

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический), год
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	21554	-	2,0	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	40854	-	2,2	Менее года

5. Расчеты ценовых последствий мероприятий по модернизации вспомогательного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис»

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу и 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.

Реализация мероприятия не окажет значительного влияния на финансовое положение предприятия и может быть осуществлено за счет собственного капитала.

- при использовании варианта финансирования № 2 так же не предполагается установление инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию для потребителей.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

4.3.9 Оценка экономической эффективности проекта по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети и строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью подключения перспективных площадок строительства

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети и строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью подключения перспективных площадок строительства

ООО «СКМ Энергосервис» запланированы мероприятия по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети и строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» с целью подключения перспективных площадок строительства.

Данные о стоимости мероприятия по строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» с целью подключения перспективных площадок строительства, запланированные в 2014 г. в ценах 2012 г. без НДС приведены в табл. 4.173.

Таблица 4.173

Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	В двухтрубном исполнении, м	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.
ТК-13	перспективная площадка застройки № 154	159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	550	2499
ИТОГО						2499

Данные о стоимости мероприятия по строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» с целью подключения перспективных площадок строительства, запланированные в 2015 г. в ценах 2012 г. без НДС приведены в табл. 4.174.

Таблица 4.174

Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.
ТК-23	ГБУЗ "Пензенской ЦРБ"	325	Подземная в непроходных каналах	ППУ	700	11900
ТК-9	жилой комплекс	159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	150	1400
ТК-8	многоквартирных жилых домов за жилым комплексом «Сурский квартал» по направлению к с. Засечное	426	Подземная в непроходных каналах	ППУ	150	4342
ИТОГО						17642

Данные о стоимости мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети и строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» с целью подключения перспективных площадок строительства, запланированные в 2018-2022 гг. в ценах 2012 г. без НДС приведены в табл. 4.175.

Таблица 4.175

Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.
Строительство нового трубопровода						
ТК-5	перспективная площадка застройки № 53	108	Подземная в непроходных каналах	ППУ	90	1164
Реконструкция существующего трубопровода						
ЦТП-50	ТК 5001	219	Подземная в непроходных каналах	ППУ	28	250
ИТОГО						1414

Данные о стоимости мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» с целью подключения перспективных площадок строительства, запланированные в 2023-2027 гг. в ценах 2012 г. без НДС приведены в табл. 4.176.

Таблица 4.176

Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.
ТК-24	перспективная площадка застройки № 49	108	Подземная в непроходных каналах	ППУ	250	3233
ТК-24	перспективная площадки застройки № 55, 56	159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	750	11686
ТК-20	перспективная площадка застройки № 50	159	Подземная в непроходных каналах	ППУ	160	3280
ИТОГО						18199

В табл. 4.177 приведена сводная стоимость мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» с целью подключения перспективных площадок строительства 2014 года с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.177

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	2 499,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	124,95
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	1 831,74
оборудование	тыс. руб.	137,35
прочие затраты	тыс. руб.	354,98
непредвиденные расходы	тыс. руб.	49,98

В табл. 4.178 приведена сводная стоимость мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» с целью подключения перспективных площадок строительства 2015 года с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.178

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	17 642,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	882,10
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	12 931,43
оборудование	тыс. руб.	969,60
прочие затраты	тыс. руб.	2 506,05
непредвиденные расходы	тыс. руб.	352,84

В табл. 4.179 приведена сводная стоимость мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети и строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» с целью подключения перспективных площадок строительства 2018-2022 гг. с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.179

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	1 414,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	70,70
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	1 036,45
оборудование	тыс. руб.	77,71
прочие затраты	тыс. руб.	200,86
непредвиденные расходы	тыс. руб.	28,28

В табл. 4.180 приведена сводная стоимость мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети и строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» с целью подключения перспективных площадок строительства 2023-2027 гг. с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.180

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	14 919,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	745,95
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	10 935,49
оборудование	тыс. руб.	819,95
прочие затраты	тыс. руб.	2 119,24
непредвиденные расходы	тыс. руб.	298,38

2. Стоимость мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети и строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью подключения перспективных площадок строительства по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий по реконструкции существующих и строительству новых трубопроводов теплосети от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей с учетом индексов МЭР приведены в табл. 4.181.

Таблица 4.181

Годы	2014	2015	2018-2022	2023-2027
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	2 499,00	17 642,00	1414,00	18 199,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	2 781,39	20 617,32	1 912,94	29 954,81

Итого стоимость реализации мероприятий по реконструкции и строительству новых тепловых сетей от котельной «Южная» а составит 53 311,72 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, для мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети и строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью подключения перспективных площадок строительства

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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.

В связи с тем, что финансирование данных мероприятий будет происходить за счет платы за техническое подключение, эффективность инвестиционного проекта рассчитывается для двух вариантов финансирования:

- 1) финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);
- 2) финансирование за счет заемных средств.

В расчетах учтен прогнозируемый рост отпуска тепловой энергии потребителей в размере 18,71 Гкал/час в течение 2013 – 2027 гг.

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. N 1075 приведен в табл. 4.182 – 4.185.

Расчет платы за техническое подключение на период 2014 г. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.182.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 1,13 Гкал/ч.

Таблица 4.182

в уровне цен 2014 г. в сумме:	тыс. руб.	2 781,39
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	1 112,55
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	222,51
Итого	тыс. руб.	4 116,45
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	3 642,88

Расчет платы за техническое подключение на период 2015 г. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.183.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 12,7 Гкал/ч.

Таблица 4.183

в уровне цен 2015 г. в сумме:	тыс. руб.	20 617,32
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	8 246,93
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	1 649,39
Итого	тыс. руб.	30 513,64
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 402,65

Расчет платы за техническое подключение на период 2018 - 2022 гг. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.184.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 1,18 Гкал/ч.

Таблица 4.184

в уровне цен 2018 г. в сумме:	тыс. руб.	1 912,94
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	765,18
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	153,04
Итого	тыс. руб.	2 831,15
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 399,28

Расчет платы за техническое подключение на период 2023 - 2027 гг. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.185.

Прогнозируемая мощность подключаемых участков составляет 3,7 Гкал/ч.

Таблица 4.185

в уровне цен 2023 г. в сумме:	тыс. руб.	29 954,81
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	11 981,92
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	2 396,38
Итого	тыс. руб.	44 333,12
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	11 981,92

4. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети и строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью подключения перспективных площадок строительства

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.186.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический), год
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	915,85	14%	0,017	2,94
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	18031	-	0,62	Менее года

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

Реализация мероприятия не окажет значительного влияния на финансовое положение предприятия и может быть осуществлено за счет собственного капитала.

- вариант финансирования № 2 показал лучшие результаты, чем вариант № 1, однако 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.

В целом проект показал удовлетворительные финансовые результаты при обоих вариантах финансирования, но использование заемного капитала более рентабельно, чем использование собственных средств.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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 мероприятий отражено на рис. 4.27.

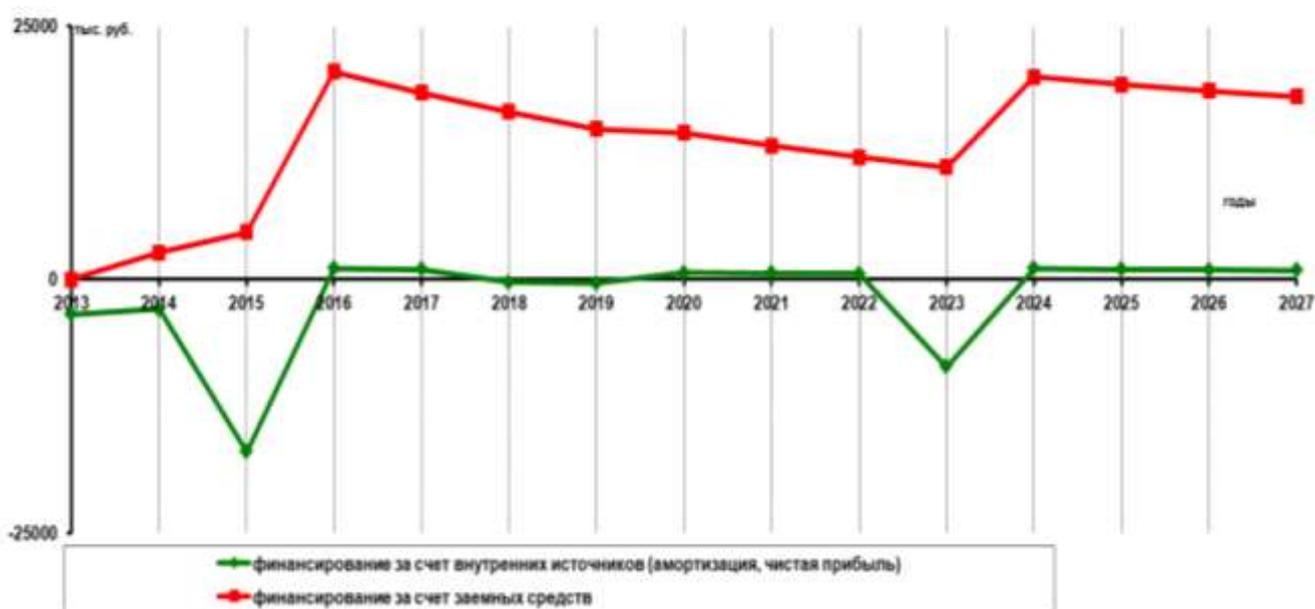


Рис. 4.27. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

5. Расчеты ценовых последствий мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети и строительству новых трубопроводов от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью подключения перспективных площадок строительства

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет платы за техническое подключение, данные мероприятия не окажут ценовых последствий на тариф тепловой энергии.

4.3.10 Оценка экономической эффективности проекта по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети, модернизации ЦТП котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения надежности теплоснабжения

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети, модернизации ЦТП котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения надежности теплоснабжения

В табл. 4.187 приведена стоимость мероприятий по строительству новых трубопроводов для подключения тепловой нагрузки котельной «4-й проезд Терновского» ООО «СКМ Энергосервис» в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.187

Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр после реконструкции	Классификация трубопроводов	Тип прокладки	В двухтрубном исполнении, м	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.
ТК-23	котельная 4-й проезд Терновского	159	подающий и обратный трубопроводы отопления	Подземная в непроходных каналах	190	1800

В табл. 4.188 приведена стоимость мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с целью увеличения диаметра теплосети в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.188

Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр после реконструкции, мм	Классификация трубопроводов	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.
Котельная «Южная»	ответвление на промышленность	820	подающий и обратный трубопроводы отопления	Подземная в непроходных каналах	ППУ	114	4036
ИТОГО							4036

В табл. 4.189 приведена стоимость мероприятий по модернизации ЦТП котельной «Южная» в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.189

Наименование мероприятий	Год проведения реконструкции	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб
Модернизация ЦТП №1 с автоматизацией, установкой корректирующих насосов, применение частотно-регулируемых приводов, диспетчеризация	2015	1 500,0
Модернизация ЦТП №2 с автоматизацией, установкой корректирующих насосов, применение частотно-регулируемых приводов, диспетчеризация	2015	1 200,0
Модернизация ЦТП №27 с полной заменой оборудования и диспетчеризацией	2016	12 000,0
Модернизация ЦТП №3 с автоматизацией, установкой корректирующих насосов, применение частотно-регулируемых приводов, диспетчеризация	2017	1 500,0

Наименование мероприятий	Год проведения реконструкции	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб
Модернизация ЦТП №45 с автоматизацией, установкой корректирующих насосов, применение частотно-регулируемых приводов, диспетчеризация	2017	500,0
Автоматизация ЦТП №50, диспетчеризация, установка циркуляционных насосов	2017	900,0
Всего		17 600,0

В табл. 4.190 объединены данные о предполагаемых затратах по годам.

Таблица 4.190

Наименование мероприятия	Стоимость проведения мероприятия по годам, тыс. руб			ИТОГО
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	
Реконструкция магистральных трубопроводов	-	-	4 036	4 036
Строительство новых трубопроводов	1 800	-	-	1 800
Модернизация ЦТП	2 700	12 000	2 900	17 600
ИТОГО, за год	4 500	12 000	6 936	23 436

В табл. 4.191 приведена сводная стоимость мероприятий, запланированных на 2015 г., по строительству тепломагистрали к котельной «4-й проезд Терновского» и модернизации ЦТП котельной «Южная» с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.191

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	4 500,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	225,00
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	3 298,46
оборудование	тыс. руб.	247,32
прочие затраты	тыс. руб.	639,23
непредвиденные расходы	тыс. руб.	90,00

В табл. 4.192 приведена сводная стоимость мероприятий, запланированных на 2016 г., по модернизации ЦТП котельной «Южная» с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.192

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	12 000,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	600,00
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	8 795,89
оборудование	тыс. руб.	659,52
прочие затраты	тыс. руб.	1 704,60
непредвиденные расходы	тыс. руб.	240,00

В табл. 4.193 приведена сводная стоимость мероприятий, запланированных на 2017 г., по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.193

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	6 936,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	346,80
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	5 084,02
оборудование	тыс. руб.	381,20
прочие затраты	тыс. руб.	985,26
непредвиденные расходы	тыс. руб.	138,72

2. Стоимость мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети, модернизации ЦТП котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения надежности теплоснабжения по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.194.

Таблица 4.194

Годы	2015	2016	2017
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	4 500,00	12 000,00	6 936,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	5 258,93	14 724,99	8 936,60

Итого стоимость реализации мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Южная» г. Пенза составит 28 920,51 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, для мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети, модернизации ЦТП котельной Южная ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения надежности теплоснабжения

Схема финансирования мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» 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.

Эффективность инвестиционного проекта рассчитывается для двух вариантов финансирования:

- 1) финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);
- 2) финансирование за счет заемных средств.

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного средств ООО «СКМ Энергосервис» и за счет заемного капитала.

4. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети, модернизации ЦТП котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения надежности теплоснабжения

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов показаны в табл. 4.195.

Таблица 4.195

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический), год
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	109 266,8	45%	3,77	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	118 485,51	----	4,1	Менее года

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.28.

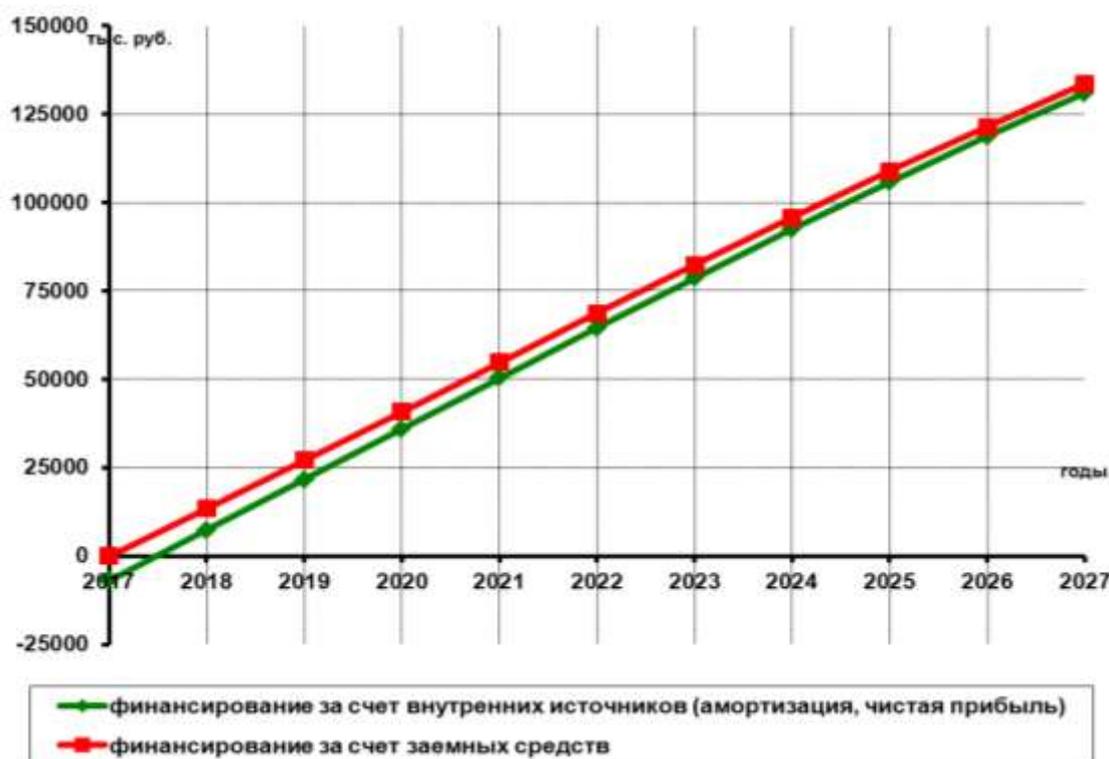


Рис. 4.28. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

Реализация мероприятия не окажет значительного влияния на финансовое положение предприятия и может быть осуществлено за счет собственного капитала.

- вариант финансирования № 2 показал лучшие результаты, чем вариант № 1.

5. Расчеты ценовых последствий мероприятий по реконструкции магистральных трубопроводов с увеличением диаметра теплосети, модернизации ЦТП котельной Южная ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения надежности теплоснабжения

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 не предполагает установления инвестиционной надбавки к тарифу и 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.

Реализация мероприятия не окажет значительного влияния на финансовое положение предприятия и может быть осуществлено за счет собственного капитала.

- при использовании варианта финансирования № 2 так же не предполагается установление инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию для потребителей.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

4.3.11 Оценка экономической эффективности проекта по строительству новых трубопроводов и увеличению установленной тепловой мощности котельной «6 мкр. Арбеково» ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству новых трубопроводов и увеличению установленной тепловой мощности котельной «6 мкр. Арбеково» ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей

ООО «СКМ Энергосервис» запланированы мероприятия по строительству новых трубопроводов и увеличению установленной тепловой мощности котельной «6 мкр. Арбеково» ООО «СКМ Энергосервис» с целью подключения перспективных площадок строительства.

Данные о стоимости мероприятий по строительству магистральных трубопроводов с целью подключения перспективных площадок строительства, запланированные в 2015 г. в ценах 2012 г. без НДС приведены в табл. 4.196.

Таблица 4.196

Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	В двухтрубном исполнении, м	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.
Котельная	перспективная площадка застройки № 44	530	Подземная в непроходных каналах	ППУ	800	26 000
ИТОГО						26 000

Для увеличения тепловой мощности котельной предполагается установка двух водогрейных котлов КВ-ГМ-20-150 в 2014 и 2016 гг.

Данные о стоимости мероприятий по установке водогрейных котлов на котельной «6 мкр. Арбеково» с целью подключения перспективных площадок строительства, запланированные в 2014 и 2016 гг. в ценах 2012 г. без НДС приведены в табл. 4.197.

Таблица 4.197

Типоразмер котла	Базовая комплектация котла	Производительность, МВт (Гкал/ч)	Срок изготовления, дней	Стоимость в ценах 2012 г. с НДС, тыс. руб.
КВ-ГМ-20-150	Блок котла без обшивки и изоляции Вентилятор 19ЦС-63	23,26 (20)	60	6000
Стоимость вспомогательного оборудования, тыс. руб				2 300
Стоимость работ по монтажу котла, тыс. руб				4 400
Стоимость материалов, общестроительных и специальных работ, тыс. руб.				5 200
Итого общая стоимость работ «под ключ», тыс. руб				17 900

В табл. 4.198 приведена сводная стоимость мероприятий по увеличению установленной тепловой мощности котельной «6 мкр. Арбеково» в 2014 и 2016 гг. с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.198

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	15 169,49
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	758,47
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	11 119,10
оборудование	тыс. руб.	833,72
прочие затраты	тыс. руб.	2 154,83
непредвиденные расходы	тыс. руб.	303,39

В табл. 4.199 приведена сводная стоимость мероприятий по строительству магистральных трубопроводов с целью подключения перспективных площадок строительства, запланированные в 2015 г. с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.199

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	26 000,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	1 300,00
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	19 057,76
оборудование	тыс. руб.	1 428,96
прочие затраты	тыс. руб.	3 693,30
непредвиденные расходы	тыс. руб.	520,00

Общая стоимость реализации мероприятий по строительству новых трубопроводов и увеличению установленной тепловой мощности котельной микрорайона № 6 Арбеково ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей составит 56 338,98 в ценах 2012 г. без НДС.

2. Стоимость мероприятий по строительству новых трубопроводов и увеличению установленной тепловой мощности котельной «6 мкр. Арбеково» ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной «6 мкр. Арбеково» с целью подключения перспективных площадок строительства с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.200.

Таблица 4.200

Годы	2014	2015	2016
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	15 169,49	26 000,00	15 169,49
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	16 883,64	30 384,90	18 614,22

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной «6 мкр. Арбеково» с целью подключения перспективных площадок строительства г. Пенза составит **65 882,76** тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по строительству новых трубопроводов и увеличению установленной тепловой мощности котельной микрорайона № 6 Арбеково ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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_n величины накопленного сальдо денежного потока.

В соответствии с пунктом 7 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» запрещается брать плату за подключение при отсутствии утвержденной инвестиционной программы и если все затраты по строительству сетей и подключению выполнены за счет средств потребителя.

Плата за подключение к тепловым сетям может взиматься после утверждения Схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения г. Пензы и тарифа за подключение в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 при заключении договора о подключении.

В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

.....

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строитель-

ства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непромышленной сферы и инженерной инфраструктуры».

В связи с тем, что финансирование данных мероприятий будет происходить за счет платы за техническое подключение, эффективность инвестиционного проекта рассчитывается для двух вариантов финансирования:

- 1) финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);
- 2) финансирование за счет заемных средств.

В расчетах учтен прогнозируемый рост отпуска тепловой энергии потребителей в размере 31,93 Гкал/час в течение 2013 – 2027 гг. с учетом трех перспективных площадок: №№ 43, 44, 45.

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. N 1075 приведен в табл. 4.201.

Расчет платы за техническое подключение на период 2015 г. приведен без учета НДС (18%) в табл. 4.201.

Таблица 4.201

в уровне цен 2013 г. в сумме:	тыс. руб.	65 882,76
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	9 882,41
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	1 976,48
Итого	тыс. руб.	77 741,66
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	2 434,75

4. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций мероприятий по строительству новых трубопроводов и увеличению установленной тепловой мощности котельной «6 мкр. Арбеково» ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала.

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.202.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический), год
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	1733	-	0,02	3,00
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	939,16	-	0,014	Менее года

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.29.

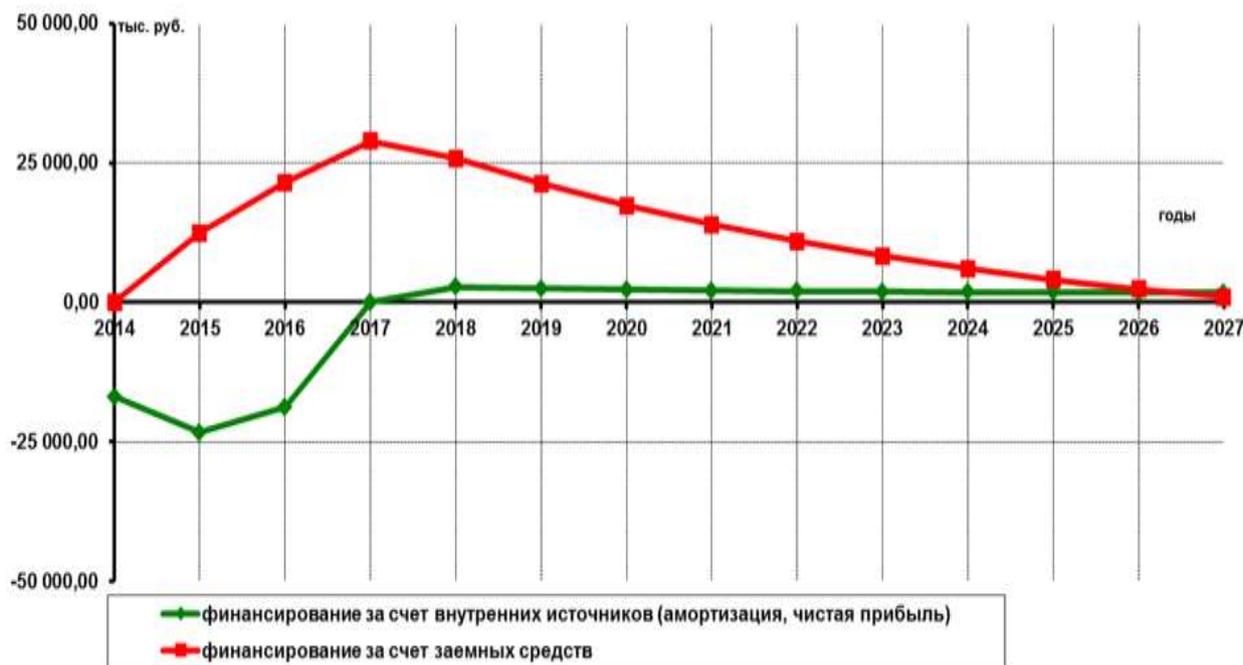


Рис. 4.29. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- вариант финансирования № 2 показал лучшие результаты, чем вариант № 1, однако 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.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

5. Расчеты ценовых последствий мероприятий по строительству новых трубопроводов и увеличению установленной тепловой мощности котельной «6 мкр. Арбеково» ООО «СКМ Энергосервис» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет платы за техническое подключение, данные мероприятия не окажут ценовых последствий на тариф тепловой энергии.

4.3.12. Оценка экономической эффективности проекта для мероприятий по строительству новой резервной теплотрассы от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью повышения надёжности теплоснабжения

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству новой резервной теплотрассы от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью повышения надёжности теплоснабжения потребителей

ООО «СКМ Энергосервис» запланированы мероприятия по строительству новой резервной теплотрассы от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью повышения надёжности теплоснабжения потребителей.

Данные о стоимости мероприятий, запланированные в 2014 г. в ценах 2012 г. без НДС приведены в табл. 4.203.

Таблица 4.203

Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в однострубно-м исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы (1 км) с учетом поправочного к-та, тыс. руб	ИТОГО, тыс. руб
0,038	Надземная на низких опорах	ППУ	2750	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	13 554,60	18637,58
0,045	Подземная в непроходных каналах	ППУ	920	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	38 925,45	17905,71
ИТОГО						36543,28

В табл. 4.204 приведена сводная стоимость мероприятий по строительству новой резервной теплотрассы от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью повышения надёжности теплоснабжения потребителей 2014 года с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.204

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	36 543,28
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	1 827,16
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	26 785,89
оборудование	тыс. руб.	2 008,42
прочие затраты	тыс. руб.	5 190,97
непредвиденные расходы	тыс. руб.	730,87

2. Стоимость мероприятий по строительству новой резервной теплотрассы от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью повышения надёжности теплоснабжения потребителей по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий по строительству новой резервной теплотрассы от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью повышения надёжности теплоснабжения потребителей с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.205.

Таблица 4.205

Год	2014
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	36 543,28
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	40 672,67

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству новой резервной теплотрассы от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью повышения надёжности теплоснабжения потребителей составит 40 672,67 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в год реализации мероприятия.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по строительству новой резервной теплотрассы от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью повышения надёжности теплоснабжения потребителей

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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 ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 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, N 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, N 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. N 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. N 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».

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ООО «СКМ Энергосервис» и за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии ООО «СКМ-Энергосервис» (средние показатели за 4 предшествующих года по данным предоставленной отчетности).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.206.

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

Таблица 4.206

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Сырье и основные материалы	89,29	8,93%
Вспомогательные материалы	0,00	0,00%
Работы и услуги производственного характера	25,27	2,53%
Топливо на технологические цели	511,25	51,15%
Энергия	102,52	10,26%
Затраты на оплату труда	39,58	3,96%
Отчисление на социальные нужды	11,49	1,15%
Амортизация основных средств	0,00	0,00%
Прочие затраты всего, в т.ч.	0,00	0,00%
Итого расходов	952,44	95,29%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.207.

Таблица 4.207

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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	0,12	0,07	0,04	0,03	0,11	0,10	0,10	0,09

	к предыдущему году, %								
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

Продолжение таблицы 4.207

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		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

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.208.

Таблица 4.208

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1202,8	1271,3	1314,6	1452,6	1600,8	1760,90	1919,38	1202,83
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

Продолжение таблицы 4.208

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 082,53	2 253,30	2 426,80	2 584,54	2 737,03	2 879,36	3 014,69
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций мероприятий по строительству новой резервной теплотрассы от котельной «Южная»

ООО «СКМ Энергосервис» с целью повышения надёжности теплоснабжения потребителей

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.209.

Таблица 4.209

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический), год
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-42096	-	-1,033	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу	34	19,5%	0,0001	5,77

Сценарий реализации проектов "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Пенза, недоотпуску тепла в летнее время.

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

В результате реализации проекта:

- возможность обеспечения летнего режима ГВС без прекращения циркуляции;
- обеспечение теплоснабжением г. Пенза, в случае аварийной ситуации;
- обеспечение резервирования схемы теплоснабжения г. Пенза;
- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Пенза;

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.30.

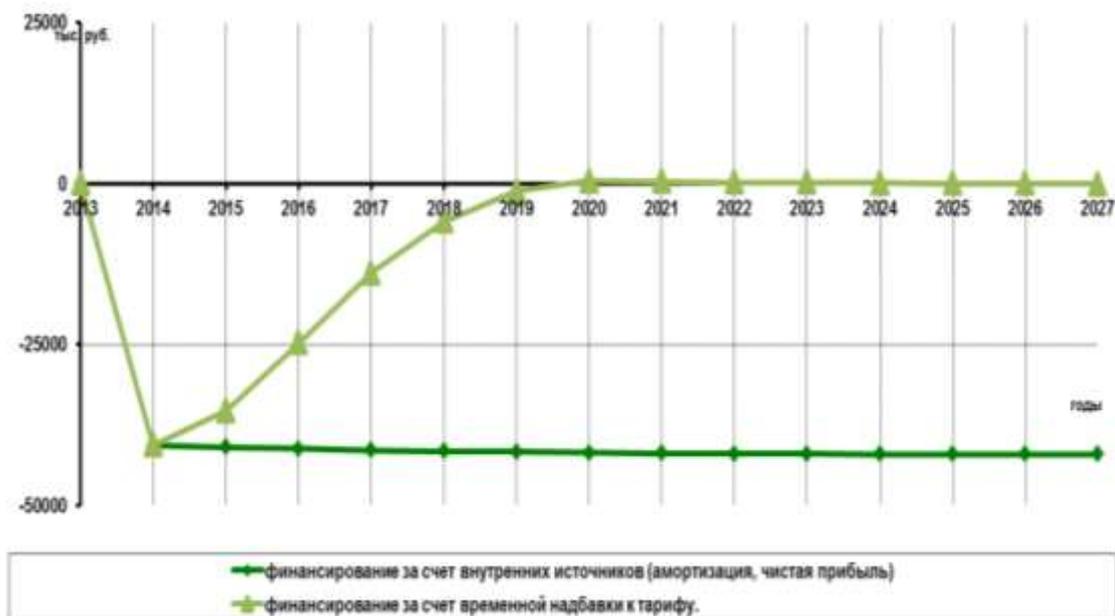


Рис. 4.30. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по строительству новой резервной теплотрассы от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью повышения надёжности теплоснабжения потребителей

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию, рассчитаны ценовые последствия для потребителей тепловой энергии. Результаты расчетов представлены в табл. 4.210.

Кроме того, рассчитан период, на время которого необходимо увеличить тариф на тепловую энергию.

Таблица 4.210

Наименование	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Тариф на тепловую энергию, руб/Гкал	1183	1227	1269	1402	1545	1699	1852	2010
Тариф +ИНТ, руб/Гкал	1183	1287	1391	1537	1656	1771	1881	2010
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ), руб/Гкал	0	60	122	135	111	72	28	0
То же, в %	0	5	10	10	7	4	2	0

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение тарифа на тепловую энергию в течение 2014 – 2020 гг. от 5% до 10% в сравнении с тарифом на тепловую энергию рассчитанным с учетом индексов МЭР.

Необходимо отметить, что инвестиционная надбавка к тарифу уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов.

Таким образом, увеличение тарифа на тепловую энергию делает возможной строительство новой резервной теплотрассы от котельной «Южная» ООО «СКМ Энергосервис» с целью повышения надёжности теплоснабжения потребителей

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. 4.31.

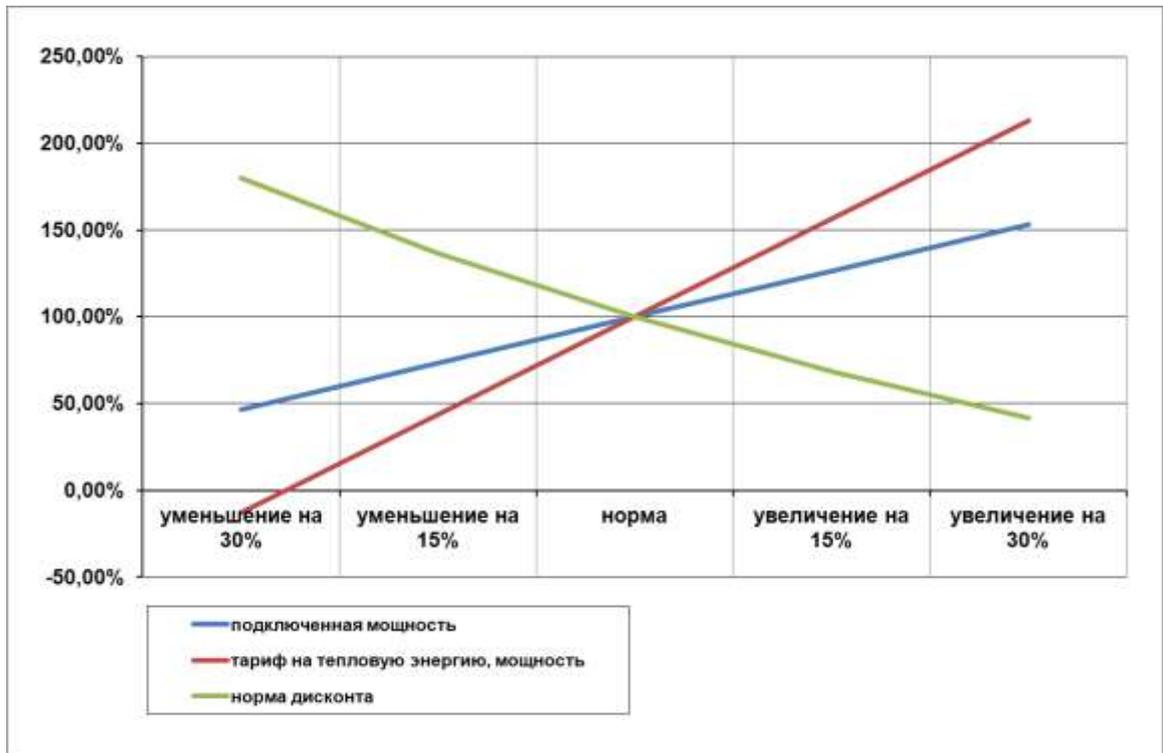


Рис. 4.31. Анализ чувствительности проекта

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. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по строительству и реконструкции тепловых сетей и источника теплоснабжения, находящихся на балансе ОАО «Энергоснабжающее предприятие», в целях обеспечения надежности теплоснабжения

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. N 154):

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

- а) оценку финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей;
- б) предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности;
- в) расчеты эффективности инвестиций;
- г) расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации»

Обоснование необходимых финансовых потребностей в строительство, реконструкцию и техническое перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них выполнено на основе анализа их влияния на перспективную цену на тепловую энергию (мощность).

Для выполнения анализа влияния реализации строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на цену тепловой энергии разработаны тарифно-балансовые модели, структура которых сформирована в зависимости от основных видов деятельности теплоснабжающих организаций.

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

- Индексы-дефляторы МЭР;
- Баланс тепловой мощности;
- Баланс тепловой энергии;
- Топливный баланс;
- Баланс теплоносителей;
- Балансы электрической энергии;
- Балансы холодной воды питьевого качества;
- Тарифы на покупные энергоносители и воду;
- Производственные расходы товарного отпуска;
- Производственная деятельность;
- Инвестиционная деятельность;
- Финансовая деятельность;
- Проекты схемы теплоснабжения.

Показатель "Индексы-дефляторы МЭР" предназначен для использовании индексов-дефляторов, установленных Минэкономразвития России, с целью приведения финансовых по-

требностей 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 ОАО «Энергоснабжающее предприятие».

Для показателя "Балансы тепловой энергии" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности ОАО «Энергоснабжающее предприятие».

Для показателя "Топливный баланс" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности ОАО «Энергоснабжающее предприятие».

Для показателя "Балансы теплоносителей" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности ОАО «Энергоснабжающее предприятие».

Для показателя "Балансы электрической энергии" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности ОАО «Энергоснабжающее предприятие».

Для показателя "Балансы холодной воды питьевого качества" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности ОАО «Энергоснабжающее предприятие».

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

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

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

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

В данный раздел включены следующие сведения:

описание используемых индексов-дефляторов и их применение;

результаты перспективных балансовых соотношений;

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

результаты расчетов производственных расходов товарного отпуска;

расчеты дефицита собственных средств на реализацию проектов схемы теплоснабжения;

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

расчеты перспективной цены на тепловую энергию;

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

4.4.1. Оценка экономической эффективности проекта по осуществлению мероприятий по строительству новых магистральных тепловых сетей от котельной ОАО «Энергоснабжающее предприятие» в целях обеспечения перспективной нагрузки потребителей

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по строительству тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСП» в районе АПЗ-24

Проект участка магистральной теплотрассы в районе АПЗ-24 в г. Пензе разработан для развития городской инфраструктуры, устойчивого теплоснабжения существующей и перспективной застройки в зоне действия котельной ОАО «ЭСП».

Теплотрасса спроектирована из стальных электросварных труб подземной и надземной прокладки.

Данные о стоимости мероприятий по строительству тепловых сетей, планируемых в 2014 г. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.211.

Таблица 4.211

Начало участка	Конец участка	Ориентировочный объем по строительству тепловых сетей				Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы (1 км) с учетом поправочного к-та, тыс. руб	ИТОГО
		Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м			
Котельная «ЭСП» до коллекторной труба 900 мм	Врезка в существующий трубопровод в районе стадиона «Восток» (двухтрубная прокладка Ду 700 мм) с прокладкой дополнительной трубы до ТК-59 (однотрубная прокладка Ду 500 мм)	0,53	Надземная на низких опорах	минераловатные плиты и стеклопластик	210	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-001	18976,4	3985,05
			Подземная в непроходных каналах	минераловатные плиты и стеклопластик	152,5	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-01-001	44323	6759,26
		0,72	Надземная на низких опорах	минераловатные плиты и стеклопластик	345	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	20331,9	7014,51
			Подземная бесканальная	минераловатные плиты и стеклопластик	2100	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-01-001	54486,9	114422,6
		0,92	Надземная на низких опорах	минераловатные плиты и стеклопластик	160	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	27109,2	4337,47
ИТОГО								136 518,9

В табл. 4.212 приведена стоимость мероприятий по строительству тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСП» в районе АПЗ-24 с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.212

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	141 655,93
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	4000,00
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	136518,9
оборудование	тыс. руб.	-
прочие затраты	тыс. руб.	1137,07
непредвиденные расходы	тыс. руб.	-
Кроме того, НДС (18%)		25 498,07
ИТОГО, с НДС		167 154,00

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР по строительству тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСП» в районе АПЗ-24

Стоимость строительства тепловых сетей для развития городской инфраструктуры, устойчивого теплоснабжения существующей и перспективной застройки в зоне действия котельной ОАО «ЭСП» с учетом индексов МЭР **(без учета НДС)** приведена в табл. 4.213.

Таблица 4.213

Годы	2014
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	141 655,93
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	157 663,05

Итого стоимость реализации мероприятий по модернизации системы теплоснабжения (перекладка трубопроводов тепловых сетей и сетей ГВС от котельной ОАО «Энергоснабжающее предприятие» г. Пенза) составит 151 945,53 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, для мероприятий по строительству тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСП» в районе АПЗ-24

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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.

В соответствии с пунктом 7 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» запрещается брать

плату за подключение при отсутствии утвержденной инвестиционной программы и если все затраты по строительству сетей и подключению выполнены за счет средств потребителя.

Плата за подключение к тепловым сетям может взиматься после утверждения Схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения г. Пензы и тарифа за подключение в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 при заключении договора о подключении.

В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

.....

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непромышленной сферы и инженерной инфраструктуры».

В связи с тем, что финансирование данных мероприятий будет происходить за счет платы за техническое подключение, эффективность инвестиционного проекта рассчитывается для двух вариантов финансирования:

1) финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);

2) финансирование за счет заемных средств.

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. N 1075 приведен в табл. 4.214. В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 37,66 Гкал/час в течение 2014 – 2027 гг.

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

Таблица 4.214

в уровне цен 2014 г. в сумме:	тыс. руб.	157 663,05
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	23 649,46
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	4 729,89
Итого	тыс. руб.	186 042,40
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	4 940,05

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии ОАО «ЭСП» (показатели отчетности за 2012 год, предоставляемой в соответствии со стандартами раскрытия информации).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.215.

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

Таблица 4.215

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Сырье и основные материалы	3,52	0,44%
Вспомогательные материалы	0,32	0,04%
Работы и услуги производственного характера	0,00	
Топливо на технологические цели	479,07	59,80%
Энергия	100,46	12,54%
Затраты на оплату труда	76,99	9,61%
Отчисление на социальные нужды	25,96	3,24%
Амортизация основных средств	6,41	0,80%
Прочие затраты всего, в том числе:	0,00	
общехозяйственные (управленческие) расходы	46,06	5,75%
аренда имущества, используемого в технологическом процессе	27,00	3,37%
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	12,98	1,62%
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	5,77	0,72%
Итого расходов	784,54	97,93%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.216.

Таблица 4.216

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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

Продолжение таблицы 4.216

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		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

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.217.

Таблица 4.217

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1192,9	1336,1	1476,3	1638,7	1810,8	1995,57	2195,13	2392,69
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

Продолжение таблицы 4.217

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 596,07	2 808,95	3 025,24	3 221,88	3 411,97	3 589,39	3 758,09
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по строительству тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСР» в районе АПЗ-24

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала. Расчет выполнен для периода 2014 - 2027 гг.

В расчетах учтен суммарный рост отпуска тепловой энергии потребителям в размере 37,66 Гкал/час в течение 2014 – 2027 гг. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.218.

Таблица 4.218

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	794,71	12 %	0,005	3,9
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	103080	-	0,67	Менее года

На основании приведенных данных можно сделать следующие выводы:

Наиболее приемлемый вариант финансирования, как обеспечивающий большую величину NPV и меньший срок окупаемости – вариант с использованием заемных средств.

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

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.

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.

Следовательно, целесообразно привлекать заемные средства, если достигнутая рентабельность активов превышает процентную ставку за кредит. Тогда увеличение доли заемных средств позволит повысить рентабельность собственного капитала.

Однако 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.

Кроме того, вариант финансирования с использованием заемного капитала обеспечивает низкий показатель срока окупаемости проекта, что является привлекательным для внешнего инвестора. Сравнение двух вариантов финансирования приведено на рис. 4.32.

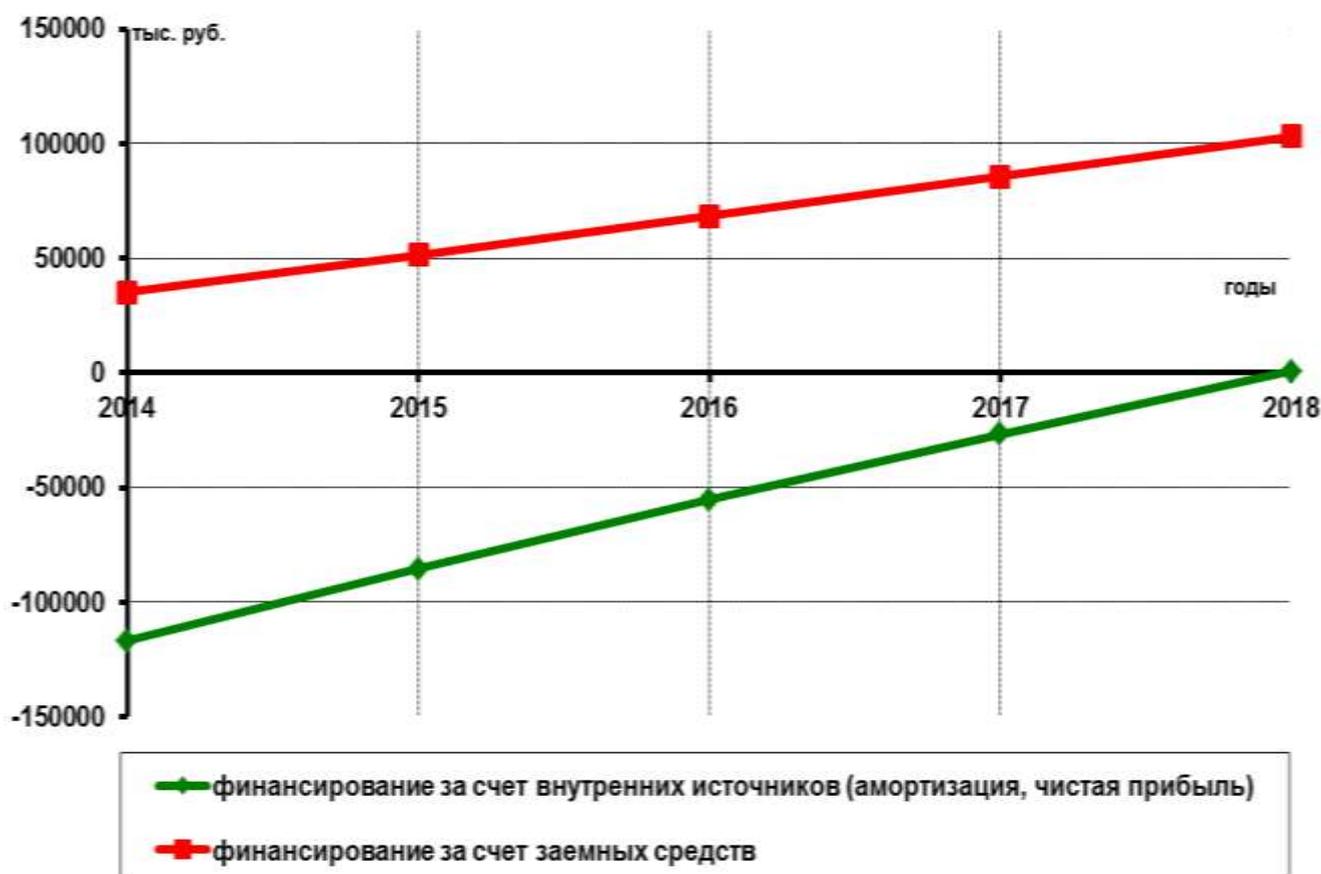


Рис. 4.32. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по строительству тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСП» в районе АПЗ-24

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет платы за техническое подключение, данные мероприятия не повлияют на тариф тепловой энергии.

4.4.2. Оценка экономической эффективности проекта по перекладке тепловых сетей от котельной ОАО «Энергоснабжающее предприятие» в целях обеспечения надежности теплоснабжения

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по перекладке тепловых сетей находящихся на балансе ОАО «Энергоснабжающее предприятие»

С учетом того, что планируется перекладка тепловых сетей с укладкой нового трубопровода в существующие каналы, стоимость мероприятий уменьшена до 80 % от стоимости строительства тепловых сетей, приведенных в государственных сметных нормативах НЦС 81-02-2012 «Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012» (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2011 г. N 643).

Кроме того, к ценам применен коэффициент 1,06 – удорожание в условиях городской застройки. Данные о стоимости мероприятий по перекладке тепловых сетей, планируемых в 2013 – 2017 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.219.

Таблица 4.219

Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы (1 км), тыс. руб.	Стоимость единицы (1 км) с учетом поправочного к-та, тыс. руб.	ИТОГО, тыс. руб.
0,089	Надземная на низких опорах	ППУ	261	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	4 741,07	4 741,07	1 237,42
	Подземная в непроходных каналах	ППУ	312	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	13 115,52	10 098,95	3 150,87
0,108	Надземная на низких опорах	ППУ	71,54	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	5 909,11	5 909,11	422,74
	Подземная в непроходных каналах	ППУ	12	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	17 242,12	12 931,59	155,18
0,133	Надземная на низких опорах	ППУ	153,5	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	7 038,13	7 038,13	1 080,35
0,159	Надземная на низких опорах	ППУ	1091,5	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	9 230,58	9 230,58	10 075,18
	Подземная в непроходных каналах	ППУ	252,7	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	20 501,61	15 581,22	3 937,38
0,219	Надземная на низких опорах	ППУ	77	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	9 230,58	9 230,58	710,75
	Подземная в непроходных каналах	ППУ	24	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	26 730,66	21 919,14	526,06
0,273	Надземная на низких опорах	ППУ	125	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	13 554,60	13 554,60	1 694,33
	Подземная в непроходных каналах	ППУ	34	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	29 013,27	24 371,15	828,62
0,325	Надземная на низких опорах	ППУ	72	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	13 554,60	15 858,88	1 141,84
0,426	Надземная на низких опорах	ППУ	1175	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	13 554,60	20 331,90	23 889,98
	Подземная в непроходных каналах	ППУ	19,4	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	29 013,27	33 075,13	641,66
0,530	Надземная на низких опорах	ППУ	2191	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	13 554,60	22 636,18	49 595,87

Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы (1 км), тыс. руб)	Стоимость единицы (1 км) с учетом поправочного к-та, тыс. руб	ИТОГО, тыс. руб
	Подземная в непроходных каналах	ППУ	6	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	29 013,27	38 761,73	232,57
0,620	Надземная на низких опорах	ППУ	335	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	13 554,60	27 109,20	9 081,58
	Подземная в непроходных каналах	ППУ	9	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	29 013,27	48 742,29	438,68
0,720	Надземная на низких опорах	ППУ	77,5	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-06-002	13 554,60	31 582,22	2 447,62
	Подземная в непроходных каналах	ППУ	53	НЦС 81-02-13-2012 Таблица 13-02-001	29 013,27	56 784,77	3 009,59
ИТОГО							108 841,06
2013 г.							21 768,21
2014 г.							21 768,21
2015 г.							21 768,21
2016 г.							21 768,21
2017 г.							21 768,21

В табл. 4.220 приведена ежегодная стоимость мероприятий по перекладке тепловых сетей с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС, планируемых в 2013, 2014, 2015, 2016, 2017 гг.

Таблица 4.220

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	21 768,21
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	1 088,41
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	15 955,90
оборудование	тыс. руб.	1 196,38
прочие затраты	тыс. руб.	3 092,17
непредвиденные расходы	тыс. руб.	435,36

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.221.

Таблица 4.221

Годы	2013	2014	2015	2016	2017
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	21 768,21	21 768,21	21 768,21	21 768,21	21 768,21
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	22 856,62	24 228,02	25 439,42	26 711,39	28 046,96

Итого стоимость реализации мероприятий по модернизации системы теплоснабжения - перекладка трубопроводов тепловых сетей от котельной ОАО «Энергоснабжающее предприя-

тие» г. Пенза, составит 127 282,41 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для перекладки трубопроводов тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСП»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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 величины накопленного сальдо денежного потока.

Основные принципы регулирования тарифов на тепловую энергию изложены в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 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, N 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, утвержден-

ных Постановлением Правительства Российской Федерации от 28 августа 2009 г. N 708 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2009, N 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. N 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. N 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».

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала ОАО «Энергоснабжающее предприятие» и за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии ОАО «ЭСП» (показатели отчетности за 2012 год, предоставляемой в соответствии со стандартами раскрытия информации).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.222.

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

Таблица 4.222

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Сырье и основные материалы	3,52	0,44%
Вспомогательные материалы	0,32	0,04%
Работы и услуги производственного характера	0,00	
Топливо на технологические цели	479,07	59,80%
Энергия	100,46	12,54%
Затраты на оплату труда	76,99	9,61%
Отчисление на социальные нужды	25,96	3,24%
Амортизация основных средств	6,41	0,80%
Прочие затраты всего, в том числе:	0,00	
общехозяйственные (управленческие) расходы	46,06	5,75%
аренда имущества, используемого в технологическом процессе	27,00	3,37%
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	12,98	1,62%
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	5,77	0,72%
Итого расходов	784,54	97,93%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.223.

Таблица 4.223

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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

Продолжение таблицы 4.223

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
		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	0,05
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	0,05	0,06	0,05	0,04	0,02	0,01	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	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	0,03

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.224.

Таблица 4.224

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1192,9	1336,1	1476,3	1638,7	1810,8	1995,57	2195,13	2392,69
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

Продолжение таблицы 4.224

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42	

2	Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	2 596,07	2 808,95	3 025,24	3 221,88	3 411,97	3 589,39	³ 758,09
3	Стоимость природного газа	Руб/ нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для перекладки трубопроводов тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСП»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет надбавки к тарифу. Расчет выполнен для периода 2013 – 2027 гг.

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.225.

Таблица 4.225

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-45535	-	-0,35	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу	5409	10,9%	0,04	13,29

На основании приведенных данных можно сделать следующие выводы:

Наиболее приемлемый вариант финансирования, как обеспечивающий большую величину NPV и меньший срок окупаемости – вариант с использованием инвестиционной надбавки к тарифу, что является привлекательным для внешнего инвестора.

Сценарий реализации проектов "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Пенза увеличению аварий на тепловых сетях, увеличению тепловых потерь.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Пенза;
- снижение вероятности аварий на тепловых сетях;
- снижение тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии до нормативного уровня.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.33.

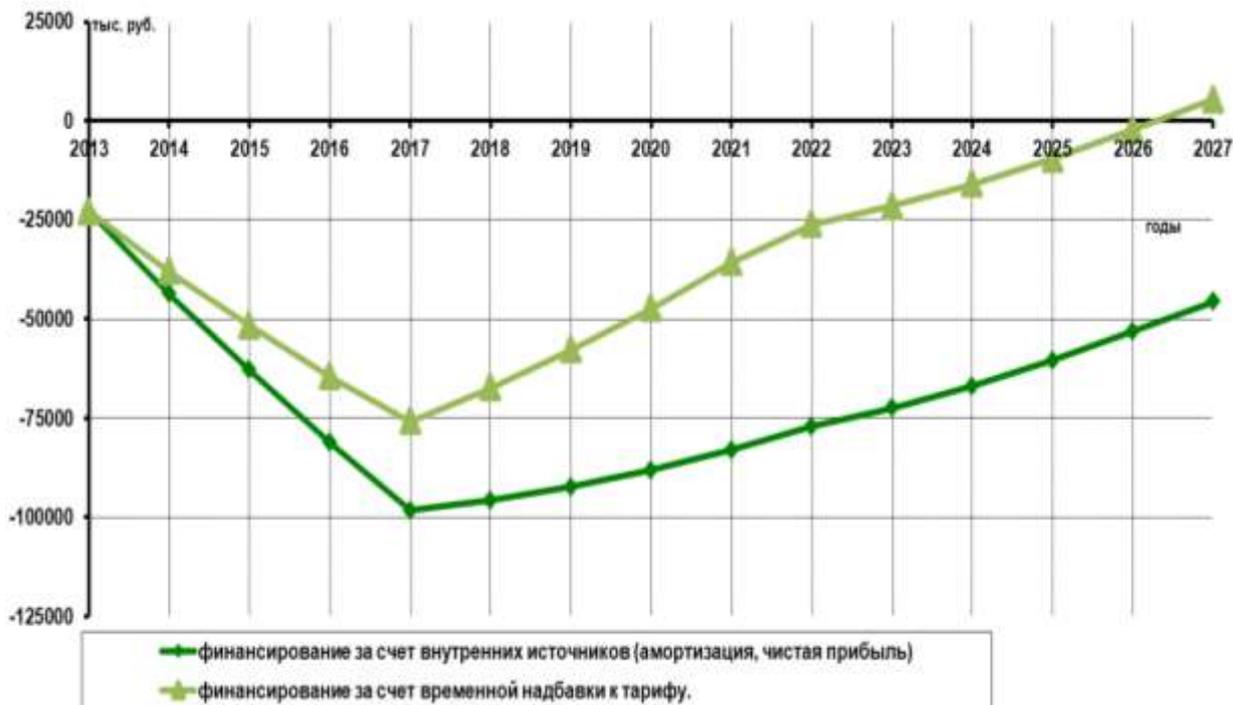


Рис. 4.33. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по перекладке трубопроводов тепловых сетей от котельной ОАО «ЭСП»

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет инвестиционной надбавки к тарифу на передачу тепловой энергии, рассчитаны ценовые последствия для потребителей тепловой энергии.

Итоги расчетов приведены в табл. 4.226.

Таблица 4.226

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Тариф на тепловую энергию, руб/Гкал	1193,0	1281,8	1329,3	1374,4	1518,8	1673,7
Тариф +ИНТ, руб/Гкал	1193,0	1331,8	1381,1	1428,1	1578,0	1739,0
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ), руб/Гкал	0,00	50,00	51,85	53,61	59,24	65,28
То же, в %	0	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9

Продолжение таблицы 4.226

Показатель	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Тариф на тепловую энергию, руб/Гкал	1841,0	2006,7	2177,3	2355,8	2537,2	2702,2	2861,6	3010,4
Тариф +ИНТ, руб/Гкал	1912,9	2085,0	2262,2	2407,7	2537,2	2702,2	2861,6	3010,4
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ), руб/Гкал	71,81	78,28	84,93	51,89	0	0	0	0
То же, в %	4	4	4	2	0	0	0	0

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение тарифа на тепловую энергию в течение 2014 – 2022 гг. от 2 % до 4 % в сравнении с тарифом на тепловую энергию рассчитанным с учетом индексов МЭР.

Необходимо отметить, что инвестиционная надбавка к тарифу уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов.

Таким образом, увеличение тарифа на тепловую энергию делает возможной модернизацию и реконструкцию котельного оборудования котельной ОАО «ЭСР» города Пензы, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей.

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. 4.34.

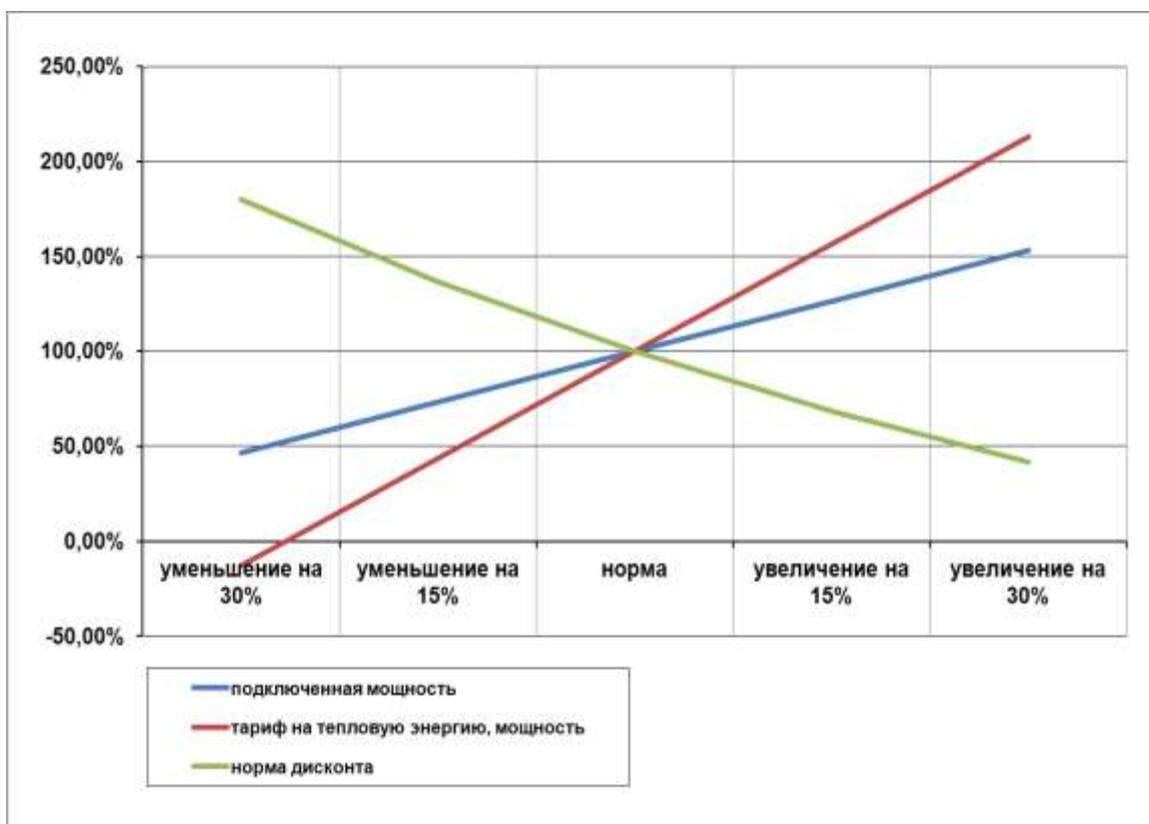


Рис. 4.34. Анализ чувствительности проекта

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.

4.4.3. Оценка экономической эффективности проекта по модернизации котельного оборудования котельной ОАО «ЭСП» в целях обеспечения надежности производства тепловой энергии

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной ОАО «ЭСП»

Запланирован демонтаж котельного оборудования с установкой нового котла КВ-ГМ-116,3-150 – в 2017 г. с вводом в действие в 2018 г.

Данные о стоимости демонтажа старого и оборудования и установке нового водогрейного котла КВ-ГМ-116,3-150 в ценах 2012 г. без НДС приведены в табл. 4.227.

Таблица 4.227

Типоразмер котла	Базовая комплектация котла	Производительность, МВт (Гкал/ч)	Цена, тыс. руб.	Срок изготовления, дней	Стоимость дополнительной комплектации котельной ячейки
КВ-ГМ-116,3-150	Блок котла без обшивки и изоляции	116,3 (110)	31 500	60	5 250
Итого стоимость котла с дополнительной комплектацией в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.					36 750,00

В табл. 4.228 приведена сводная стоимость мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной ОАО «ЭСП» в 2017 году с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.228

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	170 625,00
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	8 531,25
стоимость оборудования и строительно-монтажные работы	тыс. руб.	125 066,57
дополнительное оборудование	тыс. руб.	9 377,55
прочие затраты	тыс. руб.	24 237,28
непредвиденные расходы	тыс. руб.	3 412,50

2. Стоимость мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной ОАО «ЭСП» по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной ОАО «ЭСП» с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.229.

Таблица 4.229

Годы	2017
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	170 625,00
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	219 839,50

Итого стоимость реализации мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной ОАО «ЭСП» составит 219 839,50 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, для мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной ОАО «ЭСП»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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 ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 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, N 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, N 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. N 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. N 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».

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного средств котельной ОАО «ЭСП» и за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии ОАО «ЭСП» (показатели отчетности за 2012 год, предоставляемой в соответствии со стандартами раскрытия информации).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.230.

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

Таблица 4.230

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Сырье и основные материалы	3,52	0,44%
Вспомогательные материалы	0,32	0,04%
Работы и услуги производственного характера	0,00	
Топливо на технологические цели	479,07	59,80%
Энергия	100,46	12,54%
Затраты на оплату труда	76,99	9,61%
Отчисление на социальные нужды	25,96	3,24%
Амортизация основных средств	6,41	0,80%
Прочие затраты всего, в том числе:	0,00	
общехозяйственные (управленческие) расходы	46,06	5,75%
аренда имущества, используемого в технологическом процессе	27,00	3,37%
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	12,98	1,62%
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	5,77	0,72%
Итого расходов	784,54	97,93%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.231.

Таблица 4.231

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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

Продолжение таблицы 4.231

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	
		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	

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.232.

Таблица 4.232

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1192,9	1336,1	1476,3	1638,7	1810,8	1995,57	2195,13	2392,69
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

Продолжение таблицы 4.232

№ 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 элек-	руб/	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42	

	троэнергию	кВт ч							
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 596,07	2 808,95	3 025,24	3 221,88	3 411,97	3 589,39	³ 758,09
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной ОАО «ЭСП»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет надбавки к тарифу.

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.233.

Таблица 4.233

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-172911	-	-0,41	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу	563	10,6%	0,002	9,17

Сценарий реализации проектов "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности основного оборудования котельной, и как следствие – снижение надежности теплоснабжения потребителей г. Пенза, недоотпуску тепла, повышению вероятности аварий, связанных с работой котельного оборудования.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности работы котельного оборудования;
- снижение вероятности аварий, связанных с работой котельного оборудования:

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.35.

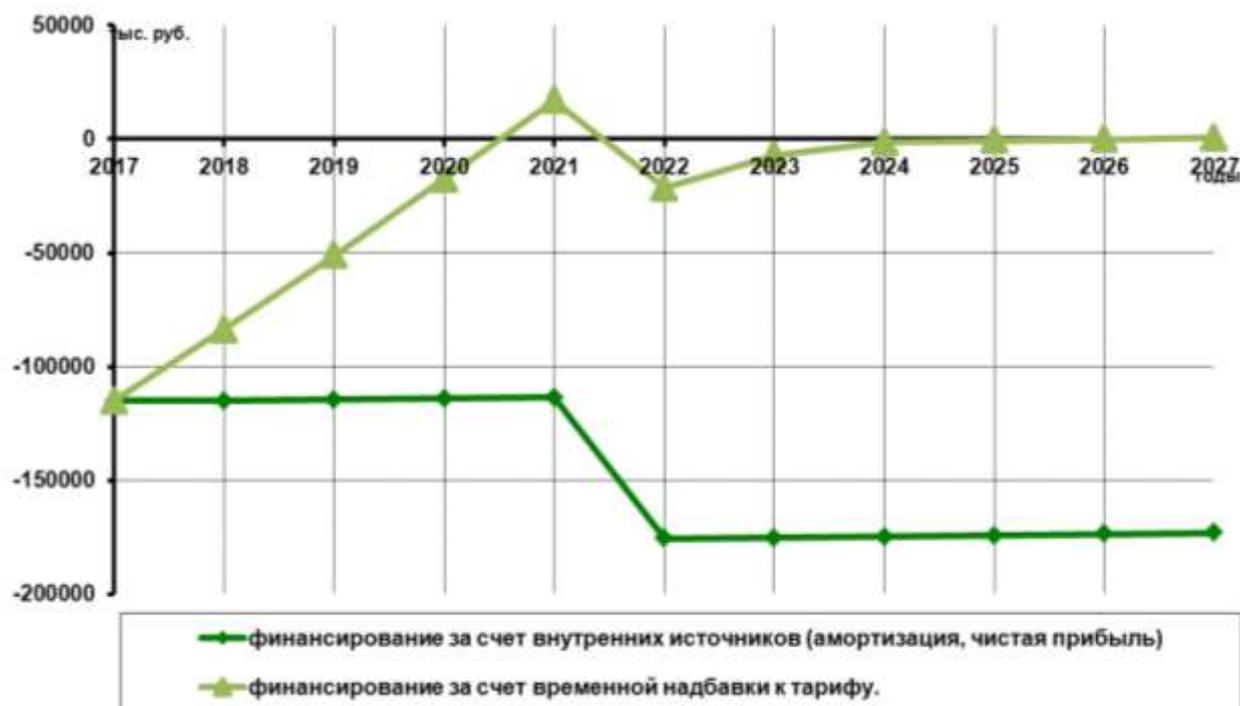


Рис. 4.35. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

6. Расчеты ценовых последствий мероприятий по модернизации котельного оборудования котельной ОАО «ЭСП»

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию, рассчитаны ценовые последствия для потребителей тепловой энергии. Результаты расчетов представлены в табл. 4.234.

Кроме того, рассчитан период, на время которого необходимо увеличить тариф на тепловую энергию.

Таблица 4.234

Наименование	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
Тариф на тепловую энергию, руб/Гкал	1518,8	1673,7	1841,0	2006,7	2177,3	2355,8	2537,2	2702,2	2861,6
Тариф +ИНТ, руб/Гкал	1628,8	1904,9	2095,4	2284,0	2478,1	2581,3	2680,1	2759,5	2861,6
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ), руб/Гкал	110,00	231,22	254,34	277,23	300,80	225,46	142,82	57,35	0,00
То же, в %	7,2	13,8	13,8	13,8	13,8	9,6	5,6	2,1	0,0

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение тарифа на тепловую энергию в течение 2017 – 2024 гг. от 2,1 % до 13,8 % в сравнении с тарифом на тепловую энергию рассчитанным с учетом индексов МЭР.

Необходимо отметить, что инвестиционная надбавка к тарифу уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов.

Таким образом, увеличение тарифа на тепловую энергию делает возможной модернизацию и реконструкцию котельного оборудования котельной ОАО «ЭСП» города Пензы, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей.

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. 4.36.

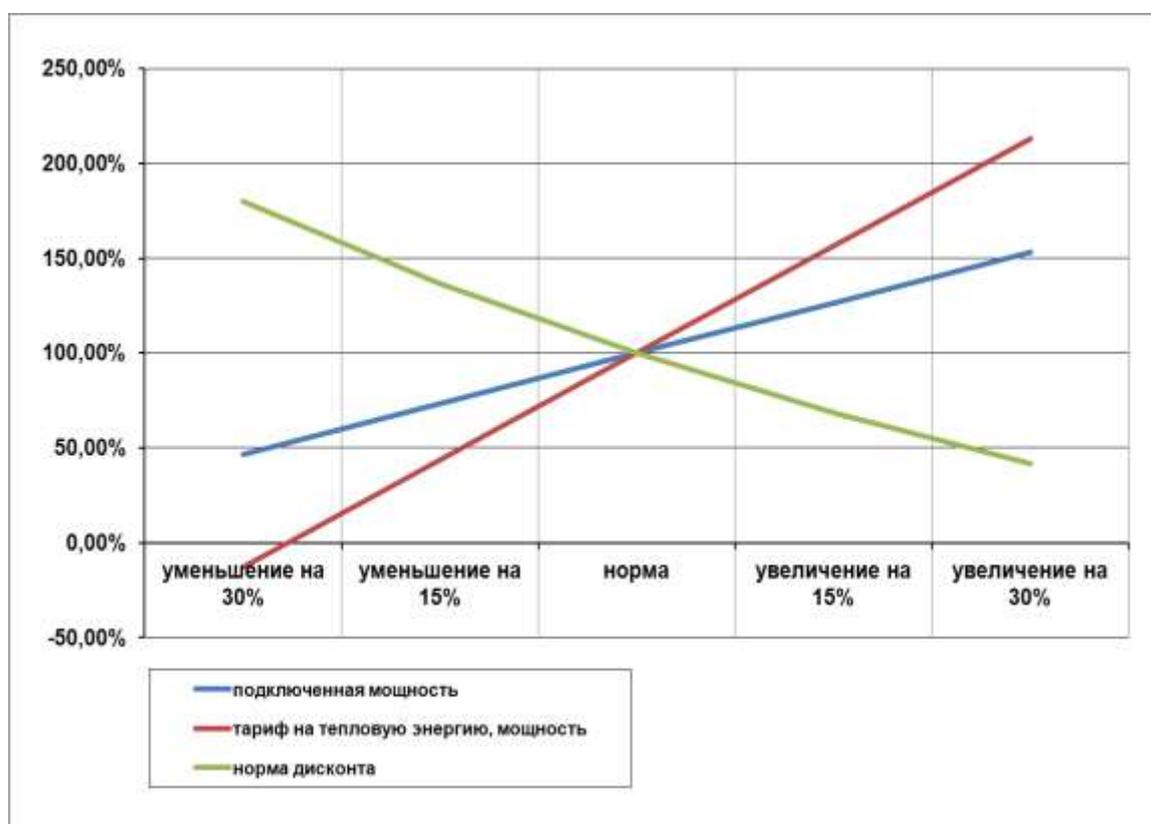


Рис. 4.36. Анализ чувствительности проекта

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.

4.4.4. Оценка экономической эффективности проекта по строительству новых трубопроводов и перекладке существующих трубопроводов с целью увеличения диаметра от котельной ОАО «ЭСП» для обеспечения перспективных нагрузок потребителей

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по перекладке существующих трубопроводов от котельной ОАО «ЭСП» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей

ОАО «ЭСП» запланированы мероприятия по перекладке существующих трубопроводов с увеличением диаметра с целью подключения перспективных площадок строительства.

Данные о стоимости мероприятий по строительству и перекладке магистральных трубопроводов с целью подключения перспективных площадок строительства, запланированные в 2014 – 2017 гг. в ценах 2012 г. без НДС приведены в табл. 4.235.

Таблица 4.235

Начало участка	Конец участка	Наружный диаметр, мм	Тип прокладки	Тип изоляции	В двухтрубном исполнении, м	Стоимость мероприятий в ценах 2012 г. без НДС, тыс. руб.
Перекладка существующих трубопроводов						
От стадиона «Восток»	ТК 82	414	Надземная на низких опорах	Минераловатные плиты и стеклопластик	1832	68296,2
			Подземная в непроходных каналах	Минераловатные плиты и стеклопластик	260	4613,55
ИТОГО						83 458,09

В табл. 4.236 приведена сводная стоимость мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной ОАО «ЭСП» соответственно в 2014, 2015, и 2017 г. с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС.

Таблица 4.236

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	83 458,09
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	4 172,90
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	61 174,02
оборудование	тыс. руб.	4 586,86
прочие затраты	тыс. руб.	11 855,22
непредвиденные расходы	тыс. руб.	1 669,16

2. Стоимость мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной ОАО «ЭСП» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной ОАО «ЭСП» с целью подключения перспективных площадок строительства с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.237.

Годы	2018 - 2022
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	0,05
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	112 907,08

Итого стоимость реализации мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной ОАО «ЭСП» с целью подключения перспективных площадок строительства г. Пенза составит 112 907,08 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций для мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной ОАО «ЭСП» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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.

В соответствии с пунктом 7 Постановления Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения» запрещается брать плату за подключение при отсутствии утвержденной инвестиционной программы и если все затраты по строительству сетей и подключению выполнены за счет средств потребителя.

Плата за подключение к тепловым сетям может взиматься после утверждения Схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения г. Пензы и тарифа за подключение в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 при заключении договора о подключении.

В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

.....

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рас-

считывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непромышленной сферы и инженерной инфраструктуры».

В связи с тем, что финансирование данных мероприятий будет происходить за счет платы за техническое подключение, эффективность инвестиционного проекта рассчитывается для двух вариантов финансирования:

- 1) финансирование за счет внутренних источников (амортизация, чистая прибыль);
- 2) финансирование за счет заемных средств.

Расчет стоимости за подключение в 2014 г. к системе теплоснабжения с учетом прибыли, получаемой поставщиком тепловой энергии в соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 приведен в табл. 4.238.

Расчет платы за техническое подключение на период 2018 - 2027 гг. приведен без учета НДС (18%). Планируемая тепловая нагрузка перспективных площадок №№ 99, 99а, 99б составляет 3,7 Гкал/ч.

Таблица 4.238

в уровне цен 2014 г. в сумме:	тыс. руб.	112 907,08
Прибыль теплоснабжающего предприятия	тыс. руб.	45 162,83
Налог на прибыль, 20%	тыс. руб.	9 032,57
Итого	тыс. руб.	167 102,47
Итого в расчете на 1 Гкал/час	тыс. руб.	45 041,10

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии ОАО «ЭСП» (показатели отчетности за 2012 год, предоставляемой в соответствии со стандартами раскрытия информации).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.239.

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

Таблица 4.239

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
Сырье и основные материалы	3,52	0,44%
Вспомогательные материалы	0,32	0,04%
Работы и услуги производственного характера	0,00	
Топливо на технологические цели	479,07	59,80%
Энергия	100,46	12,54%
Затраты на оплату труда	76,99	9,61%
Отчисление на социальные нужды	25,96	3,24%
Амортизация основных средств	6,41	0,80%
Прочие затраты всего, в том числе:	0,00	
общехозяйственные (управленческие) расходы	46,06	5,75%
аренда имущества, используемого в технологическом процессе	27,00	3,37%
расходы на ремонт (капитальный и текущий) основных производственных средств	12,98	1,62%
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	5,77	0,72%
Итого расходов	784,54	97,93%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.240.

Таблица 4.240

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		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

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.241.

Таблица 4.241

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1192,9	1336,1	1476,3	1638,7	1810,8	1995,57	2195,13	2392,69
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

Продолжение таблицы 4.241

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 596,07	2 808,95	3 025,24	3 221,88	3 411,97	3 589,39	3 758,09
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

4. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной ОАО «ЭСП» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет заемного капитала. Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов показаны в табл. 4.242.

№ Варианта	NPV, тыс. руб.	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический), год
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	3746	14,5	0,03	Менее года
Вариант 2. Финансирование за счет заемного капитала	35955	---	0,32	Менее года

Сроки окупаемости для данного проекта определены при соблюдении допущения 100% реализации платы за подключение в течение 1 года существования проекта.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.37.

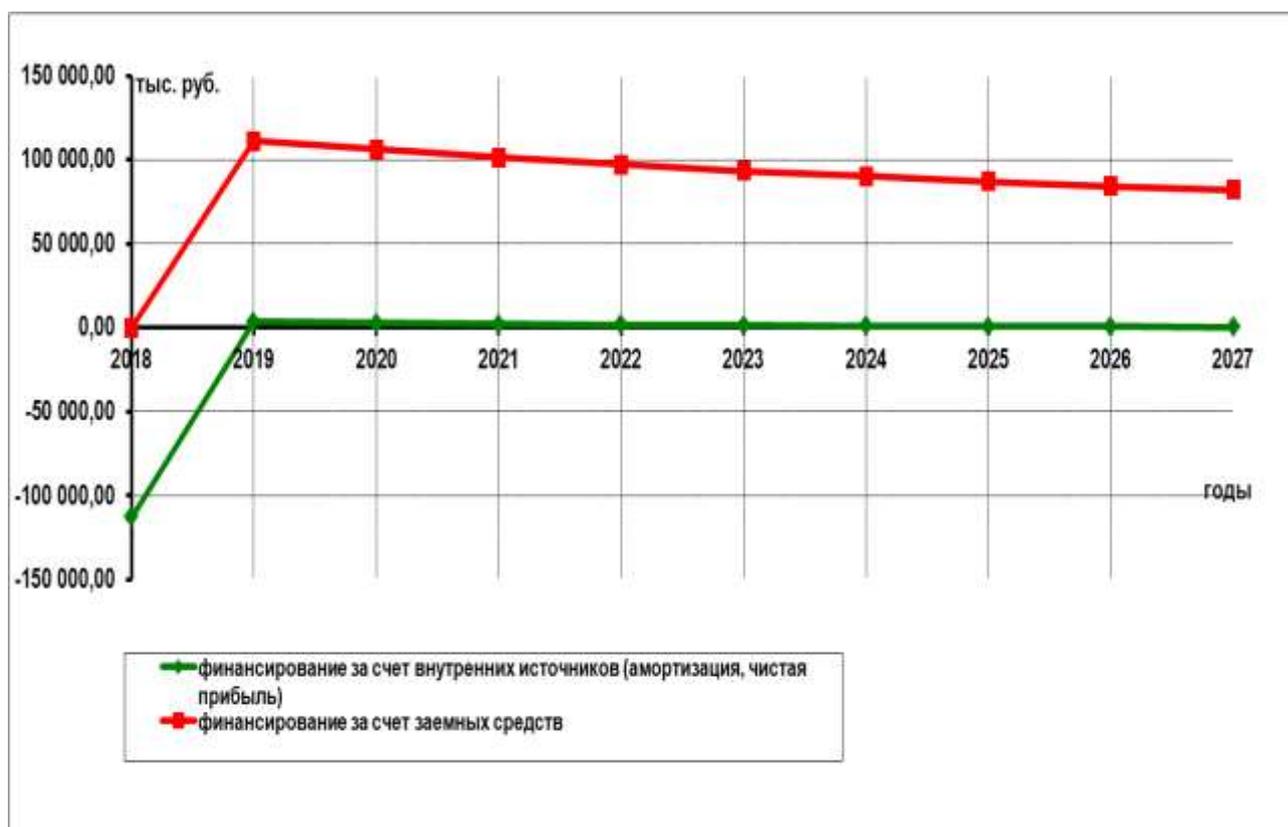


Рис. 4.37. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

В результате проведенных расчетов получены следующие результаты:

- вариант финансирования № 1 может быть рекомендован для теплоснабжающей организации с таким размером собственного капитала, который позволит безболезненно и без ущерба для текущей деятельности изымать из оборота в инвестиционных целях капитал в размере, необходимом для реализации проекта.

- вариант финансирования № 2 показал лучшие результаты, чем вариант № 1, однако 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.

5. Расчеты ценовых последствий мероприятий по строительству новых трубопроводов от котельной ОАО «ЭСП» с целью обеспечения перспективных нагрузок потребителей

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет платы за техническое подключение, данные мероприятия не окажут ценовых последствий на тариф тепловой энергии.

4.5. Обоснование инвестиций в основные мероприятия по реконструкции тепловых сетей, находящихся на балансе МКП «Теплоснабжение г. Пензы», в целях обеспечения надежности теплоснабжения

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. N 154):

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

- а) оценку финансовых потребностей для осуществления строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии и тепловых сетей;
- б) предложения по источникам инвестиций, обеспечивающих финансовые потребности;
- в) расчеты эффективности инвестиций;
- г) расчеты ценовых последствий для потребителей при реализации»

Обоснование необходимых финансовых потребностей в строительство, реконструкцию и техническое перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них выполнено на основе анализа их влияния на перспективную цену на тепловую энергию (мощность).

Для выполнения анализа влияния реализации строительства, реконструкции и технического перевооружения источников тепловой энергии, тепловых сетей и сооружений на них на цену тепловой энергии разработаны тарифно-балансовые модели, структура которых сформирована в зависимости от основных видов деятельности теплоснабжающих организаций.

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

- Индексы-дефляторы МЭР;
- Баланс тепловой мощности;
- Баланс тепловой энергии;
- Топливный баланс;
- Баланс теплоносителей;
- Балансы электрической энергии;
- Балансы холодной воды питьевого качества;
- Тарифы на покупные энергоносители и воду;
- Производственные расходы товарного отпуска;
- Производственная деятельность;
- Инвестиционная деятельность;
- Финансовая деятельность;
- Проекты схемы теплоснабжения.

Показатель "Индексы-дефляторы МЭР" предназначен для использования индексов-дефляторов, установленных Минэкономразвития России, с целью приведения финансовых потребностей для осуществления производственной деятельности теплоснабжающего предприятия

тия 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 МКП «Теплоснабжение г. Пензы» .

Для показателя "Балансы тепловой энергии" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности МКП «Теплоснабжение г. Пензы»

Для показателя "Топливный баланс" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности МКП «Теплоснабжение г. Пензы».

Для показателя "Балансы теплоносителей" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности МКП «Теплоснабжение г. Пензы».

Для показателя "Балансы электрической энергии" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности МКП «Теплоснабжение г. Пензы».

Для показателя "Балансы холодной воды питьевого качества" использованы материалы книг №№ 7, 9 в части производственной деятельности МКП «Теплоснабжение г. Пензы».

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

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

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

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

В данный раздел включены следующие сведения:

описание используемых индексов-дефляторов и их применение;

результаты перспективных балансовых соотношений;

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

результаты расчетов производственных расходов товарного отпуска;

расчеты дефицита собственных средств на реализацию проектов схемы теплоснабжения;
предложения по покрытию дефицита собственных средств на реализацию проектов схемы теплоснабжения из тарифных и привлеченных источников;
расчеты перспективной цены на тепловую энергию;
рекомендуемый по результатам расчетов сценарий реализации проектов, включенных в схему теплоснабжения.

4.5.1. Оценка экономической эффективности проекта по осуществлению мероприятий по реконструкции тепловых сетей, находящихся на балансе МКП «Теплоснабжение г. Пензы» в целях обеспечения надежности теплоснабжения и ГВС.

1. Оценка финансовых потребностей для мероприятий по модернизации тепловых сетей и сетей ГВС, находящихся на балансе МКП «Теплоснабжение г. Пензы»

С учетом того, что планируется перекладка тепловых сетей с укладкой нового трубопровода в существующие каналы, стоимость мероприятий уменьшена до 80 % от стоимости строительства тепловых сетей, приведенных в государственных сметных нормативах НЦС 81-02-2012 «Укрупненные нормативы цены строительства НЦС-2012» (утв. приказом Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2011 г. N 643).

Кроме того, к ценам применен коэффициент 1,06 – удорожание в условиях городской застройки. Данные о стоимости мероприятий по перекладке тепловых сетей отопления, находящихся на балансе МКП «Теплоснабжение г. Пензы», планируемых в 2013 – 2027 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.243.

Таблица 4.243

Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х трубном исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы,	ИТОГО по годам
0,025	Надземная на низких опорах	К-флекс с металл покр.	221	Таблица 13-06-002	1037,79	229,35
	Подземная в непроходных каналах	ППМ	28	Таблица 13-01-001	2897,70	81,14
0,032	Надземная на низких опорах	К-флекс с металл покр.	156	Таблица 13-06-002	1328,37	207,23
	Подземная в непроходных каналах	ППМ	381	Таблица 13-01-001	3709,06	1413,15
0,038	Надземная на низких опорах	К-флекс с металл покр.	5	Таблица 13-06-002	1577,44	7,89
	Подземная в непроходных каналах	ППМ	156	Таблица 13-01-001	4404,50	687,10
0,045	Надземная на низких опорах	К-флекс с металл покр.	906	Таблица 13-06-002	1868,02	1692,43
	Подземная в непроходных каналах	ППМ	1265	Таблица 13-01-001	5215,86	6598,06
0,057	Надземная на низких опорах	К-флекс с металл покр.	4715	Таблица 13-06-002	2366,16	11156,44
	Подземная в непроходных каналах	ППМ	11785	Таблица 13-01-001	6606,76	77860,62
0,076	Надземная на низких опорах	К-флекс с металл покр.	3579	Таблица 13-06-002	3154,88	11291,31
	Подземная в непроходных каналах	ППМ	15237	Таблица 13-01-001	8809,01	134222,85
0,089	Надземная на низких опорах	К-флекс с металл покр.	4184	Таблица 13-06-002	3555,80	14877,48

Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в 2-х трубном исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы,	ИТОГО по годам
	Подземная в непроходных каналах	ППМ	16811	Таблица 13-01-001	9272,64	155882,35
0,108	Надземная на низких опорах	К-флекс с металл покр.	9832	Таблица 13-06-002	4431,83	43573,78
	Подземная в непроходных каналах	ППМ	24852	Таблица 13-01-001	9471,41	235383,54
0,133	Надземная на низких опорах	К-флекс с металл покр.	1607	Таблица 13-06-002	5278,60	8482,71
	Подземная в непроходных каналах	ППМ	10221	Таблица 13-01-001	12850,91	131349,10
0,159	Надземная на низких опорах	К-флекс с металл покр.	3971	Таблица 13-06-002	6922,94	27490,97
	Подземная в непроходных каналах	ППМ	16997	Таблица 13-01-001	13686,85	232635,35
0,219	Надземная на низких опорах	К-флекс с металл покр.	1110	Таблица 13-06-002	6922,94	7684,46
	Подземная в непроходных каналах	ППМ	5198	Таблица 13-01-001	15403,59	80067,86
0,273	Подземная в непроходных каналах	К-флекс с металл покр.	194	Таблица 13-01-001	20108,48	3901,04
					2013 г.	79 118,41
					2014 г.	79 118,41
					2015 г.	79 118,41
					2016 г.	79 118,41
					2017 г.	79 118,41
					2018-2022 г.	395 592,07
					2023-2027 гг.	395 592,07

Данные о стоимости мероприятий по перекладке сетей ГВС (надземная прокладка), находящихся на балансе МКП «Теплоснабжение г. Пензы», планируемых в 2013 – 2027 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.244.

Таблица 4.244

Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы	ИТОГО
0,025	Надземная	К-флекс с металл покр.	20	Таблица 13-06-002	1106,975	22,14
0,032	Надземная	К-флекс с металл покр.	43	Таблица 13-06-002	1416,928	60,93
0,038	Надземная	К-флекс с металл покр.	31	Таблица 13-06-002	1801,6066	55,85
0,045	Надземная	К-флекс с металл покр.	278	Таблица 13-06-002	2133,4815	593,11
0,057	Надземная	К-флекс с металл покр.	3461	Таблица 13-06-002	4011,7341	13884,61
0,076	Надземная	К-флекс с металл покр.	2697	Таблица 13-06-002	7015,2408	18920,10
0,089	Надземная	К-флекс с металл покр.	2204	Таблица 13-06-002	33976,55	74884,32
0,108	Надземная	К-флекс с металл покр.	5657	Таблица 13-06-002	5909,11	33427,84
0,133	Надземная	К-флекс с металл покр.	1511	Таблица 13-06-002	7038,13	10634,61

Диаметр, м	Тип прокладки	Тип изоляции	Длина в двухтрубном исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость ед-цы	ИТОГО
0,159	Надземная	К-флекс с металл покр.	2845	Таблица 13-06-002	9230,58	26261,00
0,219	Надземная	К-флекс с металл покр.	508	Таблица 13-06-002	9230,58	4689,13
					2013 г.	12228,91
					2014 г.	12228,91
					2015 г.	12228,91
					2016 г.	12228,91
					2017 г.	12228,91
					2018-2022 г.	61144,55
					2023-2027 гг.	61144,55

Данные о стоимости мероприятий по перекладке сетей ГВС (канальная прокладка) находящихся на балансе МКП «Теплоснабжение г. Пензы», планируемых в 2013 – 2027 гг. в ценах 2012 г. без НДС объединены в табл. 4.245.

Таблица 4.245

Диаметр, мм	Тип трубопровода	Длина в 2-х трубном исполнении, м	Обоснование стоимости мероприятия	Стоимость единицы	ИТОГО	
25	стальные трубы в изоляции изопрофлекс	174	Таблица 14-05-001	547,36	95,24	
32	стальные трубы в изоляции изопрофлекс	588	Таблица 14-05-001	700,62	411,97	
38	стальные трубы в изоляции изопрофлекс	366	Таблица 14-05-001	831,98	304,51	
57	стальные трубы в изоляции изопрофлекс	1370	Таблица 14-05-001	1247,98	1709,73	
57	стальные трубы в изоляции изопрофлекс	8770	Таблица 14-05-001	1247,98	10944,79	
76	стальные трубы в изоляции изопрофлекс	7728	Таблица 14-05-001	1663,94	12859,19	
89	стальные трубы в изоляции изопрофлекс	11318	Таблица 14-05-001	1948,60	22054,27	
108	стальные трубы в изоляции изопрофлекс	17157	Таблица 14-05-001	2189,44	37564,22	
133	стальные трубы в изоляции изопрофлекс	8779	Таблица 14-05-001	2473,17	21712,01	
159	стальные трубы в изоляции изопрофлекс	12394	Таблица 14-05-001	2527,69	31328,26	
219	стальные трубы в изоляции изопрофлекс	2967	Таблица 14-05-001	3107,44	9219,80	
273	стальные трубы в изоляции изопрофлекс	240	Таблица 14-05-001	3558,87	854,13	
					2013 г.	9937,21
					2014 г.	9937,21
					2015 г.	9937,21
					2016 г.	9937,21
					2017 г.	9937,21

	2018-2022 г.	49686,04
	2023-2027 гг.	49686,04

В табл. 4.246 приведена стоимость мероприятий по перекладке тепловых сетей, находящихся на балансе МКП «Теплоснабжение г. Пензы», с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС для мероприятий, планируемых в 2013-2017 гг.

Таблица 4.246

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	101 284,53
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	5 064,23
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	74 240,64
оборудование	тыс. руб.	5 566,60
прочие затраты	тыс. руб.	14 387,47
непредвиденные расходы	тыс. руб.	2 025,69

В табл. 4.247 приведена стоимость мероприятий по перекладке тепловых сетей, находящихся на балансе МКП «Теплоснабжение г. Пензы», с разбивкой по статьям затрат в ценах 2012 г. без НДС для мероприятий, планируемых в 2018-2022 гг. и в 2023-2027 гг.

Таблица 4.247

в уровне цен 2012 г. в сумме:	тыс. руб.	506 422,66
в том числе:	-	-
проектные работы	тыс. руб.	25 321,13
строительно-монтажные работы	тыс. руб.	371 203,20
оборудование	тыс. руб.	27 832,99
прочие затраты	тыс. руб.	71 937,34
непредвиденные расходы	тыс. руб.	10 128,45

2. Инвестиционная деятельность по годам с учетом индексов МЭР

Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР приведена в табл. 4.248.

Таблица 4.248

Годы	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027	Всего
Стоимость мероприятий в ценах 2012 г., тыс. руб	101284,53	101284,53	101284,53	101284,53	101284,53	506422,66	506422,66	1519267,9
Стоимость мероприятий с учетом индексов МЭР, тыс. руб	106348,76	112729,68	118366,17	124284,47	130498,70	685118,18	801491,37	2078837,3

Итого стоимость реализации мероприятий по модернизации системы теплоснабжения (перекладка трубопроводов тепловых сетей, находящихся на балансе МКП «Теплоснабжение г. Пензы») составит 2 078 837,32 тыс. руб. в ценах, приведенных к уровню цен в годы реализации мероприятий.

3. Предложения по источникам инвестиций, для мероприятий по перекладке тепловых сетей, находящихся на балансе МКП «Теплоснабжение г. Пензы»

Схема финансирования мероприятий по программе перспективного развития теплоснабжения г. Пензы 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 ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 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, N 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, N 36, ст. 4353).

Оценка доступности для граждан прогнозируемой совокупной платы за потребляемые коммунальные услуги основана на объективных данных о платежеспособности населения, ко-

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. N 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. N 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».

В соответствии с вышеизложенным выполнен анализ финансирования проекта за счет собственного капитала МКП «Теплоснабжение г. Пензы» и за счет инвестиционной надбавки к тарифу.

4. Данные, используемые при расчетах

Производственные расходы товарного отпуска тепловой энергии

Для расчетов эффективности проекта использованы данные по себестоимости тепловой энергии МКП «Теплоснабжение г. Пензы» (плановые показатели отчетности за 2013 год, предоставляемой в соответствии со стандартами раскрытия информации).

Калькуляция себестоимости 1 Гкал тепловой энергии в ценах 2013 г. представлена в табл. 4.249.

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

Таблица 4.249

Наименование статьи затрат	В расчете на 1 Гкал тепловой энергии, руб. в ценах 2013 г.	То же, в %
расходы на покупаемую тепловую энергию (мощность)	840,08	90,42%
расходы на покупаемую электрическую энергию (мощность), потребляемую оборудованием, используемым в технологическом процессе:	15,53	1,67%
расходы на оплату труда основного производственного персонала	33,44	3,60%
отчисления на социальные нужды основного производственного персонала	10,10	1,09%
расходы на амортизацию основных производственных средств	10,79	1,16%
аренда имущества, используемого в технологическом процессе	0,73	0,08%
общепроизводственные (цеховые) расходы, в том числе:	7,14	0,77%
общехозяйственные (управленческие) расходы	2,36	0,25%
расходы на услуги производственного характера, выполняемые по договорам с организациями на проведение регламентных работ в рамках технологического процесса	8,88	0,96%
Итого расходов	929,05	99,05%

Индексы-дефляторы МЭР

Изменения индексов основных показателей расчета в соответствии с индексами-дефляторами МЭР представлены в табл. 4.250.

Таблица 4.250

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
		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	0,08	0,08	0,02	0,05	0,15	0,15	0,15	0,15

(оптовые цены без НДС)

Продолжение таблицы 4.250

№ п/п	Показатель	Значение показателя по годам расчетного периода						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
		9	10	11	12	13	14	15
1	Инфляция (ИПЦ), средне-годовая	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

Расчетные значения тарифов на покупную энергию, энергоносители по годам представлены в табл. 4.251.

Таблица 4.251

№ 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	2,41	2,52	2,59	2,71	2,91	3,18	3,36	3,53
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	1192,9	1336,1	1476,3	1638,7	1810,8	1995,57	2195,13	2392,69
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	3,98	4,28	4,38	4,59	5,28	6,07	6,98	8,03
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	12,1	12,85	13,52	14,18	14,88	15,61	16,38	17,18

Продолжение таблицы 4.251

№ 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	3,69	3,90	4,07	4,23	4,33	4,38	4,42
2	Тариф на тепловую энергию	руб/Гкал	2 596,07	2 808,95	3 025,24	3 221,88	3 411,97	3 589,39	3 758,09
3	Стоимость природного газа	Руб/нм ³	8,52	8,95	9,31	9,59	9,88	10,18	10,48
4	Стоимость холодной воды, используемой в технологическом процессе	руб/м ³	18,03	18,91	19,84	20,81	21,84	22,91	24,03

5. Производственная и финансовая деятельность. Расчеты эффективности инвестиций для мероприятий по перекладке тепловых сетей, находящихся на балансе МКП «Тепло-снабжение г. Пензы»

Анализ эффективности инвестиций в проект выполнен на основании сравнения двух вариантов финансирования – за счет собственного капитала организации и за счет надбавки к тарифу. Расчет выполнен для периода 2013 – 2027 гг.

Итоги расчетов эффективности инвестиционных проектов приведены в табл. 4.252.

Таблица 4.252

№ Варианта	NPV	IRR	PI	Срок окупаемости проекта (динамический)
Вариант 1. Финансирование за счет собственного капитала	-640083	-	-0,3	Более 15 лет
Вариант 2. Финансирование за счет инвестиционной надбавки к тарифу	45	10,5	0,00002	14,8

Сценарий реализации проектов "0". Без реализации проекта (Риски)

Отказ от реализации инвестиционного проекта приведет к снижению надежности и живучести теплоснабжения потребителей г. Пенза увеличению аварий на тепловых сетях, увеличению тепловых потерь.

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

В результате реализации проекта:

- повышение надежности и живучести схемы теплоснабжения г. Пенза;
- снижение вероятности аварий на тепловых сетях;
- снижение тепловых потерь при транспортировке тепловой энергии до нормативного уровня.

На основании приведенных данных можно сделать следующие выводы:

Наиболее приемлемый вариант финансирования, как обеспечивающий большую величину NPV и меньший срок окупаемости – вариант с использованием инвестиционной надбавки к тарифу.

Кроме того, вариант финансирования с использованием инвестиционной надбавки к тарифу обеспечивает окупаемость проекта, что является привлекательным для внешнего инвестора.

Сравнение двух вариантов финансирования мероприятий отражено на рис. 4.38.

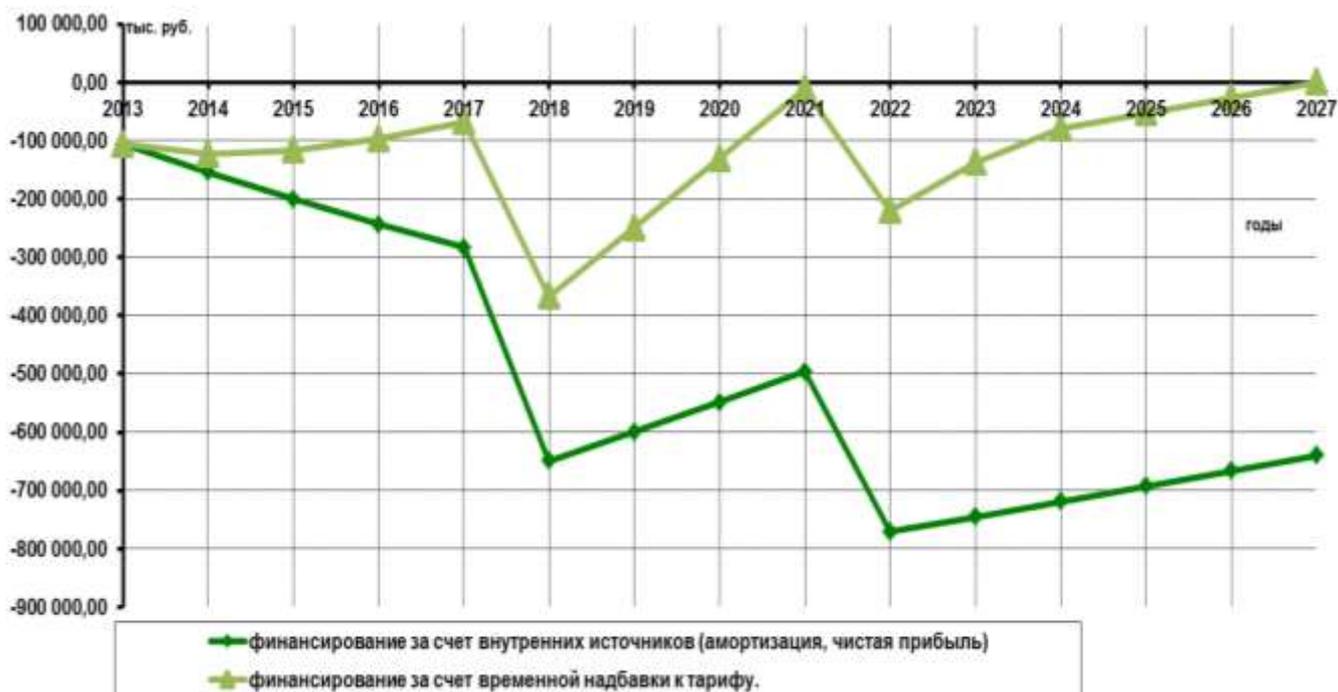


Рис. 4.38. Сравнение вариантов финансирования мероприятия

5. Расчеты ценовых последствий мероприятий по модернизации системы теплоснабжения (перекладка магистральных тепловых сетей г. Пенза)

В связи с тем, что финансирование мероприятия предполагается осуществить за счет инвестиционной надбавки к тарифу на передачу тепловой энергии, рассчитаны ценовые последствия для потребителей тепловой энергии.

Итоги расчетов приведены в табл. 4.253.

Таблица 4.253

Показатель	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Тариф на ТЭ, руб/Гкал	937,93	1 007,81	1 045,10	1 080,63	1 194,10	1 315,90	1 447,48	1 577,76
Тариф +ИНТ, руб/Гкал	937,93	1 027,81	1 080,84	1 127,59	1 245,98	1 373,07	1 510,38	1 646,31
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ), руб/Гкал	0,00	20,00	35,74	46,96	51,89	57,18	62,90	68,56
То же, в %	0	2	3	4	4	4	4	4

Продолжение таблицы 4.253

Показатель	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Тариф на ТЭ, руб/Гкал	1 711,87	1 852,24	1 994,86	2 124,53	2 249,88	2 366,87	2 478,11
Тариф +ИНТ, руб/Гкал	1 786,25	1 932,72	2 071,54	2 171,19	2 249,87	2 366,87	2 478,11
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ), руб/Гкал	74,38	80,48	76,68	46,66	0,00	0,00	0,00
То же, в %	4	4	4	2	0	0	0

Таким образом, предлагаемые к реализации мероприятия вызовут увеличение тарифа на тепловую энергию в течение 2014 – 2024 гг. от 2 % до 4 % в сравнении с тарифом на тепловую энергию рассчитанным с учетом индексов МЭР.

Необходимо отметить, что инвестиционная надбавка к тарифу уменьшает срок окупаемости проекта, и, следовательно, делает его привлекательным для внешних инвесторов.

Таким образом, увеличение тарифа на тепловую энергию делает возможной модернизацию тепловых сетей, находящихся в хозяйственном ведении МКП города Пензы, обеспечивая тем самым высокое качество теплоснабжения конечных потребителей.

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. 4.39.

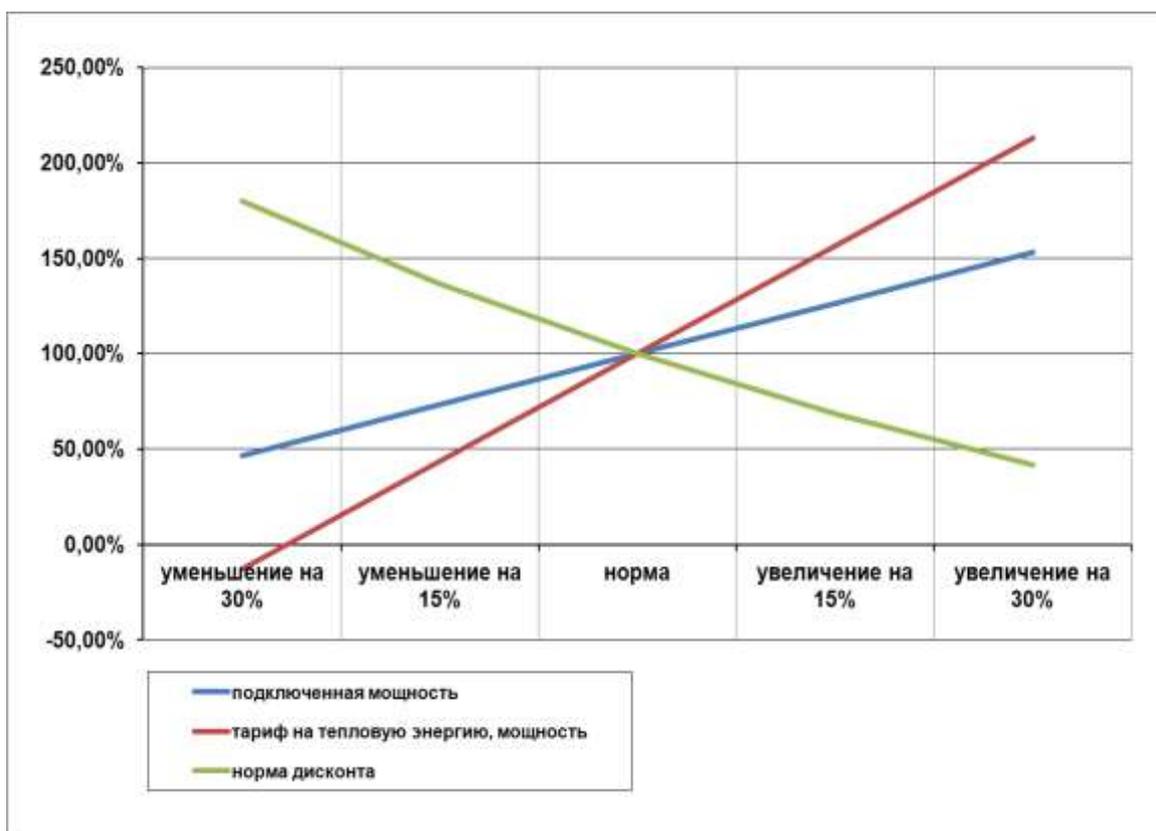


Рис. 4.39. Анализ чувствительности проекта

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.

5. Обобщенный расчет ценовых последствий мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Пенза в целях повышения качества и надежности теплоснабжения

5.1. Суммарные затраты на проведение мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Пенза 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 финансовых потребностях выполнения мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Пенза приведены в табл. 5.1.

Сводные данные о финансовых потребностях выполнения мероприятий по модернизации источников тепловой энергии и систем теплоснабжения МО город Пенза, по которым предполагается финансирование за счет надбавки к тарифу, приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.1

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, млн. руб.							ИТОГО
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027	
Пензенский филиал ОАО «ТГК-6»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.2.1 в ценах 2012 г.				33,87	33,87			67,74
	Стоимость мероприятий по п. 7.2.1. с учетом индексов МЭР				41,56	43,64			85,2
2	Стоимость мероприятий по п. 7.2.2 в ценах 2012 г.		57,812						57,812
	Стоимость мероприятий по п. 7.2.2 с учетом индексов МЭР		64,345						64,345
3	Стоимость мероприятий по п. 7.2.3. в ценах 2012 г.		8,539						8,539
	Стоимость мероприятий по п. 7.2.3 с учетом индексов МЭР		9,504						9,504
4	Стоимость мероприятий по п. 7.2.4. в ценах 2012 г.		287,02	287,02	287,02	287,02	653,90	653,90	2455,88
	Стоимость мероприятий по п. 7.2.4 с учетом индексов МЭР		319,46	335,43	352,2	369,8	884,64	1034,9	3296,43
5	Стоимость мероприятий п. 7.2.5 в ценах 2012 г.	16,335	16,335	16,335	16,335	16,335	81,68	81,68	245,035
	Стоимость мероприятий п. 7.2.5 с учетом индексов МЭР	17,152	18,1817	19,0907	20,0453	21,0475	129,27	151,31	376,097
6	Стоимость мероприятий по п. 7.2.6 в ценах 2012 г.		112,114	82,107					194,221
	Стоимость мероприятий по п. 7.2.6 с учетом индексов МЭР		124,782	95,96					220,742
7	Стоимость мероприятий по п. 7.2.7 в ценах 2012 г.		12,917						12,917
	Стоимость мероприятий по п. 7.2.7 с учетом индексов МЭР		14,377						14,377
8	Стоимость мероприятий по п. 7.2.8 в ценах 2012 г.		21,4			4,26			25,66
	Стоимость мероприятий по п. 7.2.8 с учетом индексов МЭР		23,818			5,49			29,308
ИТОГО в ценах 2012 г.		16,34	516,14	385,46	337,23	341,49	735,58	735,58	3067,81
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		17,15	574,46	450,48	413,81	439,98	1013,91	1186,21	4096,00

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, млн. руб.							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027	ИТОГО
МКП «Теплоснабжение г. Пенза»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.5.1 в ценах 2012 г.	101,28	101,28	101,28	101,28	101,28	506,42	506,42	1519,24
	Стоимость мероприятий по п. 7.5.1. с учетом индексов МЭР	106,34	112,72	118,37	124,28	130,49	685,11	801,49	2078,8
ИТОГО в ценах 2012 г.		101,28	101,28	101,28	101,28	101,28	506,42	506,42	1519,24
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		106,34	112,72	118,37	124,28	130,49	685,11	801,49	2078,8
ИТОГО (Пензенский филиал ОАО «ТГК-6» и МКП «Теплоснабжение г. Пенза») в ценах 2012 г.		117,62	617,42	486,74	438,51	442,77	1242,00	1242,00	4587,05
ИТОГО (Пензенский филиал ОАО «ТГК-6» и МКП «Теплоснабжение г. Пенза») в ценах с учетом индексов МЭР		123,49	687,18	568,85	538,09	570,47	1699,02	1987,70	6174,80
ООО «СКМ Энергосервис»									
котельная «Западная»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.1. в ценах 2012 г.	48,63	48,63	48,63	48,63	48,63			243,125
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.1. с учетом индексов МЭР	51,06	54,12	56,83	59,67	62,65			284,321
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.3. в ценах 2012 г.		72,595						72,595
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.3. с учетом индексов МЭР		80,798						80,798
3	Стоимость мероприятий по п. 7.3.5.		9,00	12,00	23,50	7,50			52
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.5. с учетом индексов МЭР		10,02	14,02	28,83	9,66			62,54
4	Стоимость мероприятий по п. 7.3.6 в ценах 2012 г.			7,723					7,723
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.6. с учетом индексов МЭР			9,024					9,024
5	Стоимость мероприятий по п. 7.3.7. в ценах 2012 г.			7,62					7,62
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.7. с учетом индексов МЭР			8,48					8,48
ИТОГО в ценах 2012 г.		48,63	130,22	75,97	72,13	56,13	0,00	0,00	383,06

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, млн. руб.							ИТОГО
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027	
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		51,06	134,92	74,33	59,67	62,65	0,00	0,00	382,62
котельная «Южная»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.2. в ценах 2012 г.	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22			171,1
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.2. с учетом индексов МЭР	35,94	38,09	40	42	44,1			200,13
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.4. в ценах 2012 г.					89,26	65		154,26
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.4. с учетом индексов МЭР					114,99	102,87		217,86
3	Стоимость мероприятий по п. 7.3.8. в ценах 2012 г.					5,37			5,37
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.8. с учетом индексов МЭР					6,92			6,92
4	Стоимость мероприятий по п. 7.3.9. в ценах 2012 г.		2,5	17,64			1,414	18,199	39,753
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.9. с учетом индексов МЭР		2,78	20,62			1,91	29,95	55,26
5	Стоимость мероприятий по п. 7.3.10. теплоснабжения в ценах 2012 г.			4,5	12	6,94			23,44
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.10. с учетом индексов МЭР			5,26	14,72	8,94			28,92
6	Стоимость мероприятий по п. 7.3.12 в ценах 2012 г.		36,54						36,54
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.12 с учетом индексов МЭР		40,67						40,67
ИТОГО в ценах 2012 г.		34,22	73,26	56,36	46,22	135,79	66,414	18,199	430,463
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		35,94	81,54	65,88	56,72	174,95	104,78	29,95	549,76
котельная «6 мкр. Арбеково»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.11. в ценах 2012 г.		15,17	26,00	15,17				56,34
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.11. с учетом индексов МЭР		16,88	30,38	18,61				65,87
ИТОГО в ценах 2012 г.		0	15,17	26	15,17	0	0	0	56,34
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		0	16,88	30,38	18,61	0	0	0	65,87
ИТОГО по ООО «СКМ Энергосервис» в ценах		82,85	218,65	158,33	133,52	191,92	66,41	18,20	869,86

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, млн. руб.							ИТОГО
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027	
2012 г.									
ИТОГО по ООО «СКМ Энергосервис» в ценах с учетом индексов МЭР		87,00	233,34	170,59	135,00	237,60	104,78	29,95	998,25
ОАО «Энергоснабжающее предприятие»									
1	Стоимость по п. 7.4.2. в ценах 2012 г.	21,77	21,77	21,77	21,77	21,77			108,85
	Стоимость мероприятий по п. 7.4.2. с учетом индексов МЭР	22,86	24,23	25,44	26,71	28,05			127,29
2	Стоимость мероприятий по п. 7.4.3. в ценах 2012 г.					170,63			170,63
	Стоимость мероприятий по п. 7.4.3. с учетом индексов МЭР					219,84			219,84
3	Стоимость мероприятий по п. 7.4.1. в ценах 2012 г.		136,52						136,52
	Стоимость мероприятий по п. 7.4.1. с учетом индексов МЭР		151,95						151,95
4	Стоимость мероприятий по п. 7.4.4. в ценах 2012 г.						83,458		83,458
	Стоимость мероприятий по п. 7.4.4. с учетом индексов МЭР						112,91		112,91
ИТОГО по ОАО "ЭСП" в ценах 2012 г.		21,77	158,29	21,77	21,77	192,4	83,458	0	499,458
ИТОГО по ОАО "ЭСП" в ценах с учетом индексов МЭР		22,86	176,18	25,44	26,71	247,89	112,91	0	611,99
Индивидуальные источники теплоснабжения и модульные котельные на участках перспективной нагрузки									
1	Стоимость строительства источника теплоснабжения по п. 7.1.1. в ценах 2012 г.		25,42						25,42
	Стоимость строительства источника теплоснабжения по п. 7.1.1. с учетом индексов МЭР		28,3						28,3
2	Стоимость строительства источника теплоснабжения по п. 7.1.2. в ценах 2012 г.						16,949		16,949
	Стоимость строительства источника теплоснабжения по п. 7.1.2. с учетом индексов МЭР						26,824		26,824
3	Стоимость строительства источника		0,762						0,762

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, млн. руб.							ИТОГО
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027	
	теплоснабжения по п. 7.1.3. в ценах 2012 г.								
	Стоимость строительства источника теплоснабжения по п. 7.1.3. с учетом индексов МЭР		0,935						0,935
4	Стоимость строительства источника теплоснабжения по п. 7.1.4. в ценах 2012 г.		8,89						8,89
	Стоимость строительства источника теплоснабжения по п. 7.1.4. с учетом индексов МЭР		11,46						11,46
5	Стоимость строительства источника теплоснабжения по п. 7.1.5. в ценах 2012 г.		0,71						0,71
	Стоимость строительства источника теплоснабжения по п. 7.1.5. с учетом индексов МЭР		0,787						0,787
ИТОГО в ценах 2012 г.		0	35,782	0	0	0	16,949	0	52,731
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		0	41,482	0	0	0	26,824	0	68,306
ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Пенза по годам в ценах 2012 г., млн. руб.		270,86	1 160,36	742,80	665,92	883,21	1 408,83	1 260,20	6 392,17
ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Пенза по годам в ценах с учетом индексов МЭР		284,41	1 273,10	839,20	759,46	1 118,61	1 943,53	2 017,65	8 235,96

Таблица 5.2

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, млн. руб.							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027	ИТОГО
Пензенский филиал ОАО «ТГК-6»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.2.1 в ценах 2012 г.				33,87	33,87			67,74
	Стоимость мероприятий по п. 7.2.1. с учетом индексов МЭР				41,56	43,64			85,2
2	Стоимость мероприятий по п. 7.2.3. в ценах 2012 г.		8,54						8,54
	Стоимость мероприятий по п. 7.2.3 с учетом индексов МЭР		9,5						9,5
3	Стоимость мероприятий по п. 7.2.4. в ценах 2012 г.		287,02	287,02	287,02	287,02	653,90	653,90	2455,88
	Стоимость мероприятий по п. 7.2.4 с учетом индексов МЭР		319,46	335,43	352,2	369,8	884,64	1034,9	3296,43
ИТОГО в ценах 2012 г.		0,00	295,56	287,02	320,89	320,89	653,90	653,90	2 532,16
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		0,00	328,96	335,43	393,76	413,44	884,64	1034,90	3 391,13
Тепловые сети МКП «Теплоснабжение г. Пенза»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.5.1 в ценах 2012 г.	101,28	101,28	101,28	101,28	101,28	506,42	506,42	1519,24
	Стоимость мероприятий по п. 7.5.1. с учетом индексов МЭР	106,34	112,72	118,37	124,28	130,49	685,11	801,49	2078,8
ИТОГО в ценах 2012 г.		101,28	101,28	101,28	101,28	101,28	506,42	506,42	1519,24
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		106,34	112,72	118,37	124,28	130,49	685,11	801,49	2078,8
ИТОГО (Пензенский филиал и МКП) в ценах 2012 г.		101,28	396,84	388,30	422,17	422,17	1160,32	1160,32	4051,40
ИТОГО (Пензенский филиал и МКП) в ценах с учетом индексов МЭР		106,34	441,68	453,80	518,04	543,93	1569,75	1836,39	5469,93
ООО «СКМ Энергосервис»									
котельная «Западная»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.1. в ценах 2012 г.	48,63	48,63	48,63	48,63	48,63			243,125
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.1. с учетом индексов МЭР	51,06	54,12	56,83	59,67	62,65			284,321
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.3. в ценах 2012 г.		72,60						72,595
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.3. с учетом индексов МЭР		80,80						80,798

№ п/п	Наименование мероприятия	Стоимость мероприятия по годам, млн. руб.							
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027	ИТОГО
ИТОГО в ценах 2012 г.		48,63	121,22	48,63	48,63	48,63	0,00	0,00	315,72
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		51,06	134,92	56,83	59,67	62,65	0,00	0,00	365,12
котельная «Южная»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.3.2. в ценах 2012 г.	34,22	34,22	34,22	34,22	34,22			171,1
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.2. с учетом индексов МЭР	35,94	38,09	40	42	44,1			200,13
2	Стоимость мероприятий по п. 7.3.4. в ценах 2012 г.					89,26	65		154,26
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.4. с учетом индексов МЭР					114,99	102,87		217,86
3	Стоимость мероприятий по п. 7.3.12 в ценах 2012 г.		36,54						36,54
	Стоимость мероприятий по п. 7.3.12 с учетом индексов МЭР		40,67						40,67
ИТОГО в ценах 2012 г.		34,22	70,76	34,22	34,22	123,48	65	0	361,9
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		35,94	78,76	40	42	159,09	102,87	0	458,66
ИТОГО по СКМ в ценах 2012 г.		82,85	191,98	82,85	82,85	172,11	65,00	0,00	677,62
ИТОГО по СКМ в ценах с учетом индексов МЭР		87,00	213,68	96,83	101,67	221,74	102,87	0,00	823,78
ОАО «Энергоснабжающее предприятие»									
1	Стоимость мероприятий по п. 7.4.2. в ценах 2012 г.	21,77	21,77	21,77	21,77	21,77			108,85
	Стоимость мероприятий по п. 7.4.2. с учетом индексов МЭР	22,86	24,23	25,44	26,71	28,05			127,29
2	Стоимость мероприятий по п. 7.4.3. в ценах 2012 г.					170,63			170,63
	Стоимость мероприятий по п. 7.4.3. с учетом индексов МЭР					219,84			219,84
ИТОГО в ценах 2012 г.		21,77	21,77	21,77	21,77	192,4	0	0	279,48
ИТОГО в ценах с учетом индексов МЭР		22,86	24,23	25,44	26,71	247,89	0	0	347,13
ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Пенза по годам в ценах 2012 г., млн. руб.		205,90	610,59	492,92	526,79	786,68	1225,32	1160,32	5 008,50
ИТОГО стоимость мероприятий для МО г. Пенза по годам в ценах с учетом индексов МЭР		216,20	679,59	576,07	646,42	1013,56	1672,62	1836,39	6 640,84

5.2. Данные о ежегодном прогнозируемом отпуске тепловой энергии (обобщенные данные) по МО г. Пенза.

В табл. 5.3 приведены данные о ежегодном прогнозируемом отпуске тепловой энергии с коллекторов от централизованных источников теплоснабжения (обобщенные данные) от централизованных источников теплоснабжения г. Пенза.

Таблица 5.3

№ п/п	Наименование источника	Полезный отпуск централизованных источников теплоснабжения потребителям по годам, тыс. Гкал						
		2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2023-2027
1	ТЭЦ-1	1168,12	1381,17	1384,71	1399,09	1425,24	1508,46	1594,48
2	ТЭЦ-2	294,43	301,91	305,11	310,98	349,26	420,94	446,12
3	Котельная "Арбеково"	662,10	534,50	552,78	578,13	598,83	661,95	803,13
4	Котельная "Западная"	133,07	143,84	150,83	158,24	165,13	177,27	187,30
5	Котельная "Южная"	143,10	145,41	147,09	148,96	151,05	154,16	198,73
6	Прочие котельные ООО "СКМ Энергосервис" (с учётом строительства новой котельной)	136,28	115,91	117,61	125,56	132,77	202,75	202,75
7	Котельная ОАО "ЭСП"	141,13	155,10	171,45	187,55	203,97	223,96	236,35
8	Малые котельные прочих теплоснабжающих организация (с учётом строительства новых котельных)	90,96	92,17	93,39	94,60	91,02	127,66	153,49
Всего по городу		2769,19	2870,01	2922,97	3003,10	3117,27	3477,15	3822,35

5.3. Расчет прогнозируемого средневзвешенного тарифа на тепловую энергию по МО г. Пенза на период 2013 – 2027 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 МО г. Пенза.

Для расчетов были использованы данные, приведенные в предыдущих подразделах Раздела 7 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 – 2027 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. 5.4.

Таблица 5.4

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода							
			2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	%	6	6	5,6	4,7	4,4	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
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
4	Рост цен на Газ природный (оптовые цены без НДС)	%	7,5	7,6	2,2	4,9	15	15	15	15

№ п/п	Показатель	Ед. изм.	Значение показателя по годам расчетного периода						
			2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
1	Инфляция (ИПЦ), среднегодовая	%	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9	4,9
2	Рост цен на электроэнергию на оптовом рынке, %	%	4,6	5,6	4,5	3,9	2,4	1,0	0,9
3	Рост цен на тепловую энергию в среднем за год к предыдущему году, %	%	8,5	8,2	7,7	6,5	5,9	5,2	4,7
4	Рост цен на газ природный (оптовые цены без НДС)	%	6,1	5,1	4,0	3,0	3,0	3,0	3,0

На основании вышеприведенных данных был выполнен расчет прогнозируемого средневзвешенного тарифа по МО г. Пенза. В табл. 5.5 – 5.9 приведен расчет долей в средневзвешенном тарифе по МО г. Пенза по каждой теплоснабжающей организации, претендующей на увеличение тарифа (инвестиционную надбавку) для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников.

Таблица 5.5

Показатель	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Пензенский филиал ОАО «ТГК-6»																
Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	828,4	917,95	951,91	984,28	1087,63	1198,57	1318,42	1437,08	1559,23	1687,09	1817	1935,1	2049,27	2155,83	2257,16
Тариф +ИНТ	руб/ Гкал	828,4	951,0	1011,1	1059,5	1174,9	1294,7	1415,7	1543,2	1674,3	1741,6	1847,7	1935,1	2049,3	2155,8	2257,2
инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ)	руб/ Гкал	0,00	33,00	59,23	75,24	87,29	96,17	97,32	106,08	115,10	54,54	30,74	0,00	0,00	0,00	
То же, в %	%	0%	3,59%	6,22%	7,64%	8,03%	8,02%	7,38%	7,38%	7,38%	3,23%	1,69%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Отпуск ТЭ по годам (прогноз)	тыс. Гкал/год	2124,645	2217,5678	2242,5982	2288,1924	2373,329	2416,93	2460,54	2504,14	2547,75	2591,35	2641,83	2692,31	2742,79	2793,26	2843,74
Доля в отпуске ТЭ по городу	%	76,72%	77,27%	76,72%	76,19%	76,13%	75,78%	75,45%	75,13%	74,82%	74,53%	74,50%	74,47%	74,45%	74,42%	74,40%
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Пенза с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	635,60	709,27	730,34	749,96	828,07	908,32	994,73	1079,64	1166,62	1257,31	1353,63	1441,10	1525,60	1604,40	1679,28
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Пенза на ТЭ + ИНТ с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	635,61	734,77	775,79	807,29	894,52	981,21	1068,16	1159,34	1252,74	1297,96	1376,53	1441,10	1525,60	1604,40	1679,28
Доля в средневзвешенной инвестиционной надбавке к средневзвешенному тарифу по МО г. Пенза с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	0,01	25,50	45,44	57,33	66,46	72,88	73,43	79,70	86,12	40,65	22,90	0,00	0,00	0,00	0,00
МКП «Теплоснабжение г. Пенза»																
Тариф на ТЭ конечного потребителя	руб/ Гкал	937,9	1007,8	1045,1	1080,6	1194,1	1315,9	1447,5	1577,8	1711,9	1852,2	1994,9	2124,5	2249,9	2366,9	2478,1
Тариф на ТЭ без тарифа ПФ	руб/ Гкал	109,5	89,9	93,2	96,4	106,5	117,3	129,1	140,7	152,6	165,2	177,9	189,4	200,6	211,0	221,0
Тариф +ИНТ	руб/ Гкал	109,5	109,9	128,9	143,3	158,4	174,5	192,0	209,2	227,0	245,6	254,5	236,1	200,6	211,0	221,0

Показатель	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ)	руб/ Гкал	0	20	35,74	46,96	51,89	57,18	62,9	68,56	74,38	80,48	76,68	46,66	0	0	0
То же, в %	%	0%	22%	38%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	43%	25%	0%	0%	0%
Отпуск ТЭ по годам (прогноз)	тыс. Гкал/год	2091	1712	2207	2252	2336	2379	2422	2464	2507	2550	2600	2650	2699	2749	2799
Доля в отпуске ТЭ ПФ	%	98,42%	77,20%	98,42%	98,42%	98,42%	98,42%	98,42%	98,42%	98,42%	98,42%	98,42%	98,42%	98,42%	98,42%	98,42%
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Пенза с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	718,30	762,87	800,71	822,21	907,84	995,83	1090,56	1183,66	1279,02	1378,44	1484,03	1579,94	1672,58	1758,97	1841,06
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Пенза на ТЭ + ИНТ с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	718,30	800,30	873,14	914,76	1013,18	1111,36	1210,69	1314,05	1419,91	1478,12	1563,15	1614,13	1672,58	1758,97	1841,06
Доля в средневзвешенной инвестиционной надбавке к средневзвешенному тарифу по МО г. Пенза с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	0,01	37,43	72,43	92,54	105,34	115,53	120,13	130,39	140,89	99,67	79,12	34,20	0,00	0,00	0,00
То же, в %	%	0,0%	4,9%	9,0%	11,3%	11,6%	11,6%	11,0%	11,0%	11,0%	7,2%	5,3%	2,2%	0,0%	0,0%	0,0%

Таблица 5.6

Наименование	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ООО «СКМ Энергосервис»																
Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	1183	1227	1269	1402	1545	1699	1852	2010	2175	2342	2494	2642	2779	2909	3311
перекладки тепловых сетей котельной «Западная»																
Тариф +ИНТ	руб/ Гкал	1183	1277	1361	1537	1714	1885	2057	2233	2417	2604	2707	2798	2875	2973	3311
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ)	руб/ Гкал		50	92	135	169	186	205	223	242	262	213	156	96	64	0
То же, в %	%	0%	4%	7%	10%	11%	11%	11%	11%	11%	11%	9%	6%	3%	2%	0%
модернизация оборудования котельной «Западная»																
Тариф +ИНТ	руб/ Гкал	1183	1227	1299	1463	1642	1836	2003	2175	2354	2485	2608	2724	2826	2918	3311
Разница между тарифом на ТЭ и тарифом на ТЭ + ИНТ	руб/ Гкал			30	61	97	137	151	165	179	143	114	82	47	9	0
То же, в %	%	0,00%	0,00%	2,36%	4,35%	6,28%	8,06%	8,15%	8,21%	8,23%	6,11%	4,57%	3,10%	1,69%	0,31%	0,00%
Тариф на ТЭ + ИНТ от двух мероприятий	руб/ Гкал	1183,0	1277,0	1391,0	1598,0	1811,0	2022,0	2208,0	2398,0	2596,0	2747,0	2821,0	2880,0	2922,0	2982,0	3311,0
Отпуск ТЭ по годам (прогноз)	тыс. Гкал/год	133,1	143,8	150,8	158,2	165,1	167,6	170,0	172,4	174,8	177,3	179,3	181,3	183,3	185,3	187,3
Доля в отпуске ТЭ по предприятию	%	4,8%	5,0%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	5,2%	5,2%	5,1%	5,1%	5,1%	5,0%	5,0%	4,9%	4,9%
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Пенза с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	56,8	61,5	65,5	73,9	81,8	89,3	96,5	104,0	111,7	119,4	126,1	132,5	138,2	143,6	162,2
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Пенза на ТЭ + ИНТ с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	56,8	64,0	71,8	84,2	95,9	106,2	115,1	124,0	133,3	140,0	142,6	144,4	145,4	147,2	162,2
Доля в средневзвешенной инвестиционной надбавке к средневзвешенному тарифу по МО г. Пенза с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	0,0	2,5	6,3	10,3	14,1	17,0	18,6	20,1	21,6	20,6	16,5	11,9	7,1	3,6	0,0
То же, в %	%	0,0%	4,1%	9,6%	14,0%	17,2%	19,0%	19,2%	19,3%	19,4%	17,3%	13,1%	9,0%	5,1%	2,5%	0,0%

Наименование	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
перекладки тепловых сетей котельной «Южная»																
Тариф +ИНТ	руб/ Гкал	1183,0	1247,0	1310,0	1464,0	1614,0	1699,0	1852,0	2010,0	2175,0	2342,0	2493,0	2642,0	2779,0	2909,0	3311,0
Разница между тарифом на ТЭ и тарифом на ТЭ + ИНТ	руб/ Гкал	0	20	41	62	69	0	0	0	0	0	-1				0
То же, в %	%	0,0%	1,6%	3,2%	4,4%	4,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
модернизация оборудования котельной «Южная»																
Тариф +ИНТ	руб/ Гкал	1183,0	1227,0	1359,0	1585,0	1777,0	1947,0	2075,0	2203,0	2354,0	2485,0	2608,0	2724,0	2826,0	2918,0	3311,0
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ)	руб/ Гкал	0	0	90	183	232	248	223	193	179	143	114	82	47	9	0
То же, в %	%	0%	0%	7%	13%	15%	15%	12%	10%	8%	6%	5%	3%	2%	0%	0%
Тариф на ТЭ + ИНТ от двух мероприятий	руб/ Гкал	1183,0	1247,0	1400,0	1647,0	1846,0	1947,0	2075,0	2203,0	2354,0	2485,0	2607,0	2724,0	2826,0	2918,0	3311,0
Отпуск ТЭ по годам (прогноз)	тыс. Гкал/ год	143,1	145,4	147,1	149,0	151,1	151,7	152,3	152,9	153,5	154,2	163,1	172,0	180,9	189,8	198,7
Доля в отпуске ТЭ по предприятию	%	5,2%	5,1%	5,0%	5,0%	4,8%	4,8%	4,7%	4,6%	4,5%	4,4%	4,6%	4,8%	4,9%	5,1%	5,2%
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Пенза с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	61,1	62,2	63,9	69,5	74,9	80,8	86,5	92,2	98,1	103,8	114,7	125,7	136,4	147,1	172,1
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Пенза на ТЭ + ИНТ с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	61,1	63,2	70,5	81,7	89,4	92,6	96,9	101,1	106,1	110,2	119,9	129,6	138,8	147,6	172,1
Доля в средневзвешенной инвестиционной надбавке к средневзвешенному тарифу по МО г. Пенза с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	0,0	1,0	6,6	12,2	14,6	11,8	10,4	8,9	8,1	6,3	5,2	3,9	2,3	0,5	0,0
То же, в %	%	0,0%	1,6%	10,3%	17,5%	19,5%	14,6%	12,0%	9,6%	8,2%	6,1%	4,5%	3,1%	1,7%	0,3%	0,0%

Таблица 5.7

Показатель	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
ОАО «Энергоснабжающее предприятие»																
Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	1193,0	1281,8	1329,3	1374,4	1518,8	1673,7	1841,0	2006,7	2177,3	2355,8	2537,2	2702,2	2861,6	3010,4	3151,9
<i>перекладки тепловых сетей котельной «ЭСП»</i>																
Тариф +ИНТ	руб/ Гкал	1193,0	1331,8	1381,1	1428,1	1578,0	1739,0	1912,9	2085,0	2262,2	2407,7	2537,2	2702,2	2861,6	3010,4	3151,9
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ)	руб/ Гкал	0	50	51,85	53,61	59,24	65,28	71,81	78,28	84,93	51,89	0	0	0	0	
То же, в %	%	0%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	4%	2%	0%	0%	0%	0%	0%
<i>модернизация оборудования котельной «ЭСП»</i>																
Тариф +ИНТ	руб/ Гкал	1193,0	1281,8	1329,3	1374,4	1628,8	1904,9	2095,4	2284,0	2478,1	2581,3	2680,1	2759,5	2861,6	3085,3	3151,9
Инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ)	руб/ Гкал					110	231,22	254,34	277,23	300,8	225,46	142,82	57,35	0	74,9	
То же, в %	%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	7,2%	13,8%	13,8%	13,8%	13,8%	9,6%	5,6%	2,1%	0,0%	2,5%	0,0%
Тариф на ТЭ с учетом ИНТ от двух мероприятий	руб/ Гкал	1193,0	1331,8	1381,1	1428,1	1688,0	1970,2	2167,2	2362,2	2563,0	2633,2	2680,1	2759,5	2861,6	3085,3	3151,9
Отпуск ТЭ по годам (прогноз)	тыс. Гкал/год	141,1	155,1	171,4	187,5	204,0	208,0	212,0	216,0	220,0	224,0	226,4	228,9	231,4	233,9	236,4
Доля в отпуске ТЭ по городу	%	5,1%	5,4%	5,9%	6,2%	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%	6,5%	6,4%	6,4%	6,3%	6,3%	6,2%	6,2%
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Пенза с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	60,8	69,3	78,0	85,8	99,4	109,1	119,7	130,0	140,6	151,7	162,0	171,1	179,7	187,6	194,9
Доля тарифа организации в средневзвешенном тарифе для конечных потребителей МО г. Пенза на ТЭ + ИНТ с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	60,8	72,0	81,0	89,2	110,4	128,5	140,9	153,1	165,6	169,6	171,1	174,7	179,7	192,2	194,9
Доля в средневзвешенной инвестиционной надбавке к средневзвешенному тарифу по МО г. Пенза с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	0,0	2,7	3,0	3,3	11,1	19,3	21,2	23,0	24,9	17,9	9,1	3,6	0,0	4,7	0,0
То же, в %	%	0,0%	3,9%	3,9%	3,9%	11,1%	17,7%	17,7%	17,7%	17,7%	11,8%	5,6%	2,1%	0,0%	2,5%	0,0%

Таблица 5.8

Показатель	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Прочие источники																
Тариф на тепловую энергию	руб/ Гкал	1096,72	1173,49	1220,43	1257,04	1395,32	1534,85	1688,33	1840,28	2005,91	2166,38	2339,69	2503,47	2653,68	2786,36	2925,68
*Отпуск ТЭ по годам (прогноз)	тыс. Гкал/год	227,2	208,1	211,0	220,2	223,8	245,1	266,4	287,8	309,1	330,4	335,6	340,7	345,9	351,1	356,2
Доля в отпуске ТЭ по городу	%	8,2%	7,3%	7,2%	7,3%	7,2%	7,7%	8,2%	8,6%	9,1%	9,5%	9,5%	9,4%	9,4%	9,4%	9,3%
Доля в средневзвешенной инвестиционной надбавке к средневзвешенному тарифу по МО г. Пенза с учетом доли в отпуске ТЭ	руб/ Гкал	90,0	85,1	88,1	92,2	100,2	118,0	137,9	158,9	182,1	205,9	221,4	236,0	249,1	260,6	272,7

Таблица 5.9

Показатель	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Расчет средневзвешенного тарифа и величины инвестиционной надбавки к тарифу по МО г. Пенза																
Отпуск ТЭ по годам (прогноз)	тыс. Гкал/год	2769,2	2870,0	2922,9	3003,1	3117,3	3189,2	3261,2	3333,2	3405,2	3477,1	3546,2	3615,2	3684,3	3753,3	3822,3
Средневзвешенный тариф на ТЭ по МО г. Пенза	руб/ Гкал	930,2	979,4	1030,6	1069,7	1182,3	1303,7	1434,6	1564,8	1699,8	1839,9	1982,1	2112,7	2237,9	2354,3	2480,8
Средневзвешенный тариф на ТЭ + Средневзвешенная ИНТ по МО г. Пенза	руб/ Гкал	930,2	1020,5	1112,7	1177,8	1313,3	1450,4	1586,4	1727,0	1873,7	1963,7	2075,6	2154,4	2240,2	2359,4	2480,8
Средневзвешенная инвестиционная надбавка к тарифу (ИНТ) по МО г. Пенза	руб/ Гкал	0,0	41,1	82,1	108,0	131,0	146,7	151,7	162,3	173,9	123,9	93,4	41,7	2,3	5,1	0,0
То же, в %	%	0,0%	4,2%	8,0%	10,1%	11,1%	11,2%	10,6%	10,4%	10,2%	6,7%	4,7%	2,0%	0,1%	0,2%	0,0%

*Суммарные данные по малым котельным МО г. Пенза, в том числе прочим котельным ООО "СКМ Энергосервис" (с учётом строительства новой котельной), на которых не будут проводиться мероприятия за счет инвестиционной надбавки к тарифу на тепловую энергию

Таблица 5.10

Теплоснабжающие организации	Ед. изм.	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Величины надбавки к тарифу по организациям, претендующим на увеличение тарифа для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников																
Пензенский филиал ОАО «ТГК-6» + МКП «Теплоснабжение г. Пенза»	руб/ Гкал	0,01	37,43	72,43	92,54	105,34	115,53	120,13	130,39	140,89	99,67	79,12	34,20	0,00	0,00	0,00
ООО «СКМ Энергосервис»	руб/ Гкал	0,00	1,01	6,59	12,15	14,59	11,79	10,41	8,85	8,07	6,34	5,20	3,90	2,31	0,46	0,00
ОАО «Энергоснабжающее предприятие»	руб/ Гкал	0,00	2,70	3,04	3,35	11,07	19,33	21,20	23,03	24,92	17,86	9,12	3,63	0,00	4,67	0,00
Прочие источники	руб/ Гкал	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ИТОГО	руб/ Гкал	0,01	41,14	82,06	108,04	131,00	146,66	151,74	162,28	173,88	123,88	93,44	41,73	2,31	5,12	0,00

5.4. Расчет средней стоимости технического подключения к источнику тепловой энергии по МО г. Пенза на период 2013 – 2027 гг.

Плата за подключение к тепловым сетям может взиматься после утверждения Схемы теплоснабжения, инвестиционной программы создания (реконструкции) сетей теплоснабжения г. Пензы и тарифа за подключение в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 при заключении договора о подключении.

В соответствии с пп. 3, 4 «Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«3. Регулируемые цены (тарифы) на товары и услуги в сфере теплоснабжения устанавливаются в отношении каждой регулируемой организации и в отношении каждого регулируемого вида деятельности.

4. К регулируемым ценам (тарифам) на товары и услуги в сфере теплоснабжения относятся:

г) плата за подключение к системе теплоснабжения».

Дополнительный доход, полученный при реализации мероприятий по подключению дополнительных мощностей от присоединения новых потребителей к тепловым сетям рассчитывается в соответствии с разделом «V. Определение платы за подключение» Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 «О ценообразовании в сфере теплоснабжения»:

«110. В размер платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, включаются средства для компенсации регулируемой организации:

а) расходов на проведение мероприятий по подключению объекта капитального строительства потребителя, в том числе - застройщика;

б) расходов на создание (реконструкцию) тепловых сетей от существующих тепловых сетей или источников тепловой энергии до точки подключения объекта капитального строительства потребителя, рассчитанных в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции) соответствующих тепловых сетей;

в) расходов на создание (реконструкцию) источников тепловой энергии и (или) развитие существующих источников тепловой энергии и (или) тепловых сетей, необходимых для создания технической возможности такого подключения, в том числе в соответствии со сметной стоимостью создания (реконструкции, модернизации) соответствующих тепловых сетей и источников тепловой энергии;

г) налога на прибыль, определяемого в соответствии с налоговым законодательством.

111. Стоимость мероприятий, включаемых в состав платы за подключение, устанавливаемой в индивидуальном порядке, не превышает укрупненные сметные нормативы для объектов непромышленной сферы и инженерной инфраструктуры».

В соответствии с нормами Постановления Правительства РФ от 22.10.12г. N 1075 и с расчетами, приведенными в разделах 4.2.5, 4.2.6, 4.3.6, 4.3.9, 4.3.11, 4.4.1, 4.4.4. настоящего отчета была определена плата за техническое подключение к источникам теплоснабжения МО г. Пенза.

Данные о плате за присоединение по каждому источнику теплоснабжения приведены в таблицах №№ 5.11, 5.12, 5.13.

Данные приведены без учета НДС.

На основании приведенных данных:

Средний размер платы за подключение по Пензенскому филиалу ОАО «ТГК-6» составляет **3 242,15** тыс. руб. без учета НДС за 1 Гкал за период 2013 – 2027 гг.

Средний размер платы за подключение по ООО «СКМ-Энергосервис» составляет **2530,78** тыс. руб. без учета НДС за 1 Гкал за период 2013 – 2027 гг.

Средний размер платы за подключение по ОАО «ЭСП» составляет **8 527,43** тыс. руб. без учета НДС за 1 Гкал за период 2013 – 2027 гг.

Таблица 5.11

Наименование	2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 - 2022		2023 - 2027	
	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч
Пензенский филиал ОАО "ТГК-6"														
4.2.5.	2234,15	9,52	2536,02	8,89	3338,86	7,09	2199,66	11,30	2846,12	9,17	2809,70	57,05	2345,64	79,99
4.2.6.	6621,14	21,56	4800,16	19,99										
в среднем по году	5277,38		4103,20		3338,86		2199,66		2846,12		2809,70		2345,64	
в среднем за период 2013 - 2027 гг.	3 242,15													

Таблица 5.12

Наименование	2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 - 2022		2023 - 2027	
	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч
ООО "СКМ-энергосервис"														
4.3.6.					665,32	16,82								
4.3.9.			3 642,88	1,13	2 402,65	12,7					2 399,28	1,18	11 981,92	3,7
4.3.11.					2 434,75	31,93								
в среднем по году			3642,88	1,13	1943,79	61,45					2399,28	1,18	11981,92	3,70
в среднем за период 2013 - 2027 гг.	2530,78													

Таблица 5.13

Наименование	2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.		2018 - 2022		2023 - 2027	
	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч	Стоимость подкл. 1 Гкал/ч	Перспективная тепловая нагр., Гкал/ч
ОАО «ЭСП»														
4.4.1.			4 940,05	37,66										
4.4.4.											45 041,10	3,70		
в среднем по году			4 940,05								45 041,10			
в среднем за период 2013 - 2027 гг.	8 527,43													

6. Выводы

В табл. 5.10 приведены сводные данные по организациям, претендующим на увеличение тарифа для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников величины средневзвешенной надбавки к тарифу по годам.

Данные о величинах надбавки к тарифу по организациям, претендующим на увеличение тарифа для реализации мероприятий по модернизации тепловых сетей и тепловых источников, объединены в табл. 5.10, и отражены на рис. 6.1.

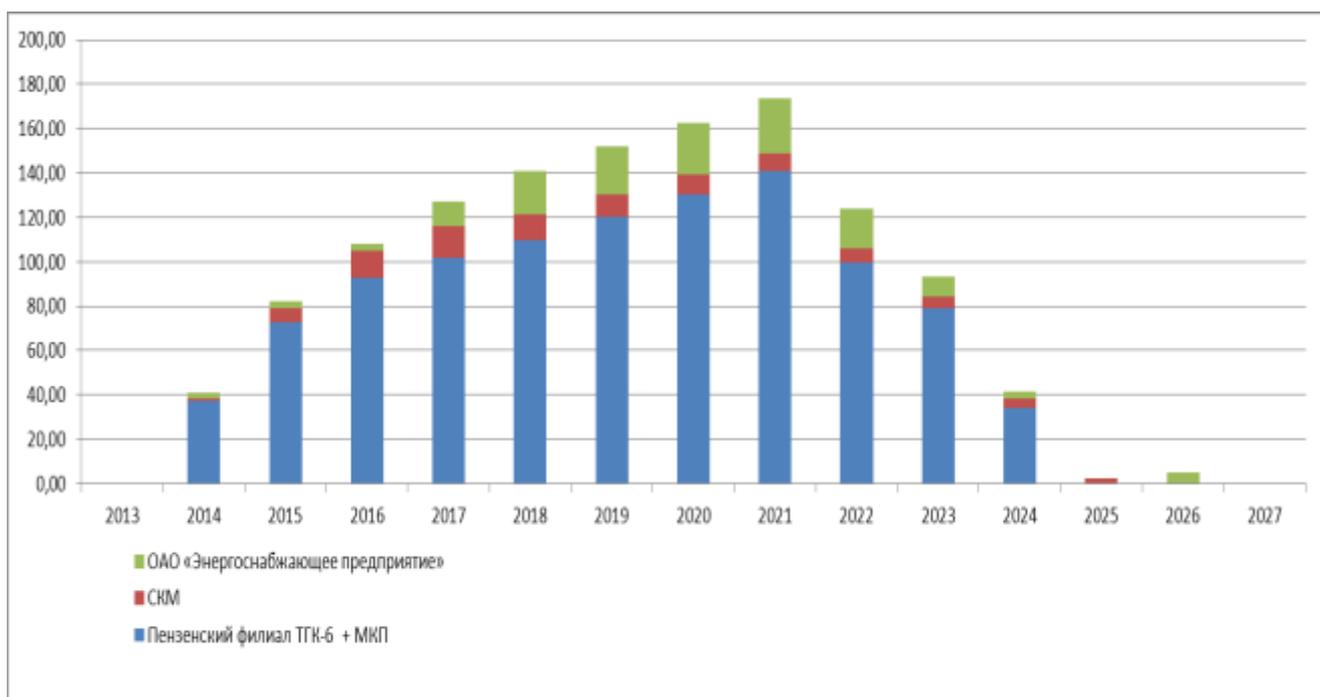


Рис. 6.1. Процентное соотношение величин надбавки к тарифу

Основная часть существующих магистральных трубопроводов тепловых сетей г. Пенза 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 и сетей ГВС.

Большая доля (около 92 %) запланированных мероприятий приходится на перекладку существующих тепловых сетей и сетей ГВС

Стоимость мероприятий по модернизации тепловых сетей теплоснабжения составит для МО г. Пенза за расчетный период 2013 – 2027 гг. в ценах 2012 г. **4 602,48 млн. руб.**

Стоимость мероприятий по модернизации тепловых сетей и источников теплоснабжения для МО г. Пенза за расчетный период 2013 – 2027 гг. с учетом индексов МЭР, составит **6 112,84 млн. руб.**

Стоимость мероприятий по модернизации источников теплоснабжения составит для МО г. Пенза за расчетный период 2013 – 2027 гг. в ценах 2012 г. составит **397,49 млн. руб.**

Стоимость мероприятий по модернизации источников теплоснабжения для МО г. Пен-за за расчетный период 2013 – 2027 гг. с учетом индексов МЭР, составит **518,50** млн. руб.

Стоимость прочих мероприятий за расчетный период 2013 – 2027 гг. в ценах 2012 г. составит **8,54** млн. руб.

Стоимость прочих мероприятий за расчетный период 2013 – 2027 гг. с учетом индексов МЭР, составит **9,5** млн. руб.

Структура затрат на проведение запланированных мероприятий представлена на рис. 6.2.

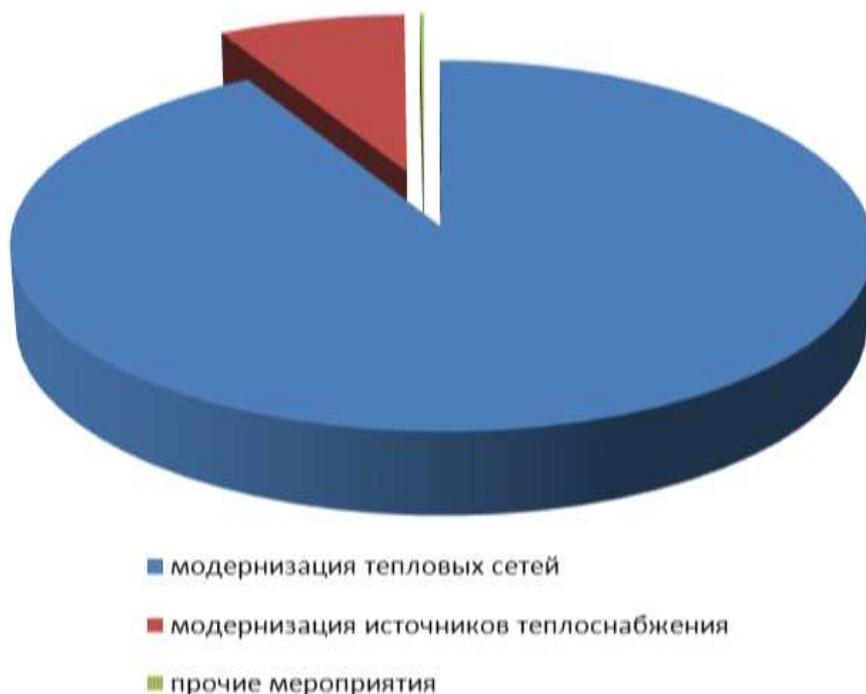


Рис. 6.2. Структура затрат на проведение мероприятий

Благодаря проведенным мероприятиям потери тепловой энергии сократятся в течение расчетного периода 2013 – 2027 гг.

Динамика роста прогнозируемых потерь тепловой энергии в тепловых сетях без реализации мероприятий и с реализацией мероприятий отображена на рис. 6.3.

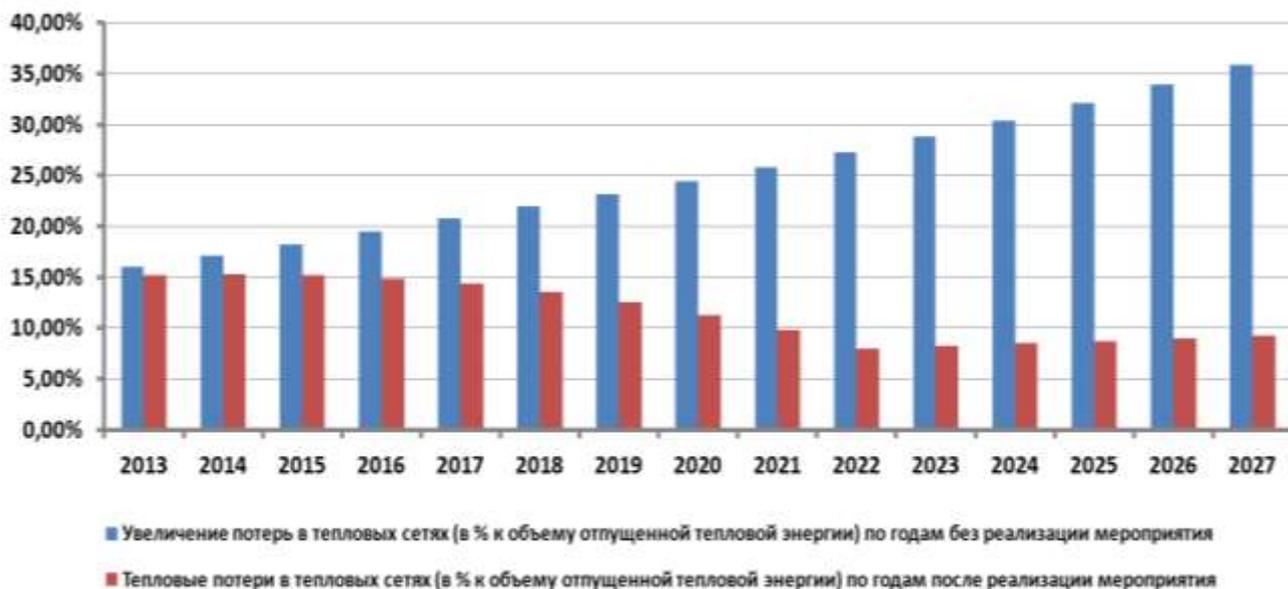


Рис. 6.3. Прогнозируемые потери тепловой энергии в тепловых сетях без реализации мероприятий и с реализацией мероприятий

Необходимо отметить, что инвестиционная надбавка **не является единственным источником финансирования запланированных мероприятий**: так, по перекладкам тепловых сетей Пензенским филиалом ОАО «ТГК-6», около 32% затрат погашаются за счет ИНТ; 22% - за счет амортизации введенных в результате мероприятия основных средств; 46% - за счет прибыли предприятия и экономии тепловой энергии, полученных в результате реализации мероприятий.

Структура дохода (NPV), погашающего затраты по проведению мероприятий приведена на рис. 6.4.



Рис. 6.4. Структура дохода (NPV), погашающего затраты по проведению мероприятий

Основные принципы регулирования тарифов на тепловую энергию изложены в ст. 3 Федерального закона от 27.07.10 г. N 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, N 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, N 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. N 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 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. N 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».

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. N 325 "Об утверждении порядка определения нормативов технологических потерь при передаче тепловой энергии, теплоносителя"
6. Приказ Министерства регионального развития РФ от 23 августа 2010 г. N 378 "Об утверждении методических указаний по расчету предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги"
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.02.2012г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения».
8. Постановление Правительства РФ от 13.02.2006 г. № 83 «Правила определения и предоставления технических условий подключения объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения»
9. Постановление Правительства РФ от 16.04.2012 № 307 «О ценообразовании в теплоэнергетике»
10. Методические рекомендации по разработке схем теплоснабжения. Утв. Приказом № 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. N 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. N 228-э).
14. РД 153-34.1-09.321-2002. «Методика экспресс-оценки экономической эффективности энергосберегающих мероприятий на ТЭС»
15. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (утв. Минэкономики РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. N 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. Техничко-экономические показатели теплоизолированных труб для тепловых сетей бесканальной прокладки.