

Федеральное агентство по образованию  
Государственное образовательное учреждение  
высшего профессионального образования  
Владимирский государственный университет

Кафедра теплогазоснабжения,  
вентиляции и гидравлики

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМУ ОБОСНОВАНИЮ  
ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА ПО ДИСЦИПЛИНЕ  
«ЭКОНОМИКА ОТРАСЛИ»

Составители  
Р. Н. РУМЯНЦЕВА  
В. М. МЕЛЬНИКОВ  
В. В. ШЕРШНЕВ

Владимир 2009

УДК 696.2(07)+697(07)

ББК 65.31я2

М54

Рецензент

Кандидат экономических наук, доцент  
кафедры экономики Владимирского государственного  
гуманитарного университета

*И. Н. Новокупова*

Печатается по решению редакционного совета  
Владимирского государственного университета

М54      **Методические** указания по технико-экономическому обоснованию дипломного проекта по дисциплине «Экономика отрасли» / Владим. гос. ун-т ; сост. : Р. Н. Румянцева, В. М. Мельников, В. В. Шершнеv. – Владимир : Изд-во Владим. гос. ун-та, 2009. – 52 с.

Содержат указания для выполнения экономического раздела дипломного проекта.

Предназначены для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности 270109 – теплогазоснабжение и вентиляция.

Табл. 20. Библиогр.: 6 назв.

УДК 696.2(07)+697(07)

ББК 65.31я2

## ВВЕДЕНИЕ

Каждое предприятие в процессе своего функционирования не может обойтись без инвестиционной деятельности, выраженной в той или иной форме. Наиболее характерными видами инвестиционной деятельности в сфере производства являются новое строительство, реконструкция, техническое перевооружение, расширение производства и т.д.

Принятие решения по инвестированию всегда связано с риском. Поэтому прежде чем приступить к осуществлению капитальных вложений, необходимо ответить на ряд вопросов:

Окупится ли данный инвестиционный проект?

Какой вариант проекта экономически более выгодный?

Какой доход принесет реконструкция производства?

Будет ли эффективно расширение производственных мощностей?

Неверно принятое решение может привести к значительным убыткам или даже банкротству предприятия (фирмы). Уменьшению вероятности принятия таких решений способствует оценка экономической эффективности капитальных вложений, которая позволяет выбрать наилучший, наиболее выгодный для предприятия вариант строительства, реконструкции и т.д.

# 1. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ

## 1.1. Классификация методов

Основой процесса принятия решения об эффективности или неэффективности капитальных вложений являются оценка и сравнение предполагаемых затрат и будущих доходов. В зависимости от подхода к оценке затрат и результатов инвестиционного проекта все методы можно разделить на две группы:

- простые, основанные на усредненных экономических показателях;
- интегральные, основанные на дисконтированных (приведенных) экономических показателях.

В первую группу обычно включают следующие методы расчета:

- \* простого срока окупаемости капитальных вложений;
- \* коэффициента эффективности инвестиций.

Ко второй группе относят следующие методы расчета:

- \* чистого дисконтированного дохода;
- \* индекса прибыльности инвестиции;
- \* внутренней нормы доходности инвестиций;
- \* дисконтированного срока окупаемости капитальных вложений;
- \* совокупных дисконтированных затрат.

Среди методов первой группы наиболее популярен метод расчета простого срока окупаемости инвестиций (хотя он имеет многие недостатки).

Во второй группе методов первые три связаны между собой простыми математическими зависимостями, при этом метод расчета чистого дисконтированного дохода, как правило, считают основным методом, а остальные два его дополняют. Поэтому из всех вышеперечисленных методов мы рассмотрим только четыре, использование которых вполне достаточно для оценки эффективности капитальных вложений в дипломном проектировании.

## 1.2. Метод определения простого срока окупаемости капитальных вложений

Этот метод - один из самых распространенных в мировой и особенно в отечественной практике. Он основан на определении периода (срока) времени, который потребуется для возмещения (возврата) суммы первоначальных капитальных затрат.

Существуют два срока окупаемости инвестиций: простой и дисконтированный. В большинстве случаев рассчитывают простой срок окупаемости инвестиций (слово «простой» при этом часто опускают).

Алгоритм расчета простого срока окупаемости зависит от равномерности распределения прогнозируемых доходов от вложенного капитала. Если ежегодные поступления денежных средств, т. е. доходы и текущие затраты, исчисляются равными суммами, то срок окупаемости капитальных вложений рассчитывается по формуле

$$T_p = \frac{K_{inv}}{\Pi} \quad (1.1)$$

где  $T_p$  - срок окупаемости капитальных вложений, лет;  $K_{inv}$  - первоначальные капитальные затраты, руб.;  $\Pi$  - среднегодовая прибыль от инвестиционного проекта (в случае строительства нового предприятия) или экономия издержек производства, ежегодный экономический эффект (в случае реконструкции производства), руб. /год.

Если прибыль распределена по годам неравномерно, то срок окупаемости рассчитывается прямым подсчетом числа лет, в течение которых вложенный капитал будет возмещен (возвращен) суммированным (кумулятивным) доходом. В этом случае срок окупаемости будет равен периоду времени, по истечении которого нарастающая сумма денежных поступлений превысит сумму вложенных средств, т.е.  $T_p = t$ , при котором  $\sum \Pi_t > K_{inv}$ .

**Пример 1.1.** Предприятие проводит реконструкцию системы водоснабжения, при этом капитальные затраты равны 600 тыс. руб., а экономический эффект составляет, тыс. руб.:

- в 1-й год - 100;
- 2-й год - 150;
- 3-й год - 200;

4-й год - 300;

5-й год - 350.

Легко подсчитать, что в этом случае кумулятивная сумма денежных поступлений за 3 года меньше величины капитальных затрат, а за 4 года - больше. Чтобы определить точный срок окупаемости инвестиции нужно:

1. Найти кумулятивную сумму денежных поступлений за целое число лет, при котором такая сумма окажется наиболее близкой к величине инвестиций, но меньше её (в нашем примере это 3 года, так как сумма за 4 года больше величины инвестиций).

2. Определить, какая часть суммы капитальных затрат осталась еще не возмещенной денежными поступлениями (в нашем примере это 150 тыс. руб.;  $[600 - (100 + 150 + 200)]$ ).

3. Поделить этот невозмещенный остаток суммы капитальных затрат на величину денежных поступлений за следующий год (в нашем примере  $150/300 = 0,5$ ).

В итоге общий срок окупаемости:  $3 + 0,5 = 3,5$  года.

После расчета срока окупаемости инвестиций необходимо сделать вывод об экономической целесообразности данного проекта.

Для этого нужно сравнить расчетный срок окупаемости с допустимым («устраивающим» данное предприятие) сроком окупаемости капитальных вложений, который в большинстве случаев принимают  $T_{\text{доп}} = 2 - 3$  года.

Если  $T_p < T_{\text{доп}}$ , то проект считается экономически выгодным, в противном случае - невыгодным.

Основным достоинством данного метода является его простота, однако, имеется и ряд недостатков.

Во-первых, не учитывается изменение стоимости денег во времени. Очевидно, что «сегодняшняя» прибыль в 100 тыс. руб. (полученная в этом году) не равна «завтрашней» прибыли в 100 тыс. руб. (полученной в следующем году).

Во-вторых, не учитывается влияние доходов последних периодов. Срок действия инвестиционного проекта, как правило, не заканчивается периодом окупаемости инвестиций, а значит, все доходы, полученные после наступления срока окупаемости, в расчете игнорируются.

### 1.3. Метод расчета дисконтированного срока окупаемости капитальных вложений

В этом случае все денежные потоки дисконтируются (приводятся) к расчетному году (тем самым снимается первый из указанных выше недостатков). В этих целях в формулу для определения срока окупаемости капитальных затрат вводится ставка дисконтирования  $R$ , которую можно определить по формуле (в долях):

$$R = \frac{r_c + dr + A}{100}, \quad (1.2)$$

где  $r_c$  - банковский процент по долгосрочным вкладам, %;  $dr$  - расчетный прирост численного значения норматива дисконтирования, учитывающий возможное недополучение ожидаемого эффекта в полном размере (для объектов с традиционными техническими решениями ( $dr = 2 - 3\%$ , а для объектов, внедряющих новую технику,  $dr = 3 - 10\%$  [2]);  $A$  - ожидаемый годовой темп инфляции, %.

Расчетная формула для дисконтированного срока окупаемости  $T_d$  выглядит следующим образом:

$$\sum_{t=1}^{T_d} \frac{\Pi_t}{(1+R)^t} = K_{inv}, \quad (1.3)$$

где  $K_{inv}$  - первоначальные капитальные вложения, руб.;  $\Pi_t$  - поступления денежных средств (чистая прибыль + амортизация) в текущем году  $t$ , руб.:

$$\Pi_t = P_t \left(1 - \frac{H_t}{100}\right) + \frac{a}{100} K_{inv}, \quad (1.4)$$

где  $P_t$  - экономический эффект от инвестиционного проекта в рассматриваемом году  $t$  (балансовая прибыль предприятия), руб./год;  $H_t$  - ставка налога на прибыль, %;  $a$  - средняя норма амортизации, %.

Величина  $T_d$  определяется из формулы (1.3) путем последовательного суммирования членов конечного ряда величин дисконтированных доходов (пока данная сумма не превысит  $K_{inv}$ ).

Данный метод оценки эффективности капитальных вложений применяется в тех случаях, когда фирма при использовании инвестиций ставит целью не общую прибыльность проекта, а возможно быстрый возврат затраченных на него средств.

Критерий эффективности капитальных вложений в данном методе аналогичен предыдущему:  $T_d < T_{доп}$ .

## 1.4. Метод расчета чистого дисконтированного дохода

Метод расчета чистого дисконтированного дохода основан на сопоставлении величины первоначальных инвестиций с общей суммой дисконтированных денежных поступлений, предполагаемых в течение прогнозируемого срока использования инвестиций. Все денежные потоки при этом дисконтируются (приводятся) к одному временному периоду (расчетному году) с помощью коэффициента дисконтирования.

Чистые денежные поступления определяются как разница между планируемыми результатами от инвестиций и планируемыми расходами на них.

Если инвестиции осуществляются «одномоментно», то чистый дисконтированный доход  $NPV$  (Net Present Value) рассчитывается по формуле

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_c} \frac{\Pi_t}{(1+R)^t} - K_{inv}, \quad (1.5)$$

где  $T_c$  - предполагаемый срок службы оборудования, лет.

Если  $NPV > 0$ , то проект следует принять (по крайней мере, для дальнейшего рассмотрения); в случае  $NPV < 0$  проект следует отвергнуть. При сравнении двух и более вариантов критерием оптимальности является максимум  $NPV$ .

В доходной части денежных потоков  $\Pi_t$  необходимо учесть все возможные поступления денежных средств, в том числе ликвидационную стоимость оборудования.

Если инвестиции осуществляются в течение ряда лет, необходимо финансовые средства привести (дисконтировать) к расчетному году по формуле, аналогичной (1.5). Тогда формула для расчета  $NPV$  примет следующий вид:

$$NPV = \sum_{t=1}^{T_c} \frac{\Pi_t}{(1+R)^t} - \sum_{t=1}^{T_{inv}} \frac{K_t}{(1+R)^t}, \quad (1.6)$$

где  $T_{inv}$  - конечный год капитальных вложений;  $K_t$  - капитальные затраты в текущем году  $t$ , руб.

**Пример 1.2.** Финансовая компания покупает завод по производству оборудования для доочистки питьевой воды. Стоимость завода составляет 10 млн руб. Кроме того, расчеты показывают, что для модернизации этого предприятия потребуются (в первый год) дополнитель-

ные затраты в сумме 5 млн руб. В последующие 4 года этот завод будет обеспечивать денежные поступления в сумме 3,5 млн руб./год. Затем компания планирует продать завод по остаточной стоимости, которая по расчетам составит 8 млн руб.

Является ли покупка завода выгодной для компании, если ставка дисконтирования  $R$  в указанный временной период составляет 10 % годовых?

Расчет проводится по формуле (1.5)

$$NPV = -10,0 - \frac{5,0}{(1+0,1)^1} + \frac{3,5}{(1+0,1)^2} + \frac{3,5}{(1+0,1)^3} + \frac{3,5}{(1+0,1)^4} + \frac{3,5}{(1+0,1)^5} =$$

= 0,5 млн руб.

Таким образом, проект позволяет увеличить экономический потенциал финансовой компании на 0,5 млн руб., следовательно, его считают прибыльным.

Достоинствами показателя  $NPV$  являются учет дисконтированных денежных поступлений и расходов в течение всего срока действия инвестиционного проекта; свойство аддитивности, т. е. возможность суммировать показатели  $NPV$  различных проектов.

### **1.5. Метод расчета совокупных дисконтированных затрат (метод затратной эффективности)**

При сравнении двух и более альтернативных инвестиционных проектов нередко встречается случай, когда инвестиции не сопровождаются (по крайней мере непосредственно) денежными поступлениями. Особенно часто это бывает, когда речь идет о реконструкции отдельных технологических установок (линий), при выборе технологических схем и типов отдельных установок или приборов (например при выборе типа осветительного прибора, типа системы отопления, системы кондиционирования воздуха, вентиляции и т. п.).

Основным критерием в таких случаях является минимум совокупных дисконтированных затрат на данный проект за расчетный период, руб.

$$Z_s = \sum_{t=1}^{T_c} \frac{K_t + S_t}{(1+R)^t} \rightarrow \min, \quad (1.7)$$

где  $T_c$  - предполагаемый срок службы оборудования, лет;  $S_t$  - текущие затраты (издержки производства) в текущем году  $t$ , руб.

Если инвестиции осуществляются «одномоментно», то формула (1.7) несколько упрощается

$$Z_s = K_{inv} + \sum_{t=1}^{T_c} \frac{S_t}{(1+R)^t}. \quad (1.8)$$

**Пример 1.3.** АО «Заря» решает вопрос о том, какую систему доочистки питьевой воды следует включить в проект реконструкции предприятия. Реконструкцию планируется провести в течение полугода, затраты на неё по расчетам составят: для системы «Фаворит» - 140 тыс. руб., для системы «Альма» - 80 тыс. руб. Ежегодные текущие затраты при использовании системы «Фаворит» равны 30 тыс. руб., для системы «Альма» - 50 тыс. руб. Срок службы обеих систем равен 7 годам. Ставка дисконта равна 10 %.

Проект реконструкции системы доочистки питьевой воды носит явно некоммерческий характер, поэтому критерием эффективности инвестиций следует считать совокупные дисконтированные затраты.

Для системы «Фаворит»:

$$\begin{aligned} Z_s = & 140 + \frac{30}{(1+0,1)^1} + \frac{30}{(1+0,1)^2} + \frac{30}{(1+0,1)^3} + \frac{30}{(1+0,1)^4} + \\ & + \frac{30}{(1+0,1)^5} + \frac{30}{(1+0,1)^6} + \frac{30}{(1+0,1)^7} = 286 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Для системы «Альма»:

$$\begin{aligned} Z_s = & 80 + \frac{50}{(1+0,1)^1} + \frac{50}{(1+0,1)^2} + \frac{50}{(1+0,1)^3} + \frac{50}{(1+0,1)^4} + \\ & + \frac{50}{(1+0,1)^5} + \frac{50}{(1+0,1)^6} + \frac{50}{(1+0,1)^7} = 323 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Совокупные затраты для системы «Фаворит» составляют меньшую величину, значит данный проект предпочтительнее.

Совокупные затраты можно считать своеобразным заменителем, аналогом широко использовавшихся ранее в российской практике приведенных затрат ( $ПЗ = K \cdot E_H + S$ ).

Следует отметить, что совокупные затраты в отличие от приведенных не считаются универсальным критерием, а используются только в

тех случаях, о которых сказано выше. Этот критерий можно применять также при сравнении проектов, обеспечивающих равные результаты (доходы) по годам расчетного периода, а также в случаях, когда решается вопрос о том, что выгоднее: отремонтировать существующее оборудование или заменить его новым.

## **2. АНАЛИЗ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ПРОЕКТОВ**

### **2.1. Общий подход к выбору наилучшего варианта**

После расчета показателей эффективности инвестиций, определенных различными методами, необходимо обоснованно выбрать наилучший альтернативный проект (или альтернативный вариант проекта).

Предпочтение отдается проектам, имеющим:

- наименьший срок окупаемости -  $T_d$  или  $T_p$ ;
- наибольшее положительное значение чистого дисконтированного дохода -  $NPV$ ;
- минимальные совокупные затраты -  $Z_s$  (для некоммерческих проектов).

Ни один из перечисленных критериев сам по себе не является достаточным для принятия проекта. Решение об инвестировании средств в проект должно приниматься с учетом значений всех перечисленных критериев и интересов всех участников инвестиционного проекта.

Исследования в области финансового анализа показывают, что в сложных противоречивых ситуациях выбора наилучшего проекта предпочтение следует отдавать критерию  $NPV$ .

### **2.2. Сравнительный анализ проектов различной продолжительности**

Результаты оценки эффективности инвестиций могут существенно зависеть от срока жизни инвестиций. Например, фирма может купить подержанные передвижные блок-модули локальной очистки сточных вод, которые прослужат еще 3 - 4 года, либо приобрести новые со сроком службы 8 лет. Как сравнивать такие варианты?

В этом случае предполагают, что каждый проект повторяется неограниченное число раз, и для каждого рекомендуется определить суммарный  $NPV$  бесконечно повторяющегося проекта по формуле

$$NPV_{(j,\infty)} = NPV_{(j)} \frac{(1+R)^i}{(1+R)^i - 1},$$

где  $j$  - номер проекта;  $i$  - срок жизни данного проекта, лет;  $NPV_{(j)}$  - чистый дисконтированный доход данного проекта, тыс. руб.

Из двух сравниваемых проектов предпочтительным считается тот, который имеет большее значение  $NPV_{(j,\infty)}$ .

**Пример.** Рассматриваются два проекта, для которых известны чистый дисконтированный доход и срок действия инвестиций:  $NPV$  для первого и второго проектов составляют соответственно 330 и 440 тыс. руб., срок действия первого проекта 2 года, второго проекта – 3 года.

Какой проект предпочтительнее, если ставка дисконтирования составляет 10 %?

$$\text{Для первого проекта: } NPV_{(1,\infty)} = 330 \frac{(1+R)^2}{(1+R)^2 - 1} = 1,90 \text{ млн руб.}$$

$$\text{Для второго проекта: } NPV_{(2,\infty)} = 440 \frac{(1+R)^3}{(1+R)^3 - 1} = 1,76 \text{ млн руб.}$$

Так как  $NPV_{(1,\infty)} > NPV_{(2,\infty)}$ , первый проект предпочтительнее.

### Пример расчета

#### *Исходные данные*

Промышленное предприятие планирует провести реконструкцию локальных очистных сооружений (ЛОС). Проект реконструкции предусматривает установку системы глубокой доочистки сточных вод с целью использования их в системе оборотного водоснабжения. Сметная стоимость проекта (стоимость оборудования, затраты на монтаж и т.п.) составляет  $K = 800$  тыс. руб.

Необходимо определить экономическую эффективность проекта реконструкции ЛОС. Исходные данные для расчета приведены в таблице.

№ п/п	Показатель	Обозначение	Единица измерения	Численное значение
1	Годовое водопотребление до реконструкции	$Q_1$	м <sup>3</sup> /год	150000
2	Сброс сточных вод в городскую канализацию до реконструкции	$Q_2$	м <sup>3</sup> /год	124500
3	Годовое водопотребление после реконструкции	$Q_3$	м <sup>3</sup> /год	7500
4	Цена 1 м <sup>3</sup> воды (с НДС)	$C_v$	руб./м <sup>3</sup>	3,36
5	Цена за сброс 1 м <sup>3</sup> стоков в городскую канализацию	$C_{ст}$	руб./м <sup>3</sup>	3,68
6	Годовые издержки, связанные с эксплуатацией системы глубокой доочистки	$S_{год}$	руб./год	290000
7	Планируемый срок службы системы глубокой доочистки	$T_c$	Лет	10
8	Ставка дисконтирования	$R$	-	0,19
9	Ставка налога на прибыль	$H_t$	%	35
10	Допустимый срок окупаемости капитальных затрат	$T_{доп}$	Лет	2

### Решение задачи

1. Определяем годовой экономический эффект от эксплуатации системы глубокой доочистки сточных вод:

$$P_t = (Q_1 - Q_3) C_v + Q_2 \cdot C_{ст} - S_{год} =$$

$$= (150000 - 7500) 3,36 + 124500 \cdot 3,68 - 290000 = 646 \text{ тыс. руб./год.}$$

2. Поступления денежных средств за год (чистая прибыль + амортизационные отчисления) определяем с учетом ставки налога на прибыль

$$\Pi_t = P_t \left(1 - \frac{H_t}{100}\right) + \frac{a}{100} K = 646 \left(1 - \frac{35}{100}\right) + \frac{10}{100} 800 = 500 \text{ тыс. руб.};$$

где  $a = 10\%$  - средняя норма амортизации.

3. Определяем простой срок окупаемости капитальных затрат

$$T_p = \frac{K_{inv}}{\Pi_t} = \frac{800}{500} = 1,6 \text{ года.}$$

4. Дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат определяем по формуле (1.3):

$$\sum_{t=1}^{T_d} \frac{500}{(1 + 0,19)^t} = 800 \text{ тыс. руб.}$$

Через два года эксплуатации системы глубокой доочистки сточных вод доход составит:

$$\frac{500}{(1 + 0,19)^1} + \frac{500}{(1 + 0,19)^2} = 773 \text{ тыс. руб.}$$

Оставшиеся невозмещенные капитальные затраты (800 - 773 = 27 тыс. руб.) окупятся в начале третьего года эксплуатации оборудования. Поделив невозмещенный остаток суммы капитальных затрат на величину денежных поступлений за 3-й год, получим:  $27 / \frac{500}{(1 + 0,19)^3} = 0,1$ , т.е.

дисконтированный срок окупаемости капитальных затрат составит  $2 + 0,1 = 2,1$  года.

5. Расчет чистого дисконтированного дохода производим по формуле (1.5):

$$NPV = \sum_{t=1}^{10} \frac{500}{(1 + 0,19)^t} - 800 = \frac{500}{(1 + 0,19)^1} + \frac{500}{(1 + 0,19)^2} + \frac{500}{(1 + 0,19)^3} + \frac{500}{(1 + 0,19)^4} + \dots + \frac{500}{(1 + 0,19)^9} + \frac{500}{(1 + 0,19)^{10}} - 800 = 1344 \text{ тыс. руб.}$$

Вывод об экономической эффективности проекта можно сделать путем сравнения расчетного срока окупаемости капитальных затрат с допустимым. В данном конкретном случае принимается  $T_{\text{доп}} = 2$  годам.

Рассчитанный в данном примере простой срок окупаемости (1,6 года) показывает, что проект выгоден, а дисконтированный срок окупаемости (2,1 года) указывает на недостаточную, с точки зрения предприятия, эффективность данного проекта.

Окончательный вывод об эффективности капитальных вложений будет зависеть от конкретной ситуации. Если предприятию в первую очередь необходим наиболее быстрый возврат вложенных в проект средств (в особенности заемных), то основным критерием в оценке эффективности выступает дисконтированный срок окупаемости. Согласно этому критерию проект должен быть отвергнут (так как  $T_{\text{д}} < T_{\text{доп}}$ ).

Если у предприятия нет других вариантов инвестирования денежных средств и задержка в сроке окупаемости капитальных вложений не повлияет на его финансовое состояние, то согласно критерию  $NPV$  проект может быть принят к осуществлению (так как  $NPV > 0$ ).

### 3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНОЙ НА ГАЗОВОЕ ТОПЛИВО

#### 3.1. Общие сведения

Повышение эффективности капитальных вложений в строительство обеспечивается широким использованием достижений научно-технического прогресса и передового опыта для выявления наиболее целесообразных производственных технологий и средств производства строительного-монтажных работ.

К проекту предъявляются требования, соответствующие его назначению и обуславливающие его пригодность и эффективность в использовании денежных, трудовых и материальных ресурсов как в процессе строительства, так и при последующей эксплуатации объекта, а также требования на соответствие проектных решений строительным нормам и правилам и другим нормативным документам.

Комплексный подход к оценке эффективности проектных решений позволяет выявить наиболее экономичный и целесообразный вариант.

Одним из критериев в оценке экономической целесообразности перевода котельной с жидкого топлива на газообразное является низкая цена газообразного топлива и соответственно более низкие эксплуатационные затраты, а также улучшение экологической ситуации в районе расположения котельной за счёт сокращения вредных выбросов при сжигании природного газа.

В соответствии со СНиП П-35-76\* в проекте должны быть приведены следующие показатели:

- расчётная производительность котельной (с учётом собственных нужд котельной и тепловых потерь в ней), Гкал/ч;
- установленная производительность котельной, тыс. Гкал;
- годовая выработка тепла, тыс. Гкал;
- годовой отпуск тепла потребителям, тыс. Гкал;
- годовое число часов использования установленной производительности, ч;
- годовой расход топлива: натурального, тыс. т (млн м<sup>3</sup>); условного, тыс. т;

- установленная мощность токоприёмников, кВт;
- годовой расход электроэнергии, кВт;
- годовой расход воды, тыс. м<sup>3</sup>;
- численность персонала,  $\frac{\text{чел.}}{\text{Гкал/ч}}$  ;
- удельные показатели на 1 Гкал/ч установленной производительности;
- мощность токоприёмников, кВт;
- удельный расход условного топлива на 1 Гкал/ч отпущенного тепла.

Для расчёта технико-экономических показателей определим годовые расходы тепла и топлива.

Годовой расход тепла на отопление, Гкал/год:

$$Q_{\text{год. от.}} = Q_{\text{от}} \frac{(t_{\text{в}} + t_{\text{н.ср}})}{(t_{\text{в}} - t_{\text{н}})} 24 n,$$

где  $Q_{\text{от}} = 9,226$  Гкал/ч - максимальный часовой расход тепла на отопление;

$n = 217$  сут - продолжительность отопительного периода;

$t_{\text{в}} = 18$  °С - температура внутреннего воздуха отапливаемых помещений;

$t_{\text{н}} = -28$  °С - расчётная наружная температура воздуха для отопительного периода;

$t_{\text{н. ср}} = 4,7$  °С - средняя наружная температура воздуха за отопительный период.

$$Q_{\text{год. от}} = 9,226 \left( \frac{18+4,7}{18+28} \right) 24 \cdot 217 = 23711,14 \text{ Гкал/год.}$$

Годовой расход тепла на горячее водоснабжение, Гкал/год:

$$Q_{\text{год.г.в.}} = n \cdot T \cdot Q_{\text{г.в.}} + (365 - n) \cdot T \cdot Q_{\text{г.в.}} \left( \frac{t_{\text{г.в.}} - t_{\text{в.л}}}{t_{\text{г.в.}} - t_{\text{в.з}}} \right),$$

где  $T = 16$  ч - время работы горячего водоснабжения в сутки, ч;

$t_{\text{г.в.}} = 65$  °С - температура горячей воды;

$t_{\text{в.л}} = 15$  °С - температура холодной воды летом;

$t_{\text{в.з}} = 5$  °С - температура холодной воды в отопительный период;

$Q_{г.в} = 0,204$  Гкал/ч – максимальный часовой расход тепла на горячее водоснабжение.

$$Q_{год. г.в} = 217 \cdot 16 \cdot 0,204 + (365 - 217)16 \cdot 0,204 \left( \frac{65 - 15}{65 - 5} \right) =$$

$$= 1110,848 \text{ Гкал/год.}$$

Годовой расход тепла на покрытие потерь в сетях:

$$Q_{год.п.с.} = Q_{п.с.} \cdot 24 \cdot n = 0,0191 \cdot 24 \cdot 217 = 99,473 \text{ Гкал/год.}$$

Годовой расход тепла на собственные нужды:

$$Q_{год.с.н} = Q_{с.н.} \cdot 24 \cdot n = 0,417 \cdot 24 \cdot 217 = 2171,74 \text{ Гкал/год.}$$

Годовая выработка тепла:

$$Q_{год} = Q_{год.от} + Q_{год.в} + Q_{год.п.с.} + Q_{год.с.н} = 23711,14 + 1110,848 +$$

$$+ 99,473 + 2171,74 = 27093,4, \text{ Гкал/год} = 31504 \text{ МВт.}$$

Годовой отпуск тепла потребителям:

$$Q_{год.отп} = Q_{год.от} + Q_{год.г.в} = 23711,14 + 1110,848 = 24,82 \text{ тыс. Гкал/год.}$$

Годовое число часов использования установленной мощности:

$$m = Q_{год} / Q_{уст} = 27093,4 / 13,59 = 1994 \text{ ч.}$$

Годовой расход топлива (природный газ),  $m^3$ :

$$B_{год} = \frac{3,6 \cdot \alpha \cdot Q_{год} \cdot 10^3}{Q_{н}^p \cdot \eta_{ку}}$$

где  $\alpha = 1,1 \dots 1,2$  - коэффициент запаса топлива;

$Q_{н}^p = 36,5 \text{ МДж/м}^3 = 8,71 \text{ ккал/м}^3$  - низшая теплота сгорания газа;

$\eta_{ку} \approx 0,93$  - КПД котельной.

Расход натурального топлива (газ):

$$B_{год} = \frac{3,6 \cdot 1,1 \cdot 31504 \cdot 10^3}{36,5 \cdot 0,93} = 3,675 \text{ млн м}^3$$

В переводе на условное топливо

$$B_{год} = B_{годг}^н \cdot \mathcal{E}_m = 3,675235 \cdot 1,246 = 4,579342 \text{ тыс. Т.У.Т.}$$

Расход натурального топлива (мазут)

$$B_{год м}^н = \frac{Q_{нг}^p}{Q_{н}^p} B_{год г}^н = \frac{8,71}{9,5 \cdot 10^3} 3,675 \cdot 10^3 = 3,369 \text{ тыс. т,}$$

где  $Q_{н}^p = 9,5 \cdot 10^3 \text{ ккал/т}$  - низшая теплота сгорания мазута.

Удельные показатели на 1 Гкал/ч установленной производительности:

- мощность токоприемников  $N_T/Q_{уст} = 334/13,59 = 24,56$  кВт/(Гкал/ч);

- численность персонала  $M_n/Q_{уст} = 9/13,59 = 0,66$  чел./(Гкал/ч).

Удельный расход топлива на отпускаемую 1 Гкал:

- газа: 
$$\frac{B_{год\ г}^H}{Q_{год.отп}} = \frac{3,675 \cdot 10^6}{24,82 \cdot 10^3} = 143,7 \text{ м}^3/\text{Гкал.}$$

- мазута: 
$$\frac{B_{год\ м}^H}{Q_{год.отп}} = \frac{3,369 \cdot 10^3}{24,82 \cdot 10^3} = 0,132 \text{ т}^3/\text{Гкал.}$$

Все расчётные технико-экономические показатели сводим в таблицу (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Величина	Единица измерения	Результат расчёта
Расчётная производительность котельной (с учётом собственных нужд и тепловых потерь в ней)	МВт	11,474
	Гкал/ч	9,867
Установленная производительность котельной	МВт	15,8
	Гкал/ч	13,59
Годовой отпуск тепла потребителям	тыс. МВт	28,86
	тыс. Гкал/год	24,82
Годовое число часов использования установленной производительности	ч	1994
Годовая выработка тепла	МВт	31,504
	тыс. Гкал/год	27,0934
Годовой расход топлива (мазут)	тыс. т	3,369
Годовой расход топлива (газ): - натурального - условного	млн м <sup>3</sup>	3,675
	тыс. Т.У.Т.	4,579
Установленная мощность токоприёмников	кВт	334

Величина	Единица измерения	Результат расчёта
Удельные показатели на 1 Гкал/ч установленной производительности: - мощность токоприёмников - численность персонала	кВт/(Гкал/ч)	24,56
	чел./Гкал/ч)	0,66
Удельный расход условного топлива на 1 Гкал отпущенного тепла	Т.У.Т./Гкал	0,1702
Удельный расход топлива на отпускаемую 1 Гкал: - газа - мазута	м <sup>3</sup> /Гкал /	143,7
	т/Гкал	0,13177

### 3.2. Расчёт ожидаемого экономического эффекта

Для определения срока окупаемости капитальных вложений при переводе котельной на газовое топливо за счёт экономии на эксплуатационных расходах используется формула

$$T = \frac{K}{\sum C_{\text{год } 2} - \sum C_{\text{год } 1}},$$

где  $K$  - капитальные затраты, тыс. руб.;

$T$  - срок окупаемости в годах (нормативный срок окупаемости  $T \leq 8,4$  года);

$C_{\text{год}}$  - годовые затраты на эксплуатацию для сравниваемых вариантов, тыс. руб.

$K$  капитальным затратам на реконструкцию при переводе котельной на газовое топливо относится сметная стоимость строительно-монтажных работ и оборудования для газоснабжения котельной. Для расчёта используется аналог-смета на реконструкцию котельной ОАО «Петушинская шпульно-катушечная фабрика».

Общая сметная стоимость составляет 3781,4 тыс. руб., в том числе на строительные работы 1620,258, на монтаж оборудования 332,936, стоимость оборудования и инвентаря 1828,203 тыс. руб.

Для сравнительного анализа используем затраты (входящие в общую сметную стоимость) на реконструкцию системы мазутоснаб-

жения при переводе её в резервный режим работы, в том числе на строительные работы 150,073, на оборудование 45,714 тыс. руб.

Годовые эксплуатационные затраты на производство тепловой энергии, тыс. руб./год, складываются из затрат:

- $C_{\text{аморт}}$  - на амортизацию оборудования и строения, которая состоит из затрат на реновацию и капитальный ремонт;
- $C_{\text{тр}}$  - на текущий ремонт оборудования;
- $C_{\text{зп}}$  - на заработную плату персоналу;
- $C_{\text{топ}}$  - на топливо, потребляемое в котельной установке;
- $C_{\text{эл/эн}}$  - на электроэнергию, получаемую из электросетей.

$$\sum C_{\text{год}} = C_{\text{аморт}} + C_{\text{тр}} + C_{\text{зп}} + C_{\text{топ}} + C_{\text{эл/эн}}$$

Для котельных принята норма амортизации в 3,1 - 3,5 % капитальных затрат на их строительство, которая складывается из отчислений на реновацию (1,5 - 1,8 %) и отчислений на капитальный ремонт (1,6 - 1,7 %).

Для сравнительных расчётов в первом приближении можно принять норму амортизации для зданий и сооружений источников теплоснабжения в 3,5 % их стоимости, тыс. руб./год:

$$C_{\text{аморт}}^{\text{зд}} = K \cdot n_{\text{зд}} \cdot 0,035 \text{ тыс. руб./год,}$$

где  $n_{\text{зд}}$  - доля затрат, относящихся к зданиям и их постройке.

Для варианта 1, где используется мазут,  $n_{\text{зд}}$  составляет по смете

$$150,073/3781,4 = 0,0397.$$

Для варианта 2, где используется природный газ,

$$n_{\text{зд}} = \frac{1620,258 - 150,073}{3781,4} = 0,3888.$$

$$C_{\text{аморт}1}^{\text{зд}} = 3781,4 \cdot 0,0397 \cdot 0,035 = 5,252 \text{ тыс. руб.,}$$

$$C_{\text{аморт}2}^{\text{зд}} = 3781,4 \cdot 0,3888 \cdot 0,035 = 51,456 \text{ тыс. руб.}$$

В целях упрощения расчётов затраты на амортизацию основного и вспомогательного оборудования в котельных даны совместно, и в первом приближении можно принять затраты на амортизацию при работе на газе и мазуте равными 6 % стоимости их оборудования

$$C_{\text{аморт}}^{\text{обор}} = K (n_{\text{обор}} + n_{\text{монт}}) 0,06 \text{ тыс. руб.,}$$

Где  $n_{\text{монт}}$ ,  $n_{\text{обор}}$  - доля затрат, относящихся к стоимости оборудования и монтажа;

по смете при работе на мазуте

$$n_{\text{обор}} + n_{\text{монт}} = 45,714/3781,4 = 0,0121;$$

по смете при работе на газе

$$n_{\text{обор}} + n_{\text{монт}} = \frac{332,936 + 1828,203 - 45,714}{3781,4} = 0,5594;$$

$$C_{\text{аморт1}}^{\text{обор}} = 3781,4 \cdot 0,0121 \cdot 0,06 = 2,745 \text{ тыс. руб.}$$

$$C_{\text{аморт2}}^{\text{обор}} = 3781,4 \cdot 0,5594 \cdot 0,06 = 126,92 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на амортизацию источника теплоснабжения составляют:

$$C_{\text{аморт}} = C_{\text{аморт}}^{\text{зд}} + C_{\text{аморт}}^{\text{обор}} \text{ тыс. руб./год};$$

$$C_{\text{аморт1}} = 5,252 + 2,745 = 7,997 \text{ тыс. руб./год},$$

$$C_{\text{аморт2}} = 51,456 + 126,92 = 178,376 \text{ тыс. руб./год}.$$

Затраты на текущие ремонты оборудования и зданий можно для сравнительных расчётов принять равными 20 % затрат на амортизацию

$$C_{\text{тр1}} = 0,2 C_{\text{аморт1}} = 0,2 \cdot 7,997 = 1,6 \text{ тыс. руб.},$$

$$C_{\text{тр2}} = 0,2 C_{\text{аморт2}} = 0,2 \cdot 178,376 = 35,675 \text{ тыс. руб.}$$

Затраты на заработную плату персоналу и расход электроэнергии в расчёт не входят, так как в 1-м и 2-м вариантах они идентичны.

Затраты на топливо, подаваемое в котельную, связаны со стоимостью, определяемой по ценникам, с учётом расходов на транспортировку.

Годовой расход топлива на котельную составляет:

- мазут - 3,369 тыс. т.;

- газ - 3,675 млн м<sup>3</sup>.

Цена на топливо для данного района и реконструируемой котельной составляет:

- 1 т мазута - 3100 руб.;

- 1000 м<sup>3</sup> газа - 2200 руб.

Затраты на топливо составят:

- мазут  $C_{\text{топ1}} = 3100 \cdot 3369 = 10,4439$  млн руб.;

- природный газ  $C_{\text{топ2}} = 2200 \cdot 3675 = 8,085$  млн руб.

Определяем годовые эксплуатационные затраты для двух вариантов

$$\Sigma C_{\text{год}1} = 7,997 + 1,6 + 10443,9 = 10453,5 \text{ тыс. руб.},$$

$$\Sigma C_{\text{год}2} = 178,376 + 35,675 + 8085 = 8299,051 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем срок окупаемости капитальных вложений при переводе котельной на газ

$$T = \frac{K}{\Sigma C_{\text{год}2} - \Sigma C_{\text{год}1}} = \frac{3781,4}{10453,5 - 8299,051} = 1,755 \text{ года}$$

Срок окупаемости ниже нормативного в 4,8 раза.

Расчёты заносим в таблицу (табл. 3.2).

Таблица 3.2

№ п/п	Показатель	Котельная, работающая	
		на мазуте	на природном газе (после реконструкции)
1	$C_{\text{зд}}^{\text{аморт}}$ , тыс. руб.	5,252	51,456
2	$C_{\text{обор}}^{\text{аморт}}$ , тыс. руб.	2,745	126,92
3	$C_{\text{аморт}}$ , тыс. руб.	7,997	178,376
4	$C_{\text{тр}}$ , тыс. руб.	1,6	35,675
5	$C_{\text{топ}}$ , тыс. руб.	10443,9	8085
6	$\Sigma C_{\text{год}}$ , тыс. руб.	10453,5	8299,051
7	T, мес	21,06	

Срок окупаемости 1 год 9 месяцев 2 дня.

#### 4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЯ

Расчет сметной стоимости реконструкции системы теплоснабжения выполнен в текущем уровне цен ресурсно-индексным методом с использованием программного комплекса «БАРС +».

Программный комплекс «БАРС +» (База автоматизированного расчета смет с дополнительными возможностями), разработан в 2001 году и постоянно совершенствуется.

Программный комплекс используется с момента разработки проектными, подрядными организациями и организациями заказчиков для решения вопросов, связанных с ценообразованием, взаимными расчетами и инженерной подготовкой производства строительно-монтажных работ (СМР), а с 2001 года – и региональными центрами по ценообразованию в строительстве для расчета индексов удорожания стоимости СМР и организации рыночных отношений между участниками инвестиционного процесса.

Для составления локальных смет в базисном уровне цен были приняты сборники единых районных единичных расценок, введенных в действие для применения с 1 января 1984 года, и каталог областных базисных единичных расценок на строительные работы с применением местных строительных материалов и изделий с учетом индексации.

Определение текущей стоимости работ выполнено на основании Методических рекомендаций по определению стоимости строительства и свободных цен на строительную продукцию в условиях рыночных отношений Минстроя РФ № БФ - 926/12 от 10.12.1992 года, Методических указаний по определению стоимости строительной продукции на территории РФ МДС 81-1.99 г.

В проекте выполнен расчет локальных смет на установку насосного оборудования и теплообменников, на прокладку наружной тепловой сети. Выполнен объектный сметный расчет и сводный сметный расчет стоимости.

В результате проведенных расчетов по данному объекту, стоимость работ по сводному сметному расчету в текущем уровне цен по состоянию на 1-й квартал 2001 года с учетом НДС составила 3708,544 тыс. руб., возвратных сумм 2,960 тыс. руб.

## **5. РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗДАНИЯ**

### **5.1. Общие положения**

Здание отапливается двумя котельными.

Себестоимость тепловой энергии рассчитана с учетом нагрузки

обеих угольных котельных и перевода одной котельной на газ (проектное решение) при ликвидации второй угольной котельной.

Себестоимость тепловой энергии существующих котельных рассчитана по данным ВФ ООО «Владимиртеплогаз» и МУП «Теплосервис».

Годовой расход топлива, электроэнергии и воды определен расчетом.

Цены на топливно-энергетические ресурсы по состоянию на 01.09.2003 без НДС:

- природный газ - 843,09 руб./тыс. м<sup>3</sup>;
- уголь - 1220 руб./т;
- электроэнергия - 1,2 руб./кВт;
- вода - 9,90 руб./м<sup>3</sup>;
- стоки - 5,90 руб./м<sup>3</sup>.

Стоимость капитальных вложений определяется по смете.

Затраты по статьям и налоги рассчитаны согласно действующим нормативам, а также на основании фактических данных.

## 5.2. Расчет годовых затрат на топливо

Годовой расход тепла на отопление определяется по формуле

$$Q_{от} = Q_{от}^{max} [(t_{вн} - t_{ср})(t_{вн} - t_{н}^6)] 24 n_0 ,$$

где  $Q_{от}^{max}$  - сумма отопительных нагрузок котельных, Гкал/ч;  $t_{вн}$  - температура воздуха внутри отапливаемого здания, °С;  $t_{ср}$  - средняя температура наружного воздуха за отопительный период согласно СНИП  $t_{ср} = -3,5$  °С;  $t_{н}^6$  - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления,  $t_{н}^6 = -28$  °С согласно СНИП;  $n_0$  - продолжительность отопительного периода,  $n_0 = 213$  сут согласно СНИП.

Для существующих котельных суммарная величина  $Q_{от}$  составляет  $Q_{от} = 0,27 [(18 - (-3,5)) (18 - (-28))] 24 \cdot 213 = 645,1$  Гкал/год.

Выработка тепловой энергии  $Q_{выр}$  складывается из отпуска тепловой энергии потребителям, потерь тепловой энергии с утечками и через теплоизоляцию сетей, расхода тепловой энергии на собственные нужды.

Расход на собственные нужды - 2,56 от выработки теплоэнергии.

Расход тепла через изоляцию теплосети 4,7 %.

Отпуск тепла в год составляет:  $Q_{от} = 645,1$  Гкал/год.

Тепловые потери 30,32 Гкал/год.

Расход тепла на собственные нужды 16,52 Гкал/год.

Выработка составит:  $Q_{выр} = 645,1 + 30,32 + 16,52 = 691,94$  Гкал/год.

Удельный расход топлива на 1 Гкал на выработку тепловой энергии определяем по формуле:

– условное топливо:  $V^y = 286$ , кг у.т/Гкал, по данным предприятий;

– натуральное топливо:  $V^h = V^y(7000/Q_n^p)$ , кг/Гкал,

где 7000 ккал/кг у.т - теплота сгорания условного топлива;  $Q_n^p$  - низшая теплота сгорания натурального топлива,  $Q_n^p = 4680$  ккал/кг.

$$b^h = 286 (7000/4680) = 427,78 \text{ кг/Гкал.}$$

Годовой расход топлива на выработку тепловой энергии определяется по формулам:

– для условного  $V^y = Q_{выр} \cdot b^y = 691,94 \cdot 286 = 197,9$  т у.т/год,

– для натурального  $V^h = Q_{выр} \cdot b^h = 691,94 \cdot 427,78 = 296$  т/год.

#### *Для проектируемой котельной*

Из расчета тепла и топлива известно, что реализация (Р) тепловой энергии составляет 1209,3 Гкал/год.

Расход на собственные нужды отсутствует.

Расход тепла через изоляцию теплосети 5 %. Тепловые потери составляют 60,47 Гкал/год. Выработка тепловой энергии, Гкал/год, составит:

$$V = 1209,3 (1 + 0,05) = 1269,8 \text{ Гкал/год.}$$

Удельный расход топлива на 1 Гкал на выработку тепловой энергии определяется:

– для условного топлива  $V^y = 142,8/\eta$ , кг у.т/Гкал, где  $\eta$  - коэффициент полезного действия котла,  $\eta = 91\%$ ;

$$b^y = 142,8/0,91 = 156,9, \text{ кг у.т/Гкал;}$$

– для натурального топлива  $b^h = 156,9 (7000/7950) = 138,15$  м<sup>3</sup>/Гкал.

Годовой расход натурального топлива на выработку тепловой энергии  $V^h = 1269,8 \cdot 138,15 = 175,423$  тыс.м<sup>3</sup>/год.

Годовые затраты на топливо приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1

№ п/п	Показатель	Существующий вариант (уголь)	Проектное решение (газ)
1	Выработка тепловой энергии, Гкал/год	691,94	1269,8
2	Годовой расход топлива, т/год, тыс. м <sup>3</sup> /год	296	175,423
3	Цена топлива, руб. за 1 т, руб. за тыс. м <sup>3</sup>	1220	843,09
4	Затраты на топливо, тыс. руб	361,12	147,897

### 5.3. Расчёт годовых затрат на электроэнергию

Количество электроэнергии, потребляемое электрооборудованием котельной, кВт/год, определяется по формуле  $\mathcal{E} = \sum N_{pi} Z_i$ , где  $Z_i$  - продолжительность работы  $i$ -го токоприёмника, ч;  $N_{pi}$  - расчётная электрическая нагрузка  $i$ -го токоприёмника:

$$N_{pi} = N_{вст} \cdot k, \text{ кВт},$$

где  $N_{вст}$  - установленная (паспортная) мощность токоприёмника, кВт;  $k$  - коэффициент спроса.

Расход электроэнергии на освещение котельной:

$$\mathcal{E} = N_{осв} \cdot Z_{осв}, \text{ кВт},$$

где  $N_{осв}$  - мощность установленных светильников, кВт;  $Z_{осв}$  - число часов использования осветительного максимума, ч.

Расчёт годовой потребности в электроэнергии для существующих котельных приведен в табл. 5.2.

Таблица 5.2

№ п/п	Оборудование	Количество электрооборудования в работе, шт	Установленная мощность электропривода оборудования, кВт	Количество часов работы оборудования	Коэффициент спроса	Расход электроэнергии, кВт
1	Насос сетевой	1	7,5	5112	0,8	30672
2	Насос сетевой	1	5	5112	0,8	20448
3	Дымосос	1	1,5	5112	0,95	7284,6
4	Вентилятор	2	1,1	1440	0,95	3009,6
5	Вентилятор вытяжной	2	1,1	720	0,65	1029,6
6	Насос повысительный	1	2,2	5112	0,8	8997,1
7	Освещение		1,2	5832	1	6998,4
<i>Итого</i>						78439

Расчёт годовой потребности в электроэнергии для проектируемой котельной приведен в табл. 5.3.

Таблица 5.3

№ п/п	Оборудование	Количество электрооборудования в работе, шт.	Установленная мощность электропривода оборудования, кВт	Количество часов работы оборудования	Коэффициент спроса	Расход электроэнергии, кВт
1	Насос циркуляционный	1	0,97	5112	0,8	3966,9
2	Рециркуляционный насос	2	0,415	2952	0,8	1960
3	Вентилятор горелки	1	0,8	5112	0,95	3885,1
4	Вентилятор горелки	1	0,8	2160	0,95	1641
5	Водоподготовительная установка	1	0,03	5112	0,9	138
6	Освещение		0,6	416		249,6
	<i>Итого</i>					11840,6

Годовые затраты на электроэнергию представлены в табл. 5.4.

Таблица 5.4

№ п/п	Показатель	Существующий вариант	Проектное решение
1	Установленная мощность электропривода оборудования, кВт	19,6	3,615
2	Годовой расход электроэнергии, кВт	78439	11840
3	Цена электроэнергии за 1 кВт/ч, руб.	1,2	1,2
4	Затраты на электроэнергию, тыс. руб.	94,127	14,208

#### 5.4. Расчет годовых затрат на холодную воду и водоотведение

Количество воды, необходимое для выработки тепла, м<sup>3</sup>, определяется по формуле

$$V = V_{\text{пот}} + V_{\text{нап}} + V_{\text{подп}} + V_{\text{вд}} + V_{\text{х}},$$

где  $V_{\text{пот}}$  - расход воды на наполнение системы отопления присоединенных потребителей, м<sup>3</sup>;  $V_{\text{нап}}$  - объем воды на наполнение трубопроводов

тепловой сети,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{подп}}$  - количество подпиточной воды для восполнения потерь в системах и трубопроводах,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{вд}}$  - расход воды на нужды водоподготовки,  $\text{м}^3$ ;  $V_{\text{х}}$  - расход воды на хозяйственно-питьевые нужды,  $\text{м}^3$ .

### Расчет для существующих котельных

1. Расход воды на наполнение системы отопления присоединенных потребителей,  $\text{м}^3$ , определяется по формуле

$$V_{\text{пот}} = \sum V_{\text{уди}} \cdot Q_{\text{пот}},$$

где  $V_{\text{уди}}$  - удельный объем воды,  $\text{м}^3/(\text{Гкал/ч})$ , определяется в зависимости от характеристики системы и расчетного графика температур нагревательных приборов;  $V_{\text{уди}} = 30 \text{ м}^3/(\text{Гкал/ч})$  при отсутствии данных о типе нагревательных приборов;  $Q_{\text{пот}}$  - расчетная тепловая нагрузка системы отопления,  $\text{Гкал/ч}$ , составляет 0,27  $\text{Гкал/ч}$ :

$$V_{\text{пот}} = 30 \cdot 0,27 = 8,1 \text{ м}^3/\text{Год.}$$

2. Объем воды на наполнение трубопроводов тепловой сети,  $\text{м}^3$  (табл. 5.5) вычисляется в зависимости от площади их сечения и протяженности по формуле

$$V_{\text{тс}} = \sum V_{\text{ди}} \cdot l_{\text{ди}},$$

где  $V_{\text{ди}}$  - удельный объем воды в трубопроводе  $i$ -го диаметра,  $\text{м}^3/\text{км}$ ;  $l_{\text{ди}}$  - протяженность участка тепловой сети  $i$ -го диаметра,  $\text{км}$ .

Таблица 5.5

Наружный диаметр трубы, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	Толщина стенки трубы, мм	Объем воды, $\text{м}^3/\text{км}$	Протяженность, км	Объем наполнений, $\text{м}^3$
51	51	3,0	1,96	0,11	0,216
89	83	3,0	5,15	0,02	0,103
108	101	3,5	7,85	0,015	0,118
<i>Всего</i>				0,145	0,437

При двухтрубной системе объем наполнений составит  $0,437 \cdot 2 = 0,874 \text{ м}^3$ . При числе наполнений внешних трубопроводов, равном трем, объем воды на наполнение внешних трубопроводов тепловых сетей

$$V_{\text{нап}} = 0,874 \cdot 3 = 2,622 \text{ м}^3/\text{Год.}$$

3. Количество подпиточной воды для восполнения потерь в системах и трубопроводах для закрытой системы теплоснабжения,  $\text{м}^3$ , определяется:

$$G_{\text{подп}} = 0,0025 (V_c + V_{\text{тс}}),$$

где  $(V_c + V_{\text{тс}})$  - объем воды в трубопроводах тепловой сети и подключенной системы, м<sup>3</sup>; 0,0025 - норма утечки, л/ч.

Количество воды, необходимое для возмещения утечек, м<sup>3</sup>/год, определяется по формуле

$$V_{\text{подп}} = G_{\text{подп}} \cdot Z_{\text{подп}},$$

где  $Z_{\text{подп}}$  - продолжительность периода подпитки, ч.

Число часов работы системы отопления  $Z_{\text{подп}} = 213 \cdot 24 = 5112$  ч.

Годовой расход воды на подпитку тепловой сети, исходя из ее работы на нужды отопления:  $V_{\text{подп}} = 0,0025 \cdot (V_c + V_{\text{тс}}) Z_{\text{подп}}$ ,

$$V_{\text{подп}} = 0,0025 (8,1 + 0,874) 5112 = 114,688 \text{ м}^3/\text{год}.$$

4. Расход воды на нужды водоподготовки отсутствует.

5. Расход воды на хозяйственно-питьевые нужды отсутствует.

6. Общая потребность котельных в воде, м<sup>3</sup>/год:

- наполнение систем отопления потребителей	- 8,1;
- наполнение тепловой сети	- 2,622;
- подпитка системы отопления	- 114,688;
ИТОГО:	125,41.

7. Стоки котельных отсутствуют.

*Для проектируемой котельной*

1. Объем воды системы отопления  $V_c = 23,087 \text{ м}^3$ .

2. Объем воды в тепловых сетях  $V_{\text{тс}} = 4,113 \text{ м}^3$ .

3. Количество подпиточной воды для восполнения потерь в системах и трубопроводах для закрытой системы теплоснабжения, м<sup>3</sup>, определяется по формуле  $G_{\text{подп}} = 0,0075 (V_c + V_{\text{тс}})$ , где  $(V_c + V_{\text{тс}})$  - объем воды в трубопроводах тепловой сети и подключенной системы, м<sup>3</sup>; 0,0075 - норма утечки, л/ч.

Число часов работы системы теплоснабжения в период:

– зимний  $Z_z = 213 \cdot 24 = 5112$  ч;

– летний  $Z_l = 137 \cdot 24 = 3288$  ч.

Годовой расход воды:

$$V_{\text{подп з}} = 0,0075 (23,087 + 4,113) 5112 = 1042,8 \text{ м}^3/\text{год}.$$

$$V_{\text{подп л}} = 0,0075 \cdot 3,4 \cdot 3288 = 85,5 \text{ м}^3/\text{год};$$

$$V_{\text{подп}} = V_{\text{подп з}} + V_{\text{подп л}} = 1042,8 + 85,5 = 1128,3 \text{ м}^3/\text{год}.$$

4. Расход воды на нужды водоподготовки отсутствует.

Количество заправок в год 6.

Затраты на реагент представлены в табл. 5.6.

Таблица 5.6

№ п/п	Показатель	Существующий вариант	Проектное решение
1	Годовой расход реагента, л/год	0	150
2	Цена реагента за литр, руб.	0	14,4
3	Затраты на реагент, тыс. руб.	0	2,16

5. Количество воды, расходуемое на хозяйственно-питьевые нужды, м<sup>3</sup>/год, определяется по формуле  $V_x = a \cdot M \cdot Z$ , где  $a$  - норма расхода воды на одного человека в смену ( $a = 0,045$  м<sup>3</sup>/чел/сут);  $M$  - численность работающих человек в сутки, ( $M = 2$  чел.);  $Z$  - продолжительность планируемого периода, сут ( $Z = 52$  сут).

$$V_x = 0,045 \cdot 2 \cdot 52 = 4,68 \text{ м}^3/\text{год.}$$

6. Общая потребность котельной в воде, м<sup>3</sup>/год:

- наполнение системы отопления потребителей - 23,087;
- наполнение тепловой сети - 4,113;
- подпитка тепловой сети - 1128,3;
- хозяйственно-питьевые нужды - 4,68;

ИТОГО 1160,18.

7. Стоки котельной, м<sup>3</sup>/год:

- слив воды из системы отопления - 23,087;
- слив воды из тепловых сетей - 4,113;
- сброс хозяйственно-питьевых стоков - 4,68;

ИТОГО 31,88.

Годовые затраты на водоснабжение и водоотведение показаны в табл. 5.8.

Таблица 5.8

№ п/п	Показатель	Существующий вариант	Проектное решение
1	Годовой расход воды, м <sup>3</sup> /год	125,41	1160,18
2	Цена холодной воды за 1 м <sup>3</sup> , руб.	9,9	
3	Затраты на воду, тыс. руб.	1,242	11,486
4	Годовой объем стоков, м <sup>3</sup> /год	0	31,88
5	Цена стоков за 1 м <sup>3</sup> , руб.	5,9	
6	Затраты на водоотведение, тыс. руб.	0	0,188

### *Расчет фонда заработной платы основных производственных рабочих котельных*

Нормативная численность рабочих в существующих котельных на данный момент составляет 11 человек. Средняя заработная плата рабочих 3751 руб./мес. Фонд заработной платы составит:  $3751 \cdot 11 \cdot 12 = 495132$  руб./год.

Для проектируемой котельной нормативная численность составит 2 человека (так как проектируемая котельная автоматизирована). Фонд оплаты труда составит (табл. 5.7).

*Таблица 5.7*

Должность	Тарифная ставка, руб.	Продолжительность рабочего дня, ч	Количество дней в год	Премия, %	Фонд заработной платы, руб.
Слесарь КИПиА 5-го разряда	15,41	8	60	70	12574,56
Слесарь-ремонтник 4-го разряда	13,54	8	60	70	11048,64

Фонд заработной платы составит 23623,20 руб.

### *Амортизационные отчисления*

Годовые амортизационные отчисления определяются как сумма отчислений от стоимости общестроительных работ и от стоимости оборудования согласно смете.

Для существующих котельных амортизация не начисляется, так как их остаточная стоимость равна 0 руб., для проектируемой котельной и теплосети – в соответствии с нормами.

### *Расчет годовых затрат на водоподготовку*

Для существующих котельных затраты на водоподготовку отсутствуют.

Для проектируемой котельной расход реагента на одну заправку составляет 25 л.

Норма расхода реагента: 25 л реагента на  $200 \text{ м}^3$  подпиточной воды.

Амортизационные отчисления составляют (табл. 5.9).

Таблица 5.9

Показатель	Сметная стоимость, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, тыс. руб./год
Котлы водогрейные	1084,20	6	65,05
Насосное оборудование	63,00	10	6,30
Горелки газовые	204,78	6	12,29
Тепловая трасса	130,294	8	10,42
<i>Итого</i>			94,06

### Ремонтный фонд

По данным предприятий отчисления на текущий ремонт существующих котельных в 2003 году составили 36235 руб.

По проектируемой котельной плановый ремонтный фонд составляет 14000 руб.

### 5.5. Расчет себестоимости отпускаемой тепловой энергии

Себестоимость отпускаемой тепловой энергии, руб./Гкал, определяется по формуле  $S = S_{\text{кот}} / Q_{\text{отп}}$ , где  $S_{\text{кот}}$  - годовые эксплуатационные затраты по котельной, которые определяются как сумма рассмотренных выше статей, руб./год;  $Q_{\text{отп}}$  - годовой отпуск теплоты котельной, Гкал/год.

Расчет годовых эксплуатационных затрат, тыс. руб., представлен в табл. 5.10.

Таблица 5.10

Затраты	Существующий вариант	Проектное решение
На топливо	361,120	147,897
На электроэнергию	94,127	14,208
На холодную воду	1,242	11,486
На водоотведение	0	0,188
На водоподготовку	0	2,160
Фонд заработной платы	495,132	23,623
Отчисления на соцнужды	178,476	8,504
Амортизационные отчисления	0	94,06
Ремонтный фонд	36,235	14,00
Итого прямых затрат	1166,332	316,126
Прочие затраты	32,249	16,011
Итого затрат	1198,581	332,137

Себестоимость отпускаемой тепловой энергии составит:

Для существующих котельных:  $S = 1198581/645,1 = 1858,0$  руб.

Для проектируемой котельной:  $S = 332137/1209,3 = 274,65$  руб.

Экономическая эффективность составит 866,444 тыс. руб./год.

Срок окупаемости капиталовложений на реконструкцию системы теплоснабжения здания рассчитываем по формуле

$$D_{ок} = (K_{вл} - K_{воз}) / E,$$

где  $K_{вл}$  - капитальные вложения, тыс. руб., определяемые по сводному сметному расчету;  $K_{воз}$  - возвратные суммы, тыс. руб.;  $E$  - экономическая эффективность, тыс. руб./год.

$$D_{ок} = (3708,544 - 2,960) / 1039,733 = 3,6 \text{ года.}$$

## **6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ДВУХ ВАРИАНТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ**

### **6.1. Технико-экономические показатели**

Данным разделом проекта предусматривается технико-экономическое сравнение двух вариантов строительства газопроводов высокого давления:

- первый вариант - газопроводы полиэтиленовые;
- второй вариант - газопроводы стальные.

Роль проектных решений в деле повышения эффективности капитального строительства и ускорения инвестиционного процесса весьма велика. Проектировщики выступают в роли ускорителей научно-технического прогресса в строительстве.

Одной из основных задач проектирования является повышение степени экономичности возведения и функционирования проектируемого объекта, т.е. снижение его сметной стоимости и продолжительности строительства; повышение производительности труда строителей и эксплуатационников, качества строительно-монтажных работ; низкая себестоимость выпускаемой продукции, а также наилучшие условия труда.

Решить эту комплексную задачу можно лишь путем экономического сопоставления различных и возможных в принятых условиях проектных вариантов.

Значительно повышает эффективность капитальных вложений снижение удельного веса затрат на строительные-монтажные работы в общей сметной стоимости объекта, например использование газорегуляторных пунктов заводского изготовления, так называемых блочных ГРП.

Одновременный учет интегрального эффекта, срока окупаемости инвестиций, сметной стоимости строительства, себестоимости продукции и услуг, прибыли производства, трудозатрат, расхода топливно-энергетических ресурсов и других показателей обуславливает выбор проектных решений при так называемом комплексном подходе к оценке эффективности проектных решений. Этот подход позволяет выявить наиболее экономичный и целесообразный вариант.

Одной из важных задач экономического анализа является расчет будущих денежных потоков, необходимых для осуществления проекта. Нас интересуют только дополнительные издержки и прибыль, а покрытие прошлых затрат не имеет значения, данные о них не нужно принимать во внимание в процессе поиска решения.

Кроме того, приводятся технико-экономические показатели проекта, которые представлены в табл. 6.1.

*Таблица 6.1*

№ п/п	Показатель	Потребители (население)
1	Годовой расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год	3008
2	Оптовая цена 1000 м <sup>3</sup> природного газа, руб.	588
3	Цена реализации 1000 м <sup>3</sup> природного газа (без учета НДС), руб.	750
4	Оплата полученного газа, тыс. руб./ год	1768,7
5	Выручка от реализации природного газа, тыс. руб./год	2256,0
6	Прибыль от реализации природного газа, тыс. руб./год	4872,9

*Примечание.* 1. Оптовая цена и цена реализации 1000 м<sup>3</sup> природного газа даны по состоянию на 1 февраля 2003 г. 2. Годовой расход газа дан по данным расчетов разд. 2.

Данным разделом проекта предусматривается технико-экономическое сравнение двух вариантов строительства газопроводов высокого дав-

ления в п. Оргтруд:

- первый вариант - газопроводы стальные;
- второй вариант - газопроводы полиэтиленовые.

Поток реальных денег по инвестиционному проекту строительства газопровода высокого давления рассчитан на 2 года в базовых ценах на 1 января 2003 г., считая, что неиспользованные инвестиции приносят дополнительно ежегодную прибыль в размере 25 %.

## **6.2. Экономический расчет стоимости строительства полиэтиленовых газопроводов**

Введем обозначение: А - амортизационные отчисления на полное восстановление системы газоснабжения; З - заработная плата персонала, осуществляющего техническое обслуживание и уход за системой газоснабжения; У - общеэксплуатационные затраты.

1. Амортизационные отчисления на полное восстановление принимаем в размере 2,2 % сметной стоимости:

$$A = 0,022 \cdot 374,789 = 82,45 \text{ тыс. руб./год.}$$

2. Затраты на текущий ремонт принимаем в размере 1,5 % стоимости строительно-монтажных работ:

$$P_T = 0,015 \cdot 374,789 = 56,21 \text{ тыс. руб./год.}$$

3. Среднемесячная зарплата обслуживающего персонала из расчета 3000 руб.

Численность обслуживающего персонала принимается в зависимости от протяженности сети высокого давления. Общая протяженность газопровода 0,47 км; при норме обслуживания 2 км одним человеком количество рабочих принимаем:  $0,47 / 2 = 0,23$  чел. Зарботная плата составляет

$$З = 8,0 \cdot 1,4 \cdot 12 = 11,592 \text{ тыс. руб./год,}$$

где 1,4 - коэффициент, учитывающий отчисления на социальные нужды; 12 - количество месяцев в году.

4. Общие эксплуатационные расходы принимаем в размере 25 % суммы ( $P_T + A + З$ ).

$$У = (82,46 + 56,21 + 11,592) / 4 = 37,56 \text{ тыс. руб./год.}$$

Годовые эксплуатационные затраты составят

$$ЭЗ = A + P_T + З + У,$$

$$ЭЗ = 82,46 + 56,21 + 11,592 + 37,56 = 187,82 \text{ тыс. руб./год.}$$

### 6.3. Экономический расчет стоимости строительства стальных газопроводов

1. Амортизационные отчисления на полное восстановление принимаем в размере 3,3 % сметной стоимости:

$$A = 420,905 \cdot 0,033 = 138,38 \text{ тыс. руб./год.}$$

2. Затраты на текущий ремонт принимаем в размере 2,5 % стоимости строительно-монтажных работ:

$$P_T = 420,905 \cdot 0,025 = 105,22 \text{ тыс. руб./год.}$$

3. Среднемесячная зарплата обслуживающего персонала из расчета 3000 руб.

Численность обслуживающего персонала принимается в зависимости от протяженности сети высокого давления. Протяженность газопровода 0,47 км; при норме обслуживания 1,8 км одним человеком, количество рабочих принимаем:  $0,47/1,8 = 0,26$  чел.

Заработная плата составляет

$$З = 0,26 \cdot 12 \cdot 3000 \cdot 1,4 = 13,104 \text{ тыс. руб.,}$$

где 1,4 - коэффициент, учитывающий отчисления на социальные нужды.

4. Общеэксплуатационные расходы принимаем в размере 25 % суммы ( $P_T + A + З$ ).

$$У = (138,38 + 105,22 + 13,104) / 4 = 64,210 \text{ тыс. руб./год.}$$

Годовые эксплуатационные затраты составят

$$ЭЗ = A + P_T + З + У = 138,38 + 105,22 + 13,10 + 64,21 = 320,91 \text{ тыс. руб./год.}$$

Рассчитывается интегральный эффект (чистый дисконтированный доход) от реализации инвестиционного проекта по формуле

$$\mathcal{E}_{\text{инт}} (\text{ЧДД}) = S - K = \sum K_i 1/(1+E)^t - K 1/(1+E),$$

где  $K_i$  - ежегодные инвестиции, тыс. руб.;

$K$  - общие инвестиции проекта, тыс. руб.;

$E$  - нормативный коэффициент экономической эффективности капиталовложений (нормативный дисконт), принимается равным

$$E = E_n = 0,18;$$

$t$  - временной период;

$S$  - сумма приведенного эффекта.

С учетом нормы дисконта рассчитываем нормативный срок окупаемости

$$T_{\text{ок}}^n = 1/E_n = 1/0,18 = 5,56.$$

Сосчитаем ЧДД для двух вариантов:

$$\mathcal{E}_{\text{инв}}^{\text{ст}} = 115,67 \text{ тыс. руб.};$$

$$\mathcal{E}_{\text{инв}}^{\text{п}} = 121,53 \text{ тыс. руб.}$$

Индекс рентабельности (доходности) инвестиций определяем по формуле

$$\text{ИД} = S/K, \text{ отсюда } \text{ИД}_{\text{ст}} = 2,92, \text{ ИД}_{\text{пэ}} = 3,09.$$

Так как в обоих случаях рассчитанное значение интегрального эффекта положительное, а индекс доходности больше единицы, инвестиционные проекты эффективны, т.е. при условии выполнения программы реализации проект является прибыльным.

Сроки окупаемости определяем как отношение капитальных вложений к прибыли. Техничко-экономическое сравнение двух вариантов строительства газопровода высокого давления производится на основе смет.

Сравнительный анализ двух вариантов строительства газопроводов из полиэтилена и стали представлен в табл. 6.2.

*Таблица 6.2*

№ д/п	Показатель	Стальные газопроводы	Полиэтиленовые газопроводы
1	Эксплуатационные издержки, тыс. руб./год	30,524	27,078
2	Чистая прибыль, руб./год	185,17	190,01
3	Сметная стоимость, тыс. руб.	420,90	374,78.
4	Капитальные вложения, тыс. руб.	420,90	374,78
5	Чистый дисконтированный доход, тыс. руб./год	115,67	121,53
6	Индекс рентабельности	1,95	2,04
7	Нормативный коэффициент эффективности	0,18	0,18
8	Нормативный срок окупаемости, год	5,5	4,5
9	Фактический срок окупаемости, год	0,3	0,3
10	Фактический коэффициент эффективности	0,28	0,31
11	Срок службы, лет	40	50
12	Нормативная трудоемкость, чел.-ч.	1930	1422
13	Сметная заработная плата, тыс. руб.	34,24	23,44

Собрав необходимую информацию, мы можем оценить привлекательность инвестиционных проектов.

Чистый дисконтированный доход показывает, что интегральный эффект от строительства газопровода из полиэтиленовых труб выше в 1,5 раза, чем доход от газопровода из стальных труб.

Строительство газопровода из полиэтиленовых труб принесет доход быстрее. Действующие на сегодняшний день нормативные документы не разрешают строительство полиэтиленового газопровода в населенном пункте с давлением  $P \leq 6$  атм. Однако 01.07.03 вступил в действие СНиП 42-01-2002. Газораспределительные системы, в п. 5.2.4 которого имеется разрешение на прокладку полиэтиленовых газопроводов давлением от 0,3 до 0,6 МПа из труб с коэффициентом запаса прочности не менее 2,8 на территории преимущественно с одно-, двухэтажной и коттеджной жилой застройкой.

#### *Сравнительная стоимость использования газопроводов давлением 12 и 6 атм*

По мере движения газа его давление падает, так как потенциальная энергия расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений. Для транспортирования большого количества газа необходимо увеличить пропускную способность газопровода. В связи с этим на сегодня налицо тенденция к повышению давления межпоселковых газопроводов до 1,2 МПа, хотя СНиП это и запрещает.

Но при газификации поселений, учитывая «бескрайние» просторы России, не всегда целесообразно строительство распределительных газопроводов давлением до 0,6 МПа, необходимо поднять его хотя бы до 1,2 МПа.

Это будет оправдано и экономически, потому что чем выше давление, тем меньше будут диаметры газопроводов, тем более устойчиво будет работать система газоснабжения, и уменьшаются капитальные вложения в проект. Общеизвестно, что транспорт газа, с экономической точки зрения, более рационально осуществлять по газопроводам высокого давления, и чем оно выше, тем более экономичен проект.

В связи с этим в России, в частности во Владимирской и Оренбургской областях, построены экспериментальные межпоселковые газопроводы из полиэтилена давлением 1,2 МПа. Были также проложе-

ны опытные отводы, которые будут служить для наблюдения за изменениями свойств полиэтилена с течением времени и под влиянием давлений, напряжений.

Стоимость материала для строительства газопровода при использовании в сетях давлением 12 атм (табл. 6.3).

*Таблица 6.3*

Наружный диаметр, мм	160	ПО	63	50	32
Длина газопровода, м	2390	5500	200	600	240
Стоимость 1 пог. м, руб.	514	243,4	70	45	30,5
Общая стоимость, руб.	1228460	1338700	14000	27000	7320

Таким образом, затраты на материал для строительства полиэтиленового газопровода на 12 атм. обойдется в 2615480 руб.

Стоимость материала для строительства газопровода при использовании в сетях давлением 6 атм (табл. 6.4).

*Таблица 6.4*

Наружный диаметр, мм	225	160	ПО	63	32
Длина газопровода, м	1390	3500	3500	800	240
Стоимость 1 пог. м., руб.	1015,95	514	243,4	70	30,5
Общая стоимость, руб.	1412171	1799000	851900	56000	7320

Сравнивая полученные результаты, имеем: по второму варианту использование труб мерной длины диаметром 225 мм, а также большая протяженность газопровода диаметром 160 мм значительно повышают затраты на материал, что в конечном итоге приводит к значительному удорожанию проекта.

Таким образом, покупка материала для строительства полиэтиленового газопровода давлением 6 атм обойдется в 4126391 руб.

Проект с использованием в газопроводе давления 6 атм вместо 12 приведет к удорожанию на 1511091 руб.

Вычислим в процентном соотношении разницу в стоимости затрат на материал:

$$(4126391 - 2615480)/4126391 \cdot 100 \% = 36,6 \%$$

Данным разделом проекта предусматривается технико-экономическое сравнение двух вариантов строительства газопроводов высокого давления для Судогодского района:

- первый вариант - газопроводы стальные;
- второй вариант - газопроводы полиэтиленовые.

Кроме того, приводятся технико-экономические показатели проекта, которые представлены в табл. 6.5.

Таблица 6.5

№ п/п	Показатель	Потребители		Всего
		Население	Промышленное производство	
1	Годовой расход газа, тыс. м <sup>3</sup> /год	2158	421	2579
2	Оптовая цена 1000 м <sup>3</sup> природного газа, руб.	490,0	726	-
3	Цена реализации 1000 м <sup>3</sup> природного газа (без учета НДС), руб.	750	846,31	-
4	Оплата полученного газа, тыс. руб./год	1057,4	306,4	1363,8
5	Выручка от реализации природного газа, тыс. руб./год	1618,5	357,14	1975,7
6	Прибыль от реализации природного газа, тыс. руб./год	561,1	50,74	612

*Примечание.* 1. Оптовая цена и цена реализации 1000 м<sup>3</sup> природного газа даны по состоянию на 1 февраля 2003 г. 2. Годовой расход газа по данным расчетов.

Поток реальных денег по инвестиционному проекту строительства газопровода высокого давления рассчитан на 2 года в базовых ценах на 1 января 2001 г., считая, что неиспользованные инвестиции приносят дополнительно ежегодную прибыль 25 %.

#### **6.4. Экономический расчет стоимости строительства газопроводов из полиэтилена**

Введем обозначения: А - амортизационные отчисления на полное восстановление системы газоснабжения; З - заработная плата персонала, осуществляющего техническое обслуживание и уход за системой газоснабжения; У - общеэксплуатационные затраты.

1. Амортизационные отчисления на полное восстановление принимаем в размере 2,2 % сметной стоимости:

$$A = 0,022 \cdot 3956,919 = 51,05 \text{ тыс. руб./год.}$$

2. Затраты на текущий ремонт принимаем в размере 1,5 % стоимости строительно-монтажных работ:

$$P_T = 0,015 \cdot 3956,919 = 31,35 \text{ тыс. руб./год.}$$

3. Среднемесячная зарплата обслуживающего персонала из расчета 2000 руб.

Численность обслуживающего персонала принимается в зависимости от протяженности сети высокого давления. Общая протяженность газопровода 9,4 км; при норме обслуживания 3 км одним человеком количество рабочих принимаем:  $9,4 / 3 = 4$  чел.

Заработная плата составляет

$$З = 8,0 \cdot 1,4 \cdot 12 = 104,40 \text{ тыс. руб./год,}$$

где 1,4 - коэффициент, учитывающий отчисления на социальные нужды; 12 - количество месяцев в году.

4. Общеэксплуатационные расходы принимаем в размере 25 % суммы ( $P_T + А + З$ ):

$$У = (51,05 + 31,35 + 104,40) / 4 = 50,2 \text{ тыс. руб./год.}$$

Годовые эксплуатационные затраты составят

$$\text{ЭЗ} = А + P_T + З + У,$$

$$\text{ЭЗ} = 51,05 + 31,35 + 104,40 + 50,2 = 211,82 \text{ тыс. руб./год.}$$

### *Экономический расчет для стальных газопроводов*

1. Амортизационные отчисления на полное восстановление принимаем в размере 3,3 % сметной стоимости:

$$А = 4784,47 \cdot 0,033 = 101,89 \text{ тыс. руб./год.}$$

2. Затраты на текущий ремонт принимаем в размере 2,5 % стоимости строительно-монтажных работ:

$$P_T = 4784,47 \cdot 0,025 = 72,61 \text{ тыс. руб./год.}$$

3. Среднемесячная зарплата обслуживающего персонала из расчета 2000 руб.

Численность обслуживающего персонала принимается в зависимости от протяженности сети высокого давления. Протяженность газопровода 9,4 км; при норме обслуживания 1,8 км одним человеком, количество рабочих принимаем:  $9,4 / 1,8 \approx 6$  чел.

Заработная плата составляет

$$З = 12 \cdot 1,4 \cdot 12 = 171,60 \text{ тыс. руб.,}$$

где 1,4 - коэффициент, учитывающий отчисления на социальные нужды.

4. Общеэксплуатационные расходы принимаем в размере 25 % суммы ( $P_T + A + Z$ ):

$$Y = (101,89 + 72,61 + 171,60) / 4 = 75,78 \text{ тыс. руб./год.}$$

Годовые эксплуатационные затраты составят:

$$\text{ЭЗ} = A + P_T^r + Z + Y = 101,89 + 72,61 + 171,60 + 75,78 = 321,18 \text{ тыс. руб./год.}$$

Рассчитывается интегральный эффект (чистый дисконтированный доход) от реализации инвестиционного проекта по формуле

$$\text{Э}_{\text{инт}} (\text{ЧДД}) = S - K = \sum K_i \cdot 1/(1+E_n)^i - K \cdot 1/(1+E),$$

где  $K_i$  - ежегодные инвестиции тыс. руб.;

$K$  - общие инвестиции проекта, тыс. руб.;

$E$  - нормативный коэффициент экономической эффективности капиталовложений (нормативный дисконт), принимается равным  $E_n = 0,15$ ;

$S$  - сумма приведенного эффекта.

С учетом нормы дисконта рассчитываем нормативный срок окупаемости

$$T_{\text{ок}}^n = 1/E_n = 1/0,15 = 6,67.$$

Сосчитаем ЧДД для двух вариантов:

$$\text{Э}_{\text{инв}}^{\text{ст}} = 3300 / (1 + 0,15) + 4125 / (1 + 0,15)^2 - 6771,34 / (1 + 0,15) = 5988 - 5888 = 100 \text{ тыс. руб.}$$

$$\text{Э}_{\text{инв}}^{\text{п}} = 2800 / (1 + 0,15) + 3500 / (1 + 0,15)^2 - 5543,1 / (1 + 0,15) = 5080 - 4822 = 258 \text{ тыс. руб.}$$

Индекс рентабельности (доходности) инвестиций

$$\text{ИД}_{\text{ст}} = 5988/5888 = 1,016; \text{ИД}_{\text{пол}} = 5080/4822 = 1,053.$$

Так как в обоих случаях рассчитанное значение интегрального эффекта положительное, а индекс доходности больше единицы, инвестиционные проекты эффективны, т.е. при условии выполнения программы реализации проект является прибыльным.

Сроки окупаемости определяем как отношение капитальных вложений к прибыли. Техничко-экономическое сравнение двух вариантов строительства газопровода высокого давления производится на основе смет. Сравнительный анализ двух вариантов строительства газопроводов из полиэтилена и стали представлен в табл. 6.6.

Собрав необходимую информацию, мы можем оценить привлекательность инвестиционных проектов.

Есть несколько методов анализа эффективности капитальных вложений, из них нам достаточно для оценки всего двух.

Таблица 6.6

№ п/п	Показатель	Стальные газопроводы	Полиэтиленовые газопроводы
1	Эксплуатационные издержки, тыс. руб./год	321,18	211,82
2	Чистая прибыль, тыс. руб./год	291	402,00
3	Сметная стоимость, тыс. руб.	4784,47	3956,92
4	Капитальные вложения, тыс. руб.	6771,34	5543,10
5	Чистый дисконтированный доход, тыс. руб./год	100	258
6	Индекс рентабельности	1,016	1,053
7	Нормативный коэффициент эффективности	0,15	0,15
8	Нормативный срок окупаемости, год	6,67	6,67
9	Фактический срок окупаемости, год	21	13
10	Фактический коэффициент эффективности	0,05	0,08
11	Срок службы, лет	30	50
12	Нормативная трудоемкость, чел.-ч	20415	13225
13	Сметная заработная плата, тыс. руб.	390,791	218,763

Метод окупаемости. Он дает грубую оценку ликвидности, но часто используется для приблизительной оценки риска. Полагаясь на этот метод, делаем вывод, что возврат вложенных денежных средств будет происходить быстрее в 1,6 раза при варианте строительства газопровода из полиэтиленовых труб.

Метод чистой текущей стоимости (чистого дисконтированного дохода). Он показывает, что интегральный эффект от строительства газопровода из полиэтиленовых труб выше в 2,5 раза.

Расчеты говорят о том, что строительство газопровода из полиэтиленовых труб принесет доход быстрее.

## 7. РАСЧЕТ СРОКА ОКУПАЕМОСТИ ТЕПЛОУТИЛИЗИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ

В сумме эксплуатационных затрат при эксплуатации систем вентиляции и кондиционирования воздуха стоимость энергии составляет наибольший процент. Воздух, отработавший в помещении и удаляемый из него, нагрет, имеет высокую энтальпию, т.е. содержит в себе большое количество внутренней энергии. В блоке энергоутилизации происходят отбор и передача этой тепловой энергии воздуху, направляемому в помещение. Кроме экономии энергии, во многих случаях энергоутилизация позволяет снизить капиталовложения до 40 %.

Рассмотрены три варианта утилизации тепла и дано технико-экономическое обоснование использования:

- камеры смешения (рециркуляции);
- роторного теплообменника;
- пластинчатого теплообменника.

1-й ВАРИАНТ: в приточной установке монтируется камера смешения (рециркуляции). Использование тепловой энергии части удаляемого воздуха происходит путем смешивания его с приточным воздухом.

Технические характеристики:

- рекуперация тепла до 50 %;
- применение второго вентилятора;
- необходимость дополнительного утеплителя для предотвращения замерзания.

2-й ВАРИАНТ: для приточных установок фирмы «VTSClima» предусмотрены роторные теплообменники для утилизации тепла, уходящего с удаляемым воздухом. В корпусе на подшипниках установлен ротор, заполненный волокнистой алюминиевой фольгой, которая воспринимает или отдает теплоту при вращении ротора.

Технические характеристики:

- рекуперация тепла до 80 %;
- высокая эффективность и компактность конструкции;
- максимально допустимая скорость воздуха 4,5 м/с;
- применяемая скорость вращения ротора от 3 до 11 об/мин;
- существует возможность проникновения удаляемого воздуха обратно в помещение с приточным воздухом (переток до 3 - 5 %).

3-й ВАРИАНТ: для приточных установок предусмотрены пластинчатые теплообменники для утилизации тепла, уходящего с удаляемым воздухом. Теплообменник изготавливается из алюминиевых пластин с ребрами, между которыми перекрестно точно протекают два полностью разделенных потока воздуха.

Технические характеристики:

- рекуперация тепла до 70 %;
- максимальная разница давлений между потоками воздуха 1800 Па;
- максимально допустимая скорость определяется сопротивлением;
- применяемая скорость вращения ротора от 3 до 11 об/мин.

Срок окупаемости находят по формуле

$$T_{ок} = K / \dot{Э}_ч,$$

где  $K$  - капитальные затраты на оборудование и монтаж (10 % от  $K$ );  $\dot{Э}_ч$  - чистая экономия.

Капитальные затраты  $K$  обычно определяются в зависимости от используемого метода расчета рентабельности. В случае рекуперации капитальные затраты рассчитывают определенным образом. Они складываются из затрат на вновь устанавливаемые теплообменники, дополнительные агрегаты и блоки, а также включают стоимость монтажа.

$\dot{Э}_ч$ , руб./год, рассчитывают по формуле

$$\dot{Э}_ч = \dot{Э}_т - \dot{Э}_з,$$

где  $\dot{Э}_т$  - экономия тепла, руб./год;

$\dot{Э}_з$  - затраты на эксплуатацию, руб./год.

$$\dot{Э}_з = \dot{Э}_р - \dot{Э}_а,$$

где  $\dot{Э}_р$  - затраты на ремонт, руб./год;

$\dot{Э}_а$  - затраты на амортизацию, руб./год.

$\dot{Э}_а = \dot{Э}_р = 6\%$  стоимости оборудования.

Тепло, отводимое с вытяжным воздухом, определяется по формуле, Вт:

$$Q = 0,28 \cdot C_v \cdot \rho_v \cdot L \cdot t_v,$$

где  $C_v = 1,005$  кДж/(кг · °С) - теплоемкость воздуха;

$\rho_v = 1,205$  кг/м<sup>3</sup> - плотность воздуха;

$L$  - расход воздуха, м<sup>3</sup>/ч;

$t_v$  - температура воздуха, °С.

Количество тепла, передаваемое приточному воздуху через рекуператор, определяется по формуле, Вт:  $Q_P = Q \cdot 80\%$ .

Экономия тепла, МДж/год:

$$Q_P^i = Q_P \cdot 3,6 \cdot 10^{-3} \cdot 24 \cdot 217.$$

1 Гкал = 4186,8 МДж. Экономия тепла, Гкал/год:

$$Q^2_p = Q^1_p / 4186,8.$$

Стоимость 1 Гкал = 200 руб.

$$Q^2_p = Q^1_p \cdot 200.$$

Результаты расчетов по формулам сводят в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Утилизация тепла	Э <sub>р</sub> , руб./год	Э <sub>а</sub> , руб./год	Э <sub>э</sub> , руб./год	Э <sub>т</sub> , руб./год	Э <sub>ч</sub> , руб./год	К, руб.	Т <sub>ок</sub> , лет
Рециркуляция	250	725	975	16830	Г2262	9643	0,8
Роторный теплообменник	1700	2252	3962	М25	6065	33042	5,5
Пластинчатый рекуператор	835	2088	2920	Г2023	4954	27771	3,7

Результаты расчетов по формулам сводят в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Утилизация тепла	t <sub>в</sub> , °С	L, м <sup>3</sup> /ч	Q, Вт	Q <sub>р</sub> , Вт	Q <sup>1</sup> <sub>р</sub> , МДж/год	Q <sup>2</sup> <sub>р</sub> , Гкал/год	Э <sub>т</sub> , руб./год
Рециркуляция	+24	3581	54270	43420	814080	195	39000
Роторный теплообменник	+24	3581	54270	37900	710580	170	34000
Пластинчатый рекуператор	+24	3581	54270	32560	610460	146	–

Оптимальным вариантом является применение частичной рециркуляции внутреннего воздуха.

*Технико-экономическое обоснование внедрения когенерационной установки*

Данным разделом проекта предусматривается технико-экономическое сравнение двух вариантов энергообеспечения офисного центра:

- первый вариант – система теплоснабжения на базе газового теплогенератора;
- второй вариант – внедрение для целей энергоснабжения когенерационной установки.

### *Расчет для первого варианта*

Технико-экономические показатели строительства индивидуальной котельной для офисного центра принимают по проекту, выполненному заказчиком.

1. Амортизационные отчисления 48,3 тыс. руб./год.
2. Годовые эксплуатационные затраты 685,3 тыс. руб./год.
3. Сметная стоимость СМР 1015,7 тыс. руб.
4. Сметная зарплата 23,62 тыс. руб.
5. Срок окупаемости 5,2 года.

### *Расчет для второго варианта*

1. Амортизационные отчисления принимают в размере 5 % сметной стоимости:

$$A = 0,05 \cdot 1071000 = 535,5 \text{ тыс. руб./год.}$$

2. Затраты на топливо (природный газ):

$$Y = 1,5 \cdot 528520 \text{ м}^3/\text{год} = 792,78 \text{ тыс. руб./год.}$$

3. Среднемесячная зарплата обслуживающего персонала из расчета 3000 руб.

Численность обслуживающего персонала два человека. Заработная плата составляет:

$$Z = 4000 \cdot 2,5 \cdot 12 \text{ мес} \cdot 2 \text{ чел.} = 180 \text{ тыс. руб./год.}$$

4. Текущий ремонт – 2 % стоимости оборудования

$$P_T = 0,02 \cdot 1071000 = 214,2 \text{ тыс. руб./год.}$$

5. Годовые эксплуатационные затраты составят:

$$\text{ЭЗ} = P_T + Z + Y + A = 214,2 + 180 + 792,78 + 535,5 = 1722,48 \text{ тыс. руб./год.}$$

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой когенератором, определяется по формуле

$$\text{ЭЗ/ЭМ,}$$

где ЭМ - электрическая потребность офисного центра, кВт·ч/год.

$$\text{ЭМ} = 3504000 \text{ кВт·ч/год.}$$

Стоимость 1 кВт·ч, вырабатываемого когенератором составит

$$1722480/3504000 = 0,51 \text{ руб.}$$

6. Экономический эффект вычисляется как сумма следующих показателей:

1. Разница стоимости закупаемой энергии и вырабатываемой когенератором.

Закупаемая электроэнергия:  $3504000 \cdot 1,37 = 4800,480$  тыс. руб./год. Вырабатываемая электроэнергия:  $3504000 \cdot 0,51 = 1787,040$  тыс. руб./год,  $4800,480 - 1787,04 = 3013,44$  тыс. руб./год.

2. Стоимость производимого когенератором тепла

$$611 \text{ кВт} \cdot 217 \text{ сут} \cdot 16 \text{ ч} \cdot 0,43 = 912,2 \text{ тыс. руб./год.}$$

3. Разница между эксплуатационными показателями когенератора и газовой котельной:

$$685,3 - 1722,48 = -1037,18 \text{ тыс. руб./год.}$$

$$\text{Э} = 3013,44 + 912,2 - 1037,18 = 2888,46 \text{ тыс. руб.}$$

7. Срок окупаемости:

$$\text{СО} = \text{C}_{\text{ср}}/\text{Э} = 11741,881/2888,46 = 4,2 \text{ года.}$$

Вывод: внедрение когенерационной установки является для потребителя экономически выгодным вариантом по сравнению со строительством индивидуальной котельной, поскольку срок окупаемости составляет 4,7 года, экономический эффект – около 2 млн руб. Также потребитель приобретает источник более дешевой электрической и тепловой энергии, а также независимость от поставщиков электроэнергии и тепла.

## **8. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ (ЖИЛОЙ ДОМ, КОТЕЛЬНАЯ, ЦЕХ, КОТТЕДЖ)**

Основные показатели:

1. Объем отапливаемого (вентилируемого здания), м<sup>3</sup>.
2. Источник инвестиций (частный инвестор, государство, область, город и т.д.).
3. Инвестиции (капитальные вложения), тыс. руб., в текущих ценах (по сводному сметному расчету).
4. Сметная стоимость СМР, тыс. руб., в текущих ценах (из локальных смет на отдельные виды работ).
5. Сметная зарплата, тыс. руб., в текущих ценах (из сметы).
6. Нормативная трудоемкость, чел.-ч на отдельные виды работ из локальных смет.
7. Срок строительства (нормативный), мес, год, (нормативный из СНиП).
8. Удельный расход дефицитных материалов:
  - а) металла т/ед;

- б) железобетона  $\text{м}^3/\text{ед}$ ;  
 в) труб  $\text{т}/\text{ед}$ .
9. Годовые эксплуатационные расходы, руб./год (1).
  10. Себестоимость единицы продукции: 1 Гкал тепла, руб.
  11. Срок окупаемости (мес, год) (отношение себестоимости к прибыли).
  12. Годовой экономический эффект, тыс. руб.
  13. Уровень рентабельности производства (отношение прибыли к себестоимости), %.
  14. Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, руб.
  15. Стоимость 1 т мазута, руб., в текущих ценах.
  16. Стоимость 1  $\text{м}^3$  природного газа, руб., в текущих ценах.
  17. Стоимость 1 т сжиженного газа, руб., в текущих ценах.
  18. Эксплуатационные показатели: Расход:
    - газа  $\text{тыс. м}^3/\text{год}$ ;
    - тепла  $\text{кДж}/\text{год}$ ;
    - воды  $\text{тыс. м}^3/\text{год}$ .
  19. Годовая выручка от реализации тепловых ресурсов, тыс. руб.
  20. Приведенные затраты, тыс. руб. (2).

Годовые эксплуатационные расходы:

$$I_{\text{год}} = P_{\text{т}} + A + Z + J, \quad (1)$$

где  $P_{\text{т}}$  - затраты на текущий ремонт;

$A$  - амортизационные отчисления;

$Z$  - заработная плата персонала, осуществляющего техническое обслуживание и уход;

$J$  - общеэксплуатационные расходы.

Приведенные затраты:

$$ПЗ = Себ + E_{\text{н}} \cdot K_{\text{вл}}, \quad (2)$$

где ПЗ - приведенные затраты, приведенные к первоначальному моменту строительства объекта;

Себ - себестоимость СМР;

$E_{\text{н}}$  - нормативный коэффициент эффективности (норма дисконта);

$K_{\text{вл}}$  - капитальные вложения, определяемые по сводному сметному расчету.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и их отбору для финансирования. – М. : Госстрой РФ, Министерство экономики РФ, 1994. – 80 с.

2. Методические рекомендации по оценке экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты в условиях перехода к рынку. – М. : РАО «ЕЭС России», 1994. – 67 с.

3. *Ковалев, В. В.* Финансовый анализ: Управление капиталом. Выбор инвестиций. Анализ отчетности / В. В. Ковалев. – М. : Финансы и статистика, 1995. – 432 с.

4. *Липсиц, И. В.* Инвестиционный проект: методы подготовки и анализа / И. В. Липсиц, В. В. Коссов. – М. : БЕК, 1996. – 304 с.

5. *Холт, Р. Н.* Планирование инвестиций / Р. Н. Холт, С. Б. Барнес. – М. : Дело ЛТД, 1994. – 120 с.

6. *Беренс, В.* Руководство по оценке эффективности инвестиций / В. Беренс, П. Харванек. – М. : ИНФРА-М, 1995. – 527 с.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
1. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ.....	4
1.1. Классификация методов.....	4
1.2. Метод определения простого срока окупаемости капитальных вложений.....	5
1.3. Метод расчета дисконтированного срока окупаемости капитальных вложений.....	7
1.4. Метод расчета чистого дисконтированного дохода.....	8
1.5. Метод расчета совокупных дисконтированных затрат (метод затратной эффективности).....	9
2. АНАЛИЗ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ПРОЕКТОВ.....	11
2.1. Общий подход к выбору наилучшего варианта.....	11
2.2. Сравнительных анализ проектов различной продолжительности.....	11
3. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕРЕВОДА КОТЕЛЬНОЙ НА ГАЗОВОЕ ТОПЛИВО.....	15
3.1. Общие сведения.....	15
3.2. Расчет ожидаемого экономического эффекта.....	19
4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЯ.....	22
5. РАСЧЕТ СЕБЕСТОИМОСТИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ЗДАНИЯ.....	23
5.1. Общие положения.....	23
5.2. Расчет годовых затрат на топливо.....	24
5.3. Расчет годовых затрат на электроэнергию.....	26
5.4. Расчет годовых затрат на холодную воду и водоотведение.....	27
6. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ДВУХ ВАРИАНТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА ГАЗОПРОВОДОВ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ.....	33
6.1. Технико-экономические показатели.....	35
6.2. Экономический расчет стоимости строительства полиэтиленовых газопроводов.....	35

6.3. Экономический расчет стоимости строительства стальных газопроводов.....	36
6.4. Экономический расчет строительства газопроводов из полиэтилена.....	40
7. РАСЧЕТ СРОКА ОКУПАЕМОСТИ ТЕПЛОУТИЛИЗИРУЮЩЕЙ УСТАНОВКИ.....	44
8. ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНЫХ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ (ЖИЛОЙ ДОМ, КОТЕЛЬНАЯ, ЦЕХ, КОТТЕДЖ).....	48
Библиографический список.....	50

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМУ ОБОСНОВАНИЮ  
ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА ПО ДИСЦИПЛИНЕ  
«ЭКОНОМИКА ОТРАСЛИ»

Составители

РУМЯНЦЕВА Римма Николаевна  
МЕЛЬНИКОВ Владимир Михайлович  
ШЕРШНЕВ Виктор Васильевич

Ответственный за выпуск – зав. кафедрой профессор В.И. Тарасенко

Подписано в печать 04.09.09.

Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 3,02. Тираж 100 экз.

Заказ

Издательство

Владимирского государственного университета.  
600000, Владимир, ул. Горького, 87.