

Министерство образования Республики Беларусь  
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ

---

Кафедра ЮНЕСКО «Энергосбережение и возобновляемые  
источники энергии»

Л.П.Падалко  
И.В.Янцевич

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИРОВАНИЯ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Учебно-методическое пособие

по дипломному проектированию  
для студентов специальностей  
1-43 01 06 «Энергоэффективные технологии  
и энергетический менеджмент»  
и 1-27 01 01 «Экономика и организация  
производства (энергетика)»

Минск 2003

УДК 620.9:658.14(075.8)

ББК 31.19 я73

П 12

Рецензенты:  
П.Г.Кужир, В.Т.Федин

**Падалко Л.П.**

П 12 Методы оценки финансово-экономической эффективности инвестирования энергетических объектов: Учебно-метод. пособие по дипл. проектированию для студ. спец. 1-43 01 06 «Энергоэффективные технологии и энергетический менеджмент» и 1-27 01 01 «Экономика и организация производства (энергетика)» / Л.П.Падалко, И.В.Янцевич. – Мн.: БНТУ, 2003. – 54 с.

ISBN 985-479-065-7.

В пособие включены вопросы, связанные с экономическим обоснованием эффективности инвестиционных затрат, необходимых для сооружения энергетических объектов или для реализации мероприятий по энергосбережению. Рассмотрены различные экономические критерии, применяемые в технико-экономических расчетах, предложены сферы их применения. Приведены конкретные примеры задач по технико-экономическому обоснованию инвестиционных затрат в энергетические объекты.

УДК 620.9:658.14(075.8)  
ББК 31.19 я73

ISBN 985-479-065-7

© Падалко Л.П.,  
Янцевич И.В., 2003

## Введение

Важное значение при управлении инвестиционной деятельностью является применение объективных методов оценки экономической эффективности инвестирования энергетических объектов. Для получения правильных решений необходимо применение объективного экономического критерия. В работе дается характеристика такого критерия в виде максимума чистой дисконтированной стоимости, а также таких вспомогательных показателей экономической эффективности, как внутренняя норма рентабельности, период окупаемости, индекс доходности. Отмечаются особенности расчета финансовой эффективности.

В энергетике возникает необходимость определения эффективности различных объектов: генерирующих источников, линий электропередач, трансформаторных подстанций и многих других. В работе освещаются методические особенности оценки эффективности энергетических объектов различного назначения. Показываются возможности использования затратных экономических критериев.

В условиях рыночной экономики и переходного периода к ней применяются такие способы инвестирования, как кредиты, выпуск ценных бумаг, в частности акций, и лизинг. В работе излагаются особенности оценки эффективности на базе данных способов инвестирования. Отмечаются их достоинства и недостатки, характеризуются сферы их возможного применения.

Данная работа может быть использована в качестве учебно-методического пособия студентами при выполнении дипломных и курсовых работ.

### **1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ**

В экономическом механизме управления инвестиционной деятельностью важное значение имеет применение научно

обоснованного метода определения экономической эффективности принимаемых инвестиционных решений. Определение экономической эффективности инвестиций является наиболее важным этапом разработки бизнес-планов различных проектов. В условиях рыночных отношений, главной особенностью которых является разнообразие форм собственности, применяются различные источники и способы финансирования инвестиций. Методы оценки их экономической эффективности основываются на оценке прибыльности вложений инвестиций. Реализация инвестиционного проекта рассматривается как единство двух взаимосвязанных процессов: процесса вложения инвестиций и процесса функционирования производственного объекта. Процесс функционирования сопровождается получением прибыли. Оценка эффективности осуществляется на базе сопоставления полученной прибыли с инвестиционными затратами. Сопоставление различных во времени платежей (затрат в форме инвестиций и результатов в виде прибыли) осуществляется с помощью процедуры дисконтирования. Ставка дисконтирования выбирается исходя из конкретных альтернатив использования капитала.

При экономической оценке эффективности инвестиционных проектов используются следующие критерии.

### **1.1. Чистая дисконтированная (приведенная) стоимость (чистый приведенный доход) (Net Present Value)**

Данный метод является одним из основных. Его суть сводится к расчету чистой дисконтированной стоимости (NPV), которую можно определить следующим образом: приведенная стоимость денежных притоков за вычетом приведенной стоимости денежных оттоков. Данный метод предусматривает дисконтирование денежных потоков с целью определения эффективности инвестиций:

$$\max \sum_{t=1}^T (D_t - C_t - K_t)(1 + E)^{-t} - K_0 + L(1 + E)^{-T}, \quad (1.1)$$

где  $D_t$  – денежные поступления в  $t$ -м году (выручка, дивиденды и др.);

$C_t$  – годовые эксплуатационные расходы в  $t$ -м году (без амортизационных отчислений) и другие платежи (налоги, пошлины и т. д.);

$K_t$  – капиталовложения в  $t$ -м году;

$K_0$  – первоначальные капитальные вложения;

$L$  – ликвидная стоимость объекта по истечении срока службы  $T$ ;  $E$  – ставка дисконта.

Использование данного критерия предполагает, что после осуществления первоначальных капиталовложений объект начинает эксплуатироваться. При этом в процессе эксплуатации вносятся дополнительные инвестиции  $K_t$  с целью либо дальнейшего расширения производства, либо с целью его технического совершенствования. Ставка дисконта есть результат выбора. В определенной степени она выражает условия осуществления инвестиционной деятельности при реализации данного проекта. Она устанавливается либо равной фактической величине ставке процента по долгосрочным займам на рынке финансового капитала, либо равной ставке процента, выплачиваемой заемщиком. Этот коэффициент должен отражать возможные поступления на капитал, инвестированный в любом другом месте. Ставка дисконта должна быть сравнимой с коэффициентами рентабельности, присущими альтернативным вариантам инвестирования.

NPV характеризует общий результат инвестиционной деятельности, ее конечный эффект. Если значение данного критерия положительно, то это означает, что за рассматриваемый период  $T$ , равный сроку службы объекта, получаемый доход перевешивает все эксплуатационные и инвестиционные затра-

ты с учетом дисконтирования доходов и затрат. В этом случае рассматриваемый вариант экономически выгоден, так как обеспечивает возврат вложенных инвестиций и получение прибыли. Если рассматриваются несколько вариантов, то наиболее экономичным считается тот из них, который имеет максимальное значение критерия. Если критерий приобретает отрицательное значение, то вариант экономически невыгоден.

Критерий (1.1) может быть записан в более упрощенном виде, если отсчет времени вести с момента начала инвестирования объекта. В этом случае эксплуатационные расходы  $C_t$  для первого года или для первых лет могут быть равны нулю. Для данного случая критерий (1.1) запишется в виде

$$\max \sum_{t=1}^T (D_t - C_t - K_t)(1+E)^{-t} + L(1+E)^{-T}. \quad (1.2)$$

В этом выражении  $T$  выражает период от начала инвестирования объекта до завершения его срока службы. При этом он будет выше срока службы на время, необходимое для строительства объекта до пуска его в эксплуатацию. Критерии (1.1) и (1.2) могут быть использованы для выбора оптимального решения среди вариантов инвестиций, имеющих комплексное назначение: увеличение объема производства и техническое его совершенствование.

Критерий (1.1), как и все производные от него критерии, выражает экономический эффект, интегрированный и дисконтированный за срок службы объекта. Между тем в современных условиях предприятие часть своей прибыли выплачивает в виде налога, и только оставшаяся часть прибыли будет реально характеризовать экономический эффект, остающийся в распоряжении предприятия. Рассчитанная на базе этого эффекта эффективность называется *финансовой*. Выражение для годовой чистой прибыли может быть записано как

$$\left[ D_t - (C_t + C_{ам}^t + C_{выпл}^t) \right] \cdot (1 - H),$$

где  $H$  – налоговая ставка в долях от налогооблагаемой прибыли;  
 $C_{выпл}^t$  – различного рода выплаты из балансовой прибыли, определяющие налогонеоблагаемую часть прибыли;  
 $C_{ам}^t$  – амортизационные отчисления.

Так как в  $C_t$  амортизационные отчисления не учитывались, то в данном случае для определения чистой прибыли эти отчисления добавляются к эксплуатационным расходам. Тогда выражение (1.1) может быть записано в виде

$$\max \sum_{t=1}^T \left[ (D_t - C_t - C_t^{ам} - C_t^{выпл}) (1 - H) - K_t \right] (1 + E)^{-t} - K_0 + (1.3)$$

$$+ L(1 + E)^{-T}.$$

Использование данного критерия предполагает, что инвестиции вкладываются либо в создание нового, либо в расширение существующего производства.

Данные критерии могут быть использованы не только для оценки эффективности всех инвестиций, направленных на создание нового или расширение объема действующего производства, но также и для оценки эффективности модернизации и реконструкции энергетических объектов, предназначенных для технического совершенствования производства с целью снижения издержек без увеличения объема производства. В первом случае речь идет о задаче общей эффективности, во втором случае – о задаче сравнительной эффективности. Предположим, требуется дать оценку эффективности мероприятия по техническому совершенствованию, нацеленного на снижение себестоимости производства. Эффект в этом случае будет выражаться снижением себестоимости или, что то же самое, повышением на эквивалентную величину прибыли, так как при этом предполагается, что мероприятие не при-

водит к увеличению объема производства. Для расчета экономической эффективности по критерию (1.1) в качестве  $D$  следует подставить указанное увеличение прибыли, в качестве  $C$  – дополнительные эксплуатационные затраты, связанные с этим мероприятием, и в качестве  $K_0$  – размер инвестиционных затрат в данное мероприятие. При положительном значении данного критерия для принятой величины дисконтной ставки мероприятие считается экономически выгодным. Если же сравнивается несколько вариантов таких мероприятий, то наиболее выгодным из них считается то, которое имеет максимальную величину критерия. Аналогично при сравнении нескольких вариантов осуществления нового инвестиционного проекта, характеризующихся одинаковым производственным эффектом, оптимальным считается тот, который имеет максимальное значение чистой дисконтированной стоимости.

Дисконтирование денежных потоков в формулах (1.1) – (1.3) осуществляется к начальному моменту. Вместе с тем дисконтирование возможно к последнему году расчетного периода  $T$  или к любому иному моменту времени. При сравнении альтернативных вариантов исследуемых проектов момент оценки должен быть общим для всех вариантов. При этом ранжировка всех вариантов по экономической предпочтительности остается неизменной при любом выборе момента оценки.

## **1.2. Внутренняя норма рентабельности (Internal Rate of Return)**

Этот показатель тесно связан с показателем чистой дисконтированной стоимости. Для расчета внутренней нормы рентабельности (IRR) используется та же методика, что и для расчета NPV. Различие в том, что здесь решается обратная задача, т. е. подбирается такой коэффициент дисконтирования, при котором  $NPV = 0$ . Этот коэффициент, при котором чистая дисконтированная стоимость инвестиционного проекта равна нулю, и называется внутренней нормой рентабельности проекта.



Данный показатель определяется из уравнения

$$\sum (D_t - C_t - K_t)(1 + E)^{-t} - K_0 + L(1 + E)^{-T} = 0. \quad (1.4)$$

Искомой является величина  $E$ . По своему экономическому смыслу коэффициент  $E$  характеризует коэффициент эффективности капиталовложений, рассчитанный для условий дисконтированных затрат и доходов. Если рассчитанная величина  $E$  оказывается выше некоторой величины процентной ставки, принятой за нормативную, то вариант считается экономически выгодным. Из условия (1.4) можно сделать следующий вывод: если при принятой величине процентной ставки величина (1.1) оказалась равной нулю, то это означает, что при этом коэффициент внутренней рентабельности равен принятой для расчета величине процентной ставки. Если же сумма оказывается выше нуля, то коэффициент внутренней рентабельности будет выше принятой величины процентной ставки. Если же сумма окажется меньше нуля, то он будет меньше величины процентной ставки. Показатель – внутренняя норма рентабельности – дополняет критерии (1.1) – (1.3) при оценке эффективности проекта. Чем выше данный показатель по сравнению со стоимостью капитала, тем экономически привлекательнее выглядит проект.

### 1.3. Период окупаемости (Pay-back Period)

Каждый проект должен иметь прибыльность, достаточную для быстрого возврата капитала, вложенного в проект. Таким показателем является период окупаемости, определяемый из выражения (1.4) при условии, что искомой величиной является период  $T$ . Экономический смысл показателя  $T$  состоит в том, что он характеризует то время, в течение которого инвестиции (дисконтированные) окупаются за счет прибыли (также дисконтированной). Вариант экономически выгоден, если

рассчитанный период окупаемости меньше срока службы объекта.

Рассчитанный на основе данного подхода период окупаемости всегда больше того срока окупаемости, который определяется на базе традиционного статического затратного подхода, как

$$T_{ок} = \frac{K_2 - K_1}{C_1 - C_2} = \frac{\Delta K}{\Delta C},$$

где  $K_2 - K_1$  – капитальные вложения в мероприятие или же разность капитальных вложений по двум сравниваемым вариантам;

$C_1 - C_2$  – разность в издержках производства по двум вариантам или годовой экономической эффект в результате осуществления мероприятия (прибыль).

Предположим, что  $\Delta K = 10^6$  долларов, а  $\Delta C = 250 \cdot 10^3$  долларов. Тогда срок окупаемости  $T_{ок} = 10^6 / 0,25 \cdot 10^6 = 4$  года.

Предположим теперь, что срок службы объекта, построенного в результате данного мероприятия, 20 лет, амортизационные отчисления – 0,05, ставка дисконта – 0,1. Тогда критерий (1.1) запишется в виде (при  $E = 0,1$  и  $K_n = 0$ )

$$\sum_{t=1}^{20} (0,25 \cdot 10^6 + 0,05 \cdot 10^6) \cdot (1 + 0,1)^{-t} - 10^6.$$

Преобразуя и приравнявая его нулю, получаем

$$\left( 0,3 \sum_{t=1}^T 1,1^{-t} - 1 \right) \cdot 10^6 = 0.$$

Имея в виду, что выражение со знаком суммы – это выражение геометрической прогрессии, получаем

$$3,0 \cdot \frac{1,1^T - 1}{1,1^T} - 1 = 2 \cdot 1,1^T - 3 = 0.$$

Отсюда  $T$  равно:

$$T = \frac{\lg 1,5}{\lg 1,1} = \frac{0,1761}{0,0413} = 4,26 \text{ года.}$$

Период окупаемости оказался несколько больше ( $4,26 > 4,0$ ) рассчитанного выше срока окупаемости. Это объясняется тем, что в данном случае период окупаемости рассчитывается на базе дисконтированных значений прибыли, в то время как при расчете срока окупаемости исходят из их постоянных значений.

#### 1.4. Индекс доходности (Profitability Index)

Данный показатель определяется из (1.2) как

$$K_{инд} = \frac{\sum_{t=1}^T (D_t - C_t)(1 + E)^{-t}}{\sum_{t=1}^T K_t(1 + E)^{-t}}. \quad (1.5)$$

Он представляет собой отношение суммарной дисконтированной прибыли к сумме дисконтированных капитальных затрат за расчетный период. Вариант, имеющий наиболее высокую величину данного показателя, является наиболее выгодным из рассматриваемых. Если величина этого показателя больше единицы ( $K_{инд} > 1$ ), то это означает, что сумма дискон-

тированной за срок службы прибыли превышает сумму дисконтированных инвестиций. Это соответствует положительному значению критерия (1.2) без учета ликвидной стоимости и, значит, экономической выгодности проекта. Если же  $K_{инд} < 1$ , то проект невыгоден и внутренняя норма рентабельности при этом будет меньше принятой процентной ставки  $E$ .

Все рассмотренные выше экономические показатели взаимосвязаны, один показатель дополняет другой. Если, например, значение критериев (1.1) – (1.3) больше нуля, то это означает, что внутренняя норма рентабельности выше процентной ставки, принятой при дисконтировании, и индекс доходности выше единицы. Если данные критерии имеют отрицательное значение, то внутренний коэффициент рентабельности меньше процентной ставки, а индекс доходности меньше единицы.

### **Выбор продолжительности расчетного периода**

Важное значение при сопоставлении вариантов, которые могут иметь различные сроки службы, по критериям (1.1) – (1.3) имеет выбор периода их сопоставления. Для всех вариантов расчетный период должен быть принят одинаковым, даже если варианты различаются по сроку службы. Расчетный период должен быть принят равным сроку службы самого долголетнего варианта. Для вариантов, имеющих более короткий срок службы, должна быть предусмотрена необходимость восстановления объекта по истечении срока его службы либо за счет дополнительного инвестирования, либо за счет включения в состав себестоимости амортизации. Если после восстановления объекта он должен быть по истечении нескольких лет демонтирован, то его следует учесть по остаточной стоимости.

Следует заметить, что срок службы является чаще всего неопределенным параметром и для энергетических объектов он измеряется несколькими десятками лет. А для электрической сети, а не отдельной линии электропередачи, он может

быть принят равным бесконечности. В то же время выбор слишком продолжительного расчетного периода лишен практического смысла из-за небольшого удельного веса затрат и доходов отдаленного периода в общих затратах и доходах ввиду их дисконтирования. Выбор продолжительности расчетного периода должен быть увязан с чувствительностью критерия к параметрам отдаленного периода и их возможным колебаниям ввиду неопределенности исходной информации.

### **Использование затратных экономических критериев**

В централизованной экономике широко использовались затратные экономические критерии, называемые приведенными затратами и применяемые для решения задач как в статической, так и в динамической постановке. Они применялись для решения задач сравнительной экономической эффективности. В таких задачах требовалось выбрать оптимальный вариант технического решения из нескольких альтернативных вариантов. Причем все рассматриваемые варианты должны были быть равноценными по своему производственному эффекту. Возникает вопрос о применимости затратных критериев в новых экономических условиях и об увязке получаемых при этом решений с решениями, полученными по критерию чистой дисконтированной стоимости.

Если предположить, что сравниваемые варианты характеризуются одинаковым производственным эффектом, то ясно, что результат оптимизации не изменится, если слагаемое  $D_t(1+E)^{-t}$  вынести за знак суммы. Тогда можно записать, принимая за основу критерий (1.2):

$$\begin{aligned} \max \sum_{t=1}^T (-C_t - K_t)(1+E)^{-t} + L(1+E)^{-T} &= \\ &= \min \sum_{t=1}^T (C_t + K_t)(1+E)^{-t} - L(1+E)^{-T}. \end{aligned} \quad (1.6)$$

Если снять ограничение по расчетному периоду в формуле (1.6), то в этом случае отпадает необходимость учета ликвидной стоимости и соответственно в состав себестоимости включаются амортизационные отчисления. Тогда критерий (1.6) трансформируется к виду

$$\min \sum_{t=1}^{\infty} (C'_t + K_t) (1 + E)^{-t} . \quad (1.7)$$

Это выражение представляет собой известный затратный экономический критерий, на базе которого были получены известные в энергетике затратные экономические динамические критерии (формулы Болотова и Щавелева), широко использовавшиеся в практике экономических расчетов. Если предположить, что капитальные вложения осуществляются в течение одного года, после чего объект функционирует с неизменными эксплуатационными расходами, то путем несложных алгебраических преобразований можно показать, что оптимизация по критерию (1.7) приведет к тем же результатам по оценке сравнительной эффективности, что и оптимизация по критерию

$$\min E \cdot K + C , \quad (1.8)$$

называемому *годовыми приведенными затратами*.

Вышесказанное означает возможность использования сравнительной эффективности затратных экономических критериев в технико-экономических расчетах при решении задач. Только вместо нормативного коэффициента эффективности следует подставлять ставку банковского процента. При этом важным условием объективного сравнения рассматриваемых вариантов является их равноценность по производственному эффекту, т. е. по объему и качеству производимой продукции.

## **2. ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ**

При оценке экономической эффективности инвестиционных затрат в отдельные элементы энергосистемы следует учитывать, что энергосистема представляет собой целостный, единый технологический организм, все элементы которого режимно взаимосвязаны друг с другом. Это означает необходимость рассматривать оценки эффективности сооружения того или иного объекта, в принципе, в рамках всей энергосистемы. Осуществление, например, какого-либо технического мероприятия, приводящего к снижению потерь энергии в том или ином элементе системы, приводит в конечном итоге к снижению потерь энергии и в других элементах. Ввод распределительной линии для подключения какого-либо потребителя вызывает необходимость, какова бы ни была его мощность, адекватного увеличения мощности генерирующих источников с учетом покрытия потерь мощности как в данной линии, так и в предшествующей основной электрической сети.

Следует принимать во внимание то обстоятельство, что значительная часть инвестиционных затрат направляется на повышение эффективности функционирования энергоснабжающей системы, а не на подключение новых потребителей. В этом случае при оценке эффективности следует считаться с тем, что объем денежной выручки от реализации энергии сохраняется неизменным. Это обстоятельство обуславливает возможность применения затратных экономических критериев.

Предположим, что рассматривается то или иное мероприятие по снижению потерь энергии в линии электропередачи. При этом на соответствующую величину снижается расход топлива в энергосистеме как главной слагаемой себестоимости полезного отпуска электроэнергии. Предполагается, что при этом не происходит увеличения полезного отпуска электроэнергии потребителям. Как оценить экономическую эф-

фektivность данного мероприятия? В этой связи представляется возможным осуществить два подхода к решению задачи. Первый подход состоит в следующем. Пусть инвестиционные затраты в данное мероприятие равны  $K$ , а денежный эффект, выражаемый снижением расхода топлива в энергосистеме, равен  $\Delta C_m$ . Тогда выражение (1.1) для чистой дисконтированной стоимости можно переписать в виде

$$\max \sum_{t=1}^T (\Delta C_m)(1+E)^{-t} - K_0 + L(1+E)^{-T}. \quad (2.1)$$

В данном выражении опущено  $K_t$ , потому что предполагается, что капиталовложения осуществляются только один раз в форме  $K_0$ .  $L$  выражает ликвидную стоимость тех технических средств, которые были направлены на реализацию данного мероприятия. Как и в случае с формулой (1.1), мероприятие считается экономически эффективным, если значение выражения (2.1) оказывается больше нуля. На базе данного выражения можно рассчитать также и финансовую эффективность проекта, имея в виду то, что  $\Delta C_m$  выражает увеличение прибыли в энергосистеме. Тогда оценка финансовой эффективности получается, если вместо  $\Delta C_m$  подставить величину  $\Delta C_m(1-H)$ , где  $H$  – величина налога на прибыль в относительных единицах.

Второй подход связан с преобразованием критерия (1.1) в затратный критерий. В самом деле, если ставится задача оценки эффективности данного мероприятия, то его можно сравнивать с вариантом функционирования линии электропередачи без данного мероприятия. Но так как величины  $D_t$  в обоих вариантах одинаковы, то ясно, что результаты оценки сравнительной эффективности не изменятся, если параметр  $D_t$  отбросить. Тогда, учитывая справедливость соотношения



$\max(f(x)) = \min(-f(x))$ , можно записать выражение для затратного критерия в виде

$$\min \sum_{t=1}^T -\Delta C_t (1+E)^{-t} + K_0 .$$

Это эквивалентно условию

$$\sum_{t=1}^T \Delta C_t (1+E)^{-t} - K_0 > 0 ,$$

которое выражает превышение суммы дисконтированного эффекта по сравнению с величиной инвестиций.

## **2.1. Особенности расчетов экономической эффективности развития генерирующих источников**

Особенностью оценки эффективности сооружения той или иной электростанции является то, что эта станция после ее ввода в эксплуатацию отпускает электроэнергию не конкретному потребителю, а в обезличенной форме в основную сеть энергосистемы, работая параллельно с другими станциями. Ввод новой станции приводит к изменению величины средневзвешенной себестоимости производства электроэнергии в системе. А так как эта себестоимость является основой для определения средневзвешенной цены, то последняя должна быть пересчитана.

Кроме того, для передачи дополнительной генерирующей мощности к потребителям необходимо инвестировать развитие электрических сетей. Хотя в энергосистеме имеется электрическая сеть, однако она рассчитана на существующую генерирующую мощность. Для выдачи энергии от новой электростанции надо построить новые линии электропередач, а для распределения энергии необходимо повысить пропускную способность существующей распределительной сети также, в основном, за

счет сооружения новых линий. Таким образом, при оценке эффективности увеличения генерирующих мощностей следует учесть не только прямые, но и сопряженные, т. е. в электросеть, инвестиционные затраты. А так как рассчитать эти затраты, относящиеся только к новой электростанции, очень трудно и часто невозможно, то следует ориентироваться на эксплуатационные затраты в целом по электросетям. Если в существующую структуру энергосистемы включается новый энергоисточник, то для новой структуры генерирующих мощностей энергосистемы при возросшем на соответствующую величину размере электропотребления следует рассчитать средневзвешенную себестоимость производства электроэнергии в энергосистеме. На базе этой себестоимости и себестоимости передачи и распределения энергии рассчитывается себестоимость полезно отпущенной энергии, которая является основой для формирования цены 1 кВт·ч. В принципе, если мощность нового генерирующего источника невелика по сравнению с мощностью всей энергосистемы, то его ввод незначительно скажется на средневзвешенных экономических показателях производства и отпуска электроэнергии. Так, например, мощность намечаемого к вводу энергоблока мощностью 450 МВт на Зельвенской ГРЭС соответствует всего лишь 5,9% его удельного веса в общей мощности энергосистемы ( $450:7600 = 0,059$ ). А если учесть, что удельный расход топлива на данной станции 260 г/кВт·ч близок к среднему удельному расходу по всей энергосистеме (276 г/кВт·ч за 1999 г.), то можно убедиться в незначительном изменении среднего удельного расхода топлива по энергосистеме в целом. Так как удельный расход на 80-90 % определяет величину себестоимости производства электроэнергии, то можно убедиться также и в незначительном изменении средневзвешенной себестоимости в энергосистеме. Однако данный пример не отрицает необходимости постоянной корректировки в энергосистеме себестоимости полезного отпуска электроэнергии по мере ввода новых генерирующих мощностей.

## **2.2. Особенности расчета экономической эффективности развития электрических сетей**

Задачи развития электрических сетей столь разнообразны, что трудно говорить о какой-либо универсальной методике расчетов на все случаи жизни. К каждой конкретной задаче должно быть осуществлено приложение общей методики с учетом особенностей данной задачи.

Линии электропередачи, трансформаторные подстанции и другие элементы электрической сети могут иметь разное назначение.

Первое из них – это присоединение нового потребителя к энергосистеме с целью обеспечения его электроснабжения.

Второе – это повышение надежности электроснабжения.

Третье – это повышение экономичности функционирования электрической сети.

Разумеется, электросетевые объекты могут иметь и комплексное назначение, осуществляя одновременно подключение нового потребителя, повышение надежности и экономичности всей системы электроснабжения. Функции электросетевых объектов накладывают свой отпечаток на особенности оценки их экономической эффективности.

Когда речь идет о подключении нового потребителя или обеспечении электропитанием возрастающей электрической нагрузки существующего потребителя, то экономический эффект проявляется за счет продажи дополнительного количества электроэнергии. Эффективность данного мероприятия может быть оценена на базе критериев (1.1) – (1.3). Однако при этом следует иметь в виду следующее. Электрическая сеть – один из элементов системы электрообеспечения. Другим элементом является генерирующий источник. Поэтому оценка эффективности сооружения элементов электрической сети должна производиться в рамках решения более общей задачи оценки эффективности развития всей энергосистемы. Было бы неправильно в состав эксплуатационных расходов включать

только затраты на эксплуатацию электрической сети. В отдельных случаях, когда энергосистема располагает значительными запасами генерирующей мощности, что характерно для нынешнего состояния энергетики, эффективность сооружения элементов электрической сети может быть рассчитана без учета генерирующих источников. Однако это не означает, что можно вообще пренебречь вводом дополнительной генерирующей мощности. При формулировании динамической постановки задачи ввод генерирующих источников можно отсрочить на то время, когда имеется его избыток, но учитывать необходимость его следует, иначе в более поздний период в энергосистеме начнет проявляться дефицит мощности.

Эффективность сооружения электрической сети, связанной с вводом новой электростанции, должна быть обоснована в рамках оценки эффективности всей системы энергоснабжения, включая электростанции, линии электропередачи и трансформаторные подстанции.

Выбор оптимального варианта развития электрической сети может осуществляться только при решении задачи сравнительной эффективности. В этом случае речь идет о выборе наиболее оптимального способа подключения новых потребителей или привязки нового генерирующего источника к существующей системе электроснабжения. Решение данной задачи может осуществляться на базе затратных экономических критериев. Предварительное решение задачи сравнительной эффективности можно рассматривать как формирование оптимальных условий для последующего решения задачи общей эффективности.

В рамках рассмотрения задачи сравнительной экономической эффективности может рассматриваться выбор оптимального варианта обеспечения требуемой надежности электроснабжения потребителей. Обеспечение требуемой надежности также может рассматриваться как дополнительное условие при оценке эффективности различных схем электроснабжения.

Вторая группа объектов связана с повышением надежности существующей системы электроснабжения. К этим мероприя-

тиям могут быть отнесены: установка второго трансформатора на подстанции, сооружение линии электропередачи между двумя действующими подстанциями из соображений резервирования, сооружение разукрупняющей подстанции напряжением 35-110 кВ, установка секционных выключателей в сети 6-10 кВ и др. Учитывая, что надежность – это экономическая категория, можно сказать, что ее конечной целью является повышение эффективности работы системы электроснабжения. Энергосистему, осуществляющую эти мероприятия, волнует прежде всего экономический ущерб, причиняемый ей от нарушения надежности электроснабжения. К нему могут быть отнесены: недополучение прибыли из-за недоотпуска электроэнергии, штрафные санкции со стороны потребителей энергии, затраты на аварийно-восстановительные работы, простой оборудования и др. Требуется сопоставление инвестиционных затрат в указанные мероприятия с достигаемым при этом экономическим эффектом. Сложность решения данной задачи обуславливается трудностью расчета экономического эффекта. Она опирается на наличие статистики по надежности элементов системы электроснабжения, на использование вероятностных методов расчета надежности.

К объектам 3-й группы могут быть отнесены, в частности, разукрупняющие трансформаторные подстанции (35-110)/10 кВ, сооружаемые совместно с питающими их линиями с целью разгрузки сети напряжением 10 кВ; линии электропередачи 110 кВ, сооружаемые с целью разгрузки сети напряжением 35 кВ; установки для компенсации реактивной мощности. Оценка эффективности сооружения таких электросетевых объектов требует знания способов объективного расчета потерь энергии в электрической сети. Это представляет собой нелегкую задачу как из-за неопределенности исходной информации, необходимой для таких расчетов, так и из-за сложности самой методики расчетов, ибо изменение в какой-то части структуры электрической сети проявляется в изменении режимных показателей во всей сети энергосистемы.

Для оценки эффективности ввода объектов 2-й и 3-й групп могут быть использованы методы оценки сравнительной экономической эффективности с использованием затратных экономических критериев.

Приведенная выше классификация является в какой-то мере условной, так как объекты одной группы выполняют одновременно чаще всего функции объектов других групп. Так, например, новая трансформаторная подстанция вместе с питающей линией 35-110 кВ, предназначенная для подключения нового потребителя, может одновременно выполнять функции разукрупняющей, повышая надежность и снижая потери энергии в сетях 6-10 кВ.

Среди инвестиционных мероприятий в электрических сетях большое место занимают мероприятия по повышению пропускной способности электрической сети. Главное их назначение – это удовлетворение растущего спроса на электроэнергию со стороны потребителей. Было бы методически неверно полученный эффект в виде дохода от реализации дополнительной энергии относить только на это мероприятие, ибо увеличение отпуска энергии потребителям – это результат не только ввода объектов электросетей, но и результат дополнительного производства электроэнергии на электростанциях. А для этого производства нужны дополнительные генерирующие мощности. Было бы правильно эффективность такого рода мероприятий оценивать в рамках оценки эффективности развития всей энергосистемы. Но практически задачи развития электрических сетей весьма часто рассматриваются обособленно от задач развития генерирующих мощностей. Одним из инструментов обособленного, но согласованного с развитием генерирующих источников исследования является стоимость оценки 1 кВт·ч потерь в электросетях.

Этот показатель используется при применении затратных экономических критериев для оценки сравнительной эффективности. Для определения общей эффективности необходимо использование критерия чистой приведенной стоимости. Чаще

всего сооружение рассматриваемого рода объектов сопровождается появлением эффектов другого рода: повышением надежности, снижением потерь энергии в сетях. Этот эффект необходимо добавлять к эффекту от дополнительного отпуска энергии.

Для количественного учета надежности широко используется понятие экономического ущерба, под которым обычно понимается ущерб потребителей, вызванный аварийным недоотпуском электроэнергии. В новых экономических условиях, когда на первый план ставятся не глобальные народохозяйственные интересы, а экономические (коммерческие) интересы электроснабжающей организации, понятие экономического ущерба должно претерпеть некоторые изменения. В его состав должны войти: ущерб энергосистемы из-за недополучения прибыли вследствие аварийного недоотпуска электроэнергии, штрафные санкции потребителей энергии за ее недоотпуск, затраты энергосистемы на проведение аварийно-восстановительных работ. Можно предположить, что значение показателя удельного ущерба в новых условиях будет не меньше, чем в прежних, ибо штрафные санкции со стороны потребителей должны соизмеряться с реальным их ущербом, возникшим вследствие аварийного недоотпуска электроэнергии. Методика определения величины ущерба как экономической характеристики надежности электроснабжения опирается на знание показателей удельного ущерба, вероятностных характеристик надежности элементов систем электроснабжения и количественных методов расчета надежности электроснабжения того или иного потребителя.

Подход к экономическому обоснованию сооружения новых линий должен дифференцироваться в зависимости от назначения этих линий. Если линии предназначаются для выдачи мощности от новых электростанций, то экономическое обоснование их эффективности должно осуществляться в рамках (совместно) обоснования эффективности ввода новых генерирующих источников. В качестве критериев могут использоваться показатели (1.1) – (1.3). Если же в рамках решения этой

задачи рассматривается несколько вариантов схемы развития электрической сети, то осуществляется выбор оптимального варианта на базе решения задачи сравнительной эффективности на основе затратных критериев (1.4) или (1.5) либо путем сравнения значения критериев (1.1) – (1.3), учитывающих как сети, так и генерирующие источники. В заключение следует отметить, что каждый вариант развития сетей требует индивидуального подхода с учетом особенностей проявляемого эффекта и на базе использования вышеуказанных экономических критериев, имея в виду, что ввод того или иного объекта электрической сети в конечном итоге сказывается на изменении режима и экономических показателей работы всей энергосистемы.

### **3. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НА БАЗЕ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ И СПОСОБОВ ИНВЕСТИРОВАНИЯ**

В централизованной экономике основным источником инвестирования развития промышленности были денежные средства, выделяемые из государственного бюджета. Кроме того, в составе прибыли предприятий предусматривался фонд развития производства. Однако величина этого фонда была сравнительно невелика, и он использовался в основном для финансирования небольших по масштабу технических мероприятий, связанных с повышением эффективности производства.

В настоящее время финансирование из государственного бюджета практически упразднено и все бремя инвестирования развития предприятий перекладывается на плечи самих предприятий.

Собственные средства энергосистемы включают в себя такие источники инвестирования, как амортизационный фонд, часть прибыли и специальный инвестиционный фонд, включаемый в состав себестоимости энергии. Оценка эффективности использования собственных средств для инвестирования энергетиче-



ского объекта может производиться по экономическим критериям (1.1) – (1.3). Если данные критерии дают положительное значение, то это означает, что вложения собственных средств обеспечивают прибыльность технического мероприятия и приемлемую окупаемость. Основные объекты энергетической системы характеризуются значительными сроками строительства и большими объемами капитальных вложений. Между тем энергосистема, особенно в нынешних условиях ее функционирования, имеет весьма ограниченный потенциал инвестиционных ресурсов. В этих условиях целесообразно использование других источников и способов инвестирования. К таковым могут быть отнесены в первую очередь создание акционерных обществ, кредитование и лизинг.

Использование такой формы инвестирования, как акционерное общество, предполагает выпуск акций на сумму, равную стоимости намечаемого к сооружению объекта. Деньги, получаемые от продажи таких акций, используются для инвестирования данного объекта. Однако инвесторы вкладывают свои деньги на безвозвратной основе. В процессе эксплуатации объекта за весь период его жизни энергосистема из получаемой прибыли должна выплачивать акционерам дивиденды. Остальная часть прибыли (за вычетом налога на прибыль) остается в распоряжении энергосистемы. Достоинством данной формы инвестирования является то, что в строительство энергетического объекта энергосистема вкладывает не всю сумму денежных средств, соответствующую его стоимости, а только часть. Остальная часть средств вкладывается инвесторами, приобретшими акции. В условиях недостатка собственных средств такой способ инвестирования дает возможность энергосистеме организовать строительство важного для энергосистемы и республики энергетического объекта. Такой способ инвестирования экономически осуществим тогда, когда прибыльность функционирования объекта достаточна для выплаты дивидендов акционерам. Если размер выплачиваемых дивидендов заранее оговаривается, то оценка экономической

эффективности такого мероприятия может быть осуществлена по экономическому критерию следующего вида:

$$\max \sum_{t=1}^T (D_t - C_t - C_t^{div})(1 + E)^{-t} + L(1 + E)^{-T}, \quad (3.1)$$

где  $C_t^{div}$  – размер ежегодно выплачиваемых дивидендов.

Кредитная форма предполагает выделение кредитов под строительство объекта. Так же, как и в случае акционерной формы инвестирования, кредиты дают возможность при недостатке или отсутствии собственных средств финансировать строительство объекта. Погашение кредита может осуществляться после пуска объекта в эксплуатацию. Это означает, что погашение производится за счет денежной выручки, получаемой в результате функционирования прокредитованного объекта, и тем самым тарифы не отягощаются необходимостью формирования инвестиционных ресурсов в период строительства объекта. В то же время помимо возврата денег энергосистема должна выплачивать проценты за полученные денежные средства. Эти проценты могут выплачиваться как в период строительства объекта, по мере реализации кредитных средств, так и в течение периода погашения кредита; выплата процентов прекращается после полного погашения кредита. В результате такой формы инвестирования общая сумма выплат может оказаться значительно выше величины самого кредита. Экономическая осуществимость такой формы инвестирования во многом зависит от условий договора по кредитованию, в частности от сроков погашения кредита и размера выплачиваемых процентов.

Экономический критерий для данной формы инвестирования может быть представлен в виде

$$\max \sum_{t=1}^T (D_t - C_t - C_t^{np} - K_t^{noz})(1 + E)^{-t} + L(1 + E)^{-T}, \quad (3.2)$$

где  $K_t^{noz}$  – размер погашения кредита в  $t$ -м году;

$C_t^{np}$  – размер процентов за кредит, выплачиваемых в  $t$ -м году.

Если значение данного критерия положительно, то это означает экономическую осуществимость и выгодность проекта. В то же время возможность погашения кредита и выплаты процентов в установленные договором сроки может оказаться неосуществимой, несмотря на экономическую выгодность проекта. В этом случае затраты по возмещению кредита, используемого на финансирование того или иного объекта, должна взять на себя вся энергосистема. Если речь идет об объекте регионального, областного, значения, то возмещение затрат должно взять на себя республиканское предприятие энергетики. Если же речь идет об объекте республиканского значения, то возмещение затрат должен взять на себя концерн «Белэнерго».

Перспективной формой инвестирования, широко применяемой в западных странах, является лизинг. Основу лизинговой формы инвестирования составляют лизинговые платежи, которые лизингополучатель выплачивает лизингодателю. В качестве лизингодателя выступает лизинговая фирма, которая за свои денежные средства или за счет полученного кредита покупает оборудование и устанавливает его у лизингополучателя. Размер лизинговой платы должен быть достаточным для компенсации всех затрат лизингодателя. После внесения лизинговой платы лизингополучатель должен не только возместить свои производственные затраты из выручки от реализации продукции, но и получить необходимую прибыль. Лизинговая плата имеет следующую структуру: амортизационные отчисления, плата за кредит, комиссионные выплаты (маржа) лизинговой фирмы, оплата услуг, оказываемых пользователю имущества (лизингополучателю), налог на добавленную стоимость, таможенные платежи при внешнем лизинге, расходы по страхованию рисков и другие. Лизинговые платежи осуществляются ежемесячно или ежеквартально в соответствии с условиями договора.

Различают две формы лизинга: оперативный и финансовый.

Оперативный лизинг осуществляется на сравнительно небольшой период, порядка нескольких лет. По окончании срока лизинга оборудование либо возвращается лизингодателю, либо выкупается лизингополучателем по остаточной стоимости. Лизинговые платежи могут осуществляться с отсрочкой выплаты первого лизингового платежа, размеры и сроки переноса этой отсрочки на последующие платежи должны быть оговорены в лизинговом соглашении. Договором о лизинге может быть также предусмотрено перечисление лизингодателю аванса сразу же после заключения лизингового соглашения. В этом случае общая сумма лизинговых платежей уменьшается на сумму аванса.

Финансовый лизинг осуществляется на период, равный примерно сроку службы оборудования. В данном случае оборудование по окончании срока лизинга переходит в собственность лизингополучателя, так как стоимость оборудования компенсируется полностью за срок лизинга через амортизационные отчисления.

Указанные две формы лизинга могут быть сопоставлены друг с другом. Для этого необходимо обеспечить сопоставимость вариантов по производственному эффекту. В качестве периода сопоставления следует принять срок финансового лизинга. Тогда для варианта с оперативным лизингом необходимо предусмотреть либо выкуп оборудования, либо заключение новой лизинговой сделки.

Закрытие лизинговой сделки определяется условиями лизингового соглашения. Инициатива прекращения действия лизингового договора может исходить от лизингодателя или лизингополучателя. Если лизинговая сделка прекращается по инициативе лизингополучателя до окончания срока лизинга, то лизингополучатель, в соответствии с условиями договора, должен произвести компенсационные выплаты, размер которых определяется условиями лизингового соглашения. Если лизинговый договор расторгается по инициативе лизингода-

теля, то при этом наносится ущерб экономическим интересам лизингополучателя. В этом случае лизингодатель осуществляет компенсационные выплаты лизингополучателю в соответствии с условиями договора.

Экономический критерий, по которому оценивается выгода от использования лизинговой формы инвестирования для случая оперативного лизинга, в предположении, что объект после окончания срока лизинга возвращается лизингодателю, записывается в виде

$$L = \sum_{t=1}^T (D_t - C_t - C_t^{nl}) (1 + E)^{-t}, \quad (3.3)$$

где  $C_t^{nl}$  – лизинговые платежи;

$T$  – срок лизинга.

При положительном значении данного критерия применение лизинга экономически выгодно. Чем выше его величина, тем эффективнее проект. Предполагая, что значения дохода, себестоимости и лизинговых платежей постоянны, можно записать

$$\begin{aligned} L &= (D - C - C_{nl}) \sum_{t=1}^T (1 + E)^{-t} = \\ &= (D - C - C_{nl}) \frac{(1 + E)^T - 1}{E (1 + E)^T}. \end{aligned} \quad (3.4)$$

Так как второй множитель – постоянная величина, то экономичность проекта обуславливается положительной величиной первого слагаемого, которое определяет величину прибыли. Если же предполагается выкуп оборудования по окончании срока лизинга и объект продолжает эксплуатироваться как собственный до окончания срока службы, то экономический критерий записывается в виде

$$L = \sum_{t=1}^{\tau} (D_t - C_t - C_t^{nl})(1+E)^{-t} - K_{\text{вык}}(1+E)^{-\tau} + \sum_{t=\tau+1}^T (D_t - C_t)(1+E)^{-t}, \quad (3.5)$$

где  $\tau$  – срок лизинга;

$K_{\text{вык}}$  – стоимость выкупаемого оборудования.

Для случая финансового лизинга экономический критерий чистой дисконтированной стоимости может быть представлен в виде

$$L = \sum_{t=1}^{\tau} (D_t - C_t - C_t^{nl})(1+E)^{-t} + K_l(1+E)^{-T}, \quad (3.6)$$

где  $K_l$  – ликвидная или остаточная стоимость объекта по истечении срока лизинга.

#### **4. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИРОВАНИЯ ХАРАКТЕРНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ**

##### **4.1. Расчет экономической эффективности инвестирования строительства КЭС**

###### **За счет собственных средств**

Рассмотрим на примере КЭС мощностью 1800 МВт (четыре энергоблока по 450 МВт) экономическую возможность инвестирования ее строительства. Для этого следует, прежде всего, оценить экономическую и финансовую эффективность строительства этой электростанции.

Примем удельную стоимость 800 дол./кВт. Тогда величина инвестиций в станцию составит  $800 \cdot 1800 = 1,44$  млрд. дол.

Принимая затраты в электрические сети в размере 20 % от инвестиций в станцию, получаем полную величину инвестиций  $1,44 \cdot (1 + 0,2) = 1,728$  млрд. дол.

Предположим, что в первую очередь станции, связанную с пуском 1-го энергоблока, вкладывается 60 % всех инвестиций:  $0,6 \cdot 1,44 = 0,864$  млрд. дол., а в оставшиеся три блока инвестиции вкладываются равномерно, т. е. по  $(1,44 - 0,864) / 3 = 0,192$  млрд. дол. Тогда полные инвестиции в 1-ю очередь вместе с инвестициями в электрические сети будут равны  $0,864 \cdot 1,2 = 1,037$ , а в каждый последующий блок  $0,192 \cdot 1,2 = 0,23$  млрд. дол.

При цене топлива 70 дол./ту.т., удельном расходе 0,26 кг/кВт·ч топливная составляющая себестоимости будет равна  $0,26 \cdot 7 = 1,82$  цент/кВт·ч. Принимая удельный вес топливной составляющей в производственной себестоимости 85 %, получаем величину последней  $1,82 / 0,85 = 2,14$  цент/кВт·ч.

Если принять, что затраты на передачу и распределение электроэнергии составляют 12 % от себестоимости ее отпуска в сеть, а потери энергии 11 %, то себестоимость полезного отпуска потребителям от данной станции

$$C_{\text{ээ}}^{\text{пол}} = \frac{2,14}{(1 - 0,11)(1 - 0,12)} = 2,73 \text{ цент/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Себестоимость с учетом налоговых и других отчислений, включаемых в состав себестоимости (по отчетным данным, примерно 8 % от себестоимости составляют налоги, включаемые в состав себестоимости):

$$C_{\text{ээ}}^{\text{пол}'} = \frac{2,73}{0,92} = 2,97 \text{ цент/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Предположим, что, по отчетным данным Белэнерго, полезный отпуск электроэнергии составил 28,3 млрд. кВт·ч, а себестоимость полезного отпуска 1 кВт·ч 2,89 цент/кВт·ч. Прини-

маем для блока 450 МВт число часов использования мощности равным 6000 ч. Тогда выработка электроэнергии составит  $450 \cdot 6\,000 = 2,7$  млрд. кВт·ч, а полезный отпуск  $2,7 \cdot (1 - 0,11) = 2,4$  млрд. кВт·ч.

Себестоимость полезного отпуска в целом по Белэнерго после ввода первого агрегата составит

$$C_{\text{э}}^{\text{пол}} = \frac{2,89 \cdot 28,3 + 2,97 \cdot 2,4}{28,3 + 2,4} = 2,9 \text{ цент/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Цена 1 кВт·ч с учетом 13 % рентабельности равна  $2,9 \cdot 1,13 = 3,27$  цент/кВт·ч.

При определении величины дохода  $D_i$  следует из суммы реализации вычесть налог на добавленную стоимость. При цене электроэнергии 3,5 цент/кВт·ч и удельном весе этого налога в составе цены 0,029 (по отчетным данным Белэнерго), за основу при расчете  $D_i$  следует принимать цену  $3,5 \cdot (1 - 0,029) = 3,4$  цент/кВт·ч.

При определении величины себестоимости  $C_i$  следует вычесть амортизационные отчисления и часть инвестиционного фонда. Доля амортизации в себестоимости, по отчетным данным, составила 3,0 %, а инвестфонда – 7,3 %. Тогда для расчета экономического критерия принимаем следующую величину себестоимости:

$$2,9 \cdot (1 - 0,03 - 0,073 \cdot 0,7) = 2,67 \text{ цент/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Коэффициент 0,7 означает, что 30 % инвестиционного фонда направляется на нужды энергосбережения.

Располагая этими данными, рассчитаем, прежде всего, экономическую эффективность проекта по формуле



$$\sum_{t=1}^T (D_t - C_t - K_t)(1 + E)^{-t} + L(1 + E)^{-T}.$$

Коэффициент  $E$  принимаем равным 0,1.

Ввиду малости величины  $L$  и коэффициента  $(1 + E)^{-T}$  их произведение представляет величину более высокого порядка малости, поэтому вторым слагаемым пренебрегаем. Предполагаем, что первый блок вводится в эксплуатацию через 3 года после начала строительства, второй блок – на 5-й год, третий – на 6-й и четвертый – в 7-м году. Общий вид таблицы исходных данных для  $T = 30$  лет представлен ниже (табл. 4.1).

Т а б л и ц а 4.1.

$t$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$K_t$	$K_1$	$K_2$	$K_3$	$K_4$	$K_5$	$K_6$	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$C_t$	-	-	-	$C_4$	$C_5$	$C_6$	$C_7$	$C_8$	$C_9$	$C_{10}$	$C_{11}$	$C_{12}$	$C_{13}$	$C_{14}$	$C_{15}$
$D_t$	-	-	-	$D_4$	$D_5$	$D_6$	$D_7$	$D_8$	$D_9$	$D_{10}$	$D_{11}$	$D_{12}$	$D_{13}$	$D_{14}$	$D_{15}$

Окончание табл. 4.1

$t$	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$K_t$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$C_t$	$C_{16}$	$C_{17}$	$C_{18}$	$C_{19}$	$C_{20}$	$C_{21}$	$C_{22}$	$C_{23}$	$C_{24}$	$C_{25}$	$C_{26}$	$C_{27}$	$C_{28}$	$C_{29}$	$C_{30}$
$D_t$	$D_{16}$	$D_{17}$	$D_{18}$	$D_{19}$	$D_{20}$	$D_{21}$	$D_{22}$	$D_{23}$	$D_{24}$	$D_{25}$	$D_{26}$	$D_{27}$	$D_{28}$	$D_{29}$	$D_{30}$

В постановке задачи предполагаем, что инвестиции в 1-ю очередь вкладываются равномерно в течение 3-х лет, а инвестиции в последующие годы вкладываются в каждый блок в год, предшествующий году начала эксплуатации объекта. Для принятых исходных данных вышеприведенная таблица будет выглядеть следующим образом (табл. 4.2).

Т а б л и ц а 4.2

Исходные данные для расчета экономической эффективности,  
млн. дол.

$t$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$K_t$	345	345	345	230	230	230	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$C_t$	-	-	-	64	128	192	256	256	256	256	256	256	256	256	256
$D_t$	-	-	-	81,6	163	244	326	326	326	326	326	326	326	326	326

Окончание табл. 4.2

$t$	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$K_t$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$C_t$	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256	256
$D_t$	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326	326

Себестоимость  $C_t$  рассчитывается следующим образом.

Для 4-го года:  $2,67 \cdot 2,4 \cdot 10^9 \cdot 10^{-2} = 64$  млн. дол.

Для 5-го года – 128; для 6-го года – 192; для 7-го года – 256 млн. дол. и далее себестоимость неизменна.

Доход  $D_t$  рассчитывается так.

Для 4-го года  $3,4 \cdot 2,4 \cdot 10^9 \cdot 10^{-2} = 81,6$  млн. дол.; для 5-го года – 163; для 6-го года – 224; для 7-го года – 326 млн. дол.

Подставляя эти данные в формулу для чистой дисконтированной стоимости, получаем ее величину, равную  $-865 \cdot 10^6$ . Отрицательное значение критерия свидетельствует об экономической невыгодности проекта.

### За счет кредита

Рассмотрим возможность кредитного финансирования КЭС, предполагая, что кредит берется на полную стоимость станции. Предположим, что электростанция строится и эксплуатируется в такие же сроки, как и в предыдущем примере. Погашение кредита начинается сразу после ввода электро-

станции на полную мощность и осуществляется в течение 5 лет равными порциями. Проценты за кредит выплачиваются на следующий год после осуществления инвестирования, принимаются равными 10 %, и выплата процентов осуществляется до полного погашения кредита. Так как выручка от функционирования станции появится после ввода первого энергоблока, то можно считать, что выплата процентов от этого момента будет осуществляться из средств всей Белорусской энергосистемы, в состав которой входит электростанция.

Исходные данные для расчета представлены в табл. 4.3. Здесь через  $H_t$  обозначены размеры выплаты процентов, а через  $R_t$  – размеры погашения кредита.

Т а б л и ц а 4.3

Исходные данные для кредитного инвестирования,  
млн. долларов

$t$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
$C_t$	-	-	-	65	130	195	260	260	260	260	260	260	260	260	260
$D_t$	-	-	-	76	152	228	304	304	304	304	304	304	304	304	304
$H_t$	-	34,5	69	103	126	149	172	148	113	79	34	-	-	-	-
$R_t$	-	-	-	-	-	-	345	345	345	345	345	-	-	-	-

Окончание табл. 4.3

$t$	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
$C_t$	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260	260
$D_t$	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304	304
$H_t$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
$R_t$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Величина критерия оказалась равной  $-726 \cdot 10^6$ , что свидетельствует о невыгодности проекта.

#### 4.2. Расчет экономической эффективности инвестирования на основе лизинга ТЭС небольшой мощности

Рассматривается строительство парогазовой ТЭС небольшой мощности на базе лизинговой формы инвестирования.

Исходные данные:

мощность ТЭС  $N = 20$  МВт, удельная стоимость  $K_y = 1000$  дол./кВт, норма амортизации  $P_{ам} = 5\%$ , цена топлива  $C_m = 0,07$  дол./кг у.т., удельный расход  $b_y = 0,26$  кг/кВт·ч, отпуск электроэнергии  $\mathcal{E} = 100$  млн. кВт·ч, тариф на электроэнергию  $T_{э} = 6,4$  цент/кВт·ч. Прочие затраты  $C_{пр} = 0,2$  млн. дол.

Стоимость лизинговой сделки составляет  $K = K_y \cdot N = 1000 \cdot 20 \cdot 10^3 = 20$  млн. дол.

На первом этапе расчета необходимо определить размеры лизинговых платежей. Они включают в себя:

- плату за кредит  $C_{кр}$ , принимаемую равной 10 % от стоимости лизинговой сделки;
- комиссионные выплаты  $C_k$  лизинговой фирме, равные 2 %;
- плату за услуги лизингодателю  $C_y$ , равную 1 %;
- налог на добавленную стоимость  $C_{нал}$ , равный 20 % от добавленной стоимости. Добавленная стоимость определяется как сумма вышеуказанных трех слагаемых.

Годовой размер лизинговых платежей определяется как

$$C_{лиз} = C_{ам} + C_{кр} + C_k + C_y + C_{нал},$$

где  $C_{ам}$  – величина амортизационных отчислений.

Рассмотрим случай оперативного лизинга, при котором договор заключается на 10 лет. По окончании срока лизинга воз-

возможен либо выкуп оборудования лизингополучателем по остаточной стоимости, либо возврат оборудования лизингодателю.

Определим в начале среднегодовую стоимость оборудования, представленную в табл. 4.4.

Т а б л и ц а 4.4

Расчет среднегодовой стоимости

Годы	Стоимость объекта на начало года	Амортизационные отчисления	Стоимость объекта на конец года	Среднегодовая стоимость
1	20	1	19	19,5
2	19	1	18	18,5
3	18	1	17	17,5
4	17	1	16	16,5
5	16	1	15	15,5
6	15	1	14	14,5
7	14	1	13	13,5
8	13	1	12	12,5
9	12	1	11	11,5
10	11	1	10	10,5

Расчет лизинговых платежей представлен в табл. 4.5.

Т а б л и ц а 4.5

Расчет лизинговых платежей, млн. дол.

Годы	Амортизация	Плата за кредит	Услуги	Комиссионные	НДС	Лизинговые платежи
1	2	3	4	5	6	7
1	1	1,95	0,2	0,39	0,51	4,048
2	1	1,85	0,2	0,37	0,484	3,904
3	1	1,75	0,2	0,35	0,46	3,76
4	1	1,65	0,2	0,33	0,436	3,616
5	1	1,55	0,2	0,31	0,412	3,472

1	2	3	4	5	6	7
6	1	1,45	0,2	0,29	0,388	3,328
7	1	1,35	0,2	0,27	0,364	3,184
8	1	1,25	0,2	0,25	0,34	3,04
9	1	1,15	0,2	0,23	0,316	2,896
10	1	1,05	0,2	0,21	0,292	2,752
Итого	10	15	2	0,3	4	34

Для оценки эффективности использования лизинговой сделки рассчитаем величину дохода, получаемого от реализации энергии.

$$D = T_{\text{э}} \cdot \text{Э} = 6,4 \cdot 100 \cdot 10^6 \cdot 10^{-2} = 6,4 \text{ млн. дол.}$$

Принимаем величину данной выручки неизменной за все годы лизинговой сделки. Себестоимость отпуска электроэнергии (без амортизационных отчислений) рассчитаем как сумму затрат на топливо и прочих затрат. Затраты на топливо  $C_m = C_m \cdot b_y \cdot \text{Э} = 0,07 \cdot 0,26 \cdot 100 \cdot 10^6 = 1,82$  млн. дол. Тогда себестоимость равна  $C = 1,82 + 0,2 = 2,02$  млн. дол.

Если по истечении лизингового договора оборудование возвращается лизинговой фирме, то эффективность лизинговой сделки рассчитывается по формуле (3.3).

Подставляя исходные данные, получаем значение критерия, равное 5,336 млн. дол. Положительное значение критерия свидетельствует об экономической выгодности проекта.

Если же предполагается дальнейшая эксплуатация объекта, то лизингополучатель выкупает оборудование по остаточной стоимости по окончании срока лизинга и объект продолжает эксплуатироваться до окончания срока службы. Расчет экономической эффективности для данного случая осуществляется по формуле (3.5). Примем срок службы объекта равным 20 годам, в том числе 10 лет после окончания срока лизинга.

Остаточная стоимость оборудования равна 10 млн. дол. Подставляя эти данные, получаем значение экономического критерия, равное 17,3 млн. дол.

Для случая финансового лизинга срок сделки принимается равным 20 годам. Выполняя расчеты для данного варианта лизинговой сделки, получаем значение экономического критерия равное 19,32 млн. дол.

Таким образом, при принятых исходных данных лизинговая форма инвестирования оказывается экономически выгодной. При этом оперативный лизинг с выкупом оборудования оказывается более выгодным, чем финансовый лизинг.

#### **4.3. Расчет экономической эффективности установки компенсирующего устройства в электрической сети**

Данная задача относится к классу тех технических мероприятий, которые нацелены на повышение эффективности работы энергосистемы. Установка компенсирующего устройства (КУ) в том или ином узле электрической сети приводит к снижению в ней потерь электроэнергии, обусловленных протеканием потоков реактивных мощностей. Вследствие этого снижаются денежные затраты в энергосистеме на покрытие этих потерь. Особенностью данной задачи является то, что при оценке эффективности не учитывается возможность увеличения отпуска электроэнергии потребителю.

Рассматривается однолучевая схема электрической сети, представляющая собой линию электропередачи 110 кВ. Эта линия обеспечивает электроснабжение потребителя непосредственно от источника питания.

Исходные данные: длина линии  $L = 50$  км, провода марки АС – 240, активная электрическая нагрузка  $P = 50$  МВт, реактивная нагрузка  $Q = 30$  Мвар.

Предполагается установка у потребителя КУ мощностью  $Q_{КУ} = 10$  Мвар, удельная стоимость  $k_y = 10$  дол./квар, цена

электроэнергии  $t_{\text{э}}$  = 4 цент/кВт·ч, время максимальных потерь  $\tau$  = 3000 ч, годовые затраты на эксплуатацию КУ принимаются равными 2 % от его стоимости.

Активное сопротивление линии определяется по формуле

$$r = \rho \frac{l}{F} = 32 \frac{50}{240} = 6,66 \text{ Ом.}$$

Стоимость КУ  $K_{KV} = k_y \cdot Q_{KV} = 10 \cdot 10 \cdot 10^3 = 100$  тыс. дол.

Экономический эффект от снижения потерь энергии в результате компенсации реактивной мощности определяется как

$$\begin{aligned} \Delta C &= \frac{r \tau t_{\text{э}}}{U^2} (Q^2 - (Q - Q_{KV})^2) = \\ &= \frac{6,66 \cdot 3000 \cdot 0,04 \cdot 10^3}{110^2} (30^2 - 20^2) = 33025 \text{ дол.} \end{aligned}$$

Годовой экономический эффект, обусловленный установкой КУ, равен

$$\Delta C' = 33 \cdot 0,25 - 0,02 \cdot 100000 = 31025 \text{ дол.}$$

Предполагая срок службы КУ равным 30 годам, можно определить чистую дисконтированную стоимость, принимая в качестве  $(D_t - C_t)$  величину  $\Delta C'$  и ликвидную стоимость равной 5 % от первоначальной стоимости.

$$\begin{aligned} &\sum_{t=1}^{30} \Delta C' (1 + E)^{-t} - K_{KV} + L(1 + E)^{-T} = \\ &= 31025 \cdot \sum_{t=1}^{30} 1,1^{-t} - 100000 + 5000 \cdot 1,1^{-30} = 191921 \text{ дол.} \end{aligned}$$



Положительное значение критерия свидетельствует об экономической выгодности мероприятия.

Период окупаемости может быть рассчитан следующим образом. Приравнивая чистую дисконтированную стоимость к нулю, пренебрегая учетом ликвидной стоимости и вводя переменную  $T$  вместо 30, получаем

$$31025 \cdot \frac{(1,1^{-1}(1,1^{-T} - 1))}{1,1^{-1} - 1} - 100000 = 0.$$

Решая данное уравнение относительно  $T$ , находим

$$T = \frac{\lg 1,4756}{\lg 1,1} = 4,08 \text{ года.}$$

Представляет интерес оценка эффективности данного мероприятия с помощью затратного экономического критерия. Для варианта с установкой КУ выражение для этого критерия приобретает вид

$$Z_1 = E \cdot K_{KY} + (p + p_{ам}) \cdot K_{KY} + \frac{r \tau t_{эз}}{U^2} (Q - Q_{KY})^2,$$

где  $p_{ам}$  – норма амортизации, принимаемая равной 0,05.

Для варианта без установки КУ выражение приведенных затрат запишется в виде

$$Z_2 = \frac{r \tau t_{эз}}{U^2} \cdot Q^2.$$

Подставляя исходные данные, получаем  $Z_1 = 43420$  дол.,  $Z_2 = 59445$  дол. Эти данные показывают выгодность установки компенсирующего устройства.

Как видно, использование затратного экономического критерия привело к тем же выводам о сравнительной эффективности, что и применение критерия чистой дисконтированной стоимости.

#### 4.4. Расчет экономической эффективности сооружения ЛЭП

Исходные данные

К узлу электрической нагрузки  $P = 50$  МВт с числом часов использования максимальной нагрузки  $T_m = 5000$  ч следует подвести линию электропередачи протяженностью 60 км. Тариф на электроэнергию 5,5 цент/кВт·ч.

Возможны различные варианты постановки данной задачи.

Предположим, что параметры ЛЭП предполагаются заданными. Например, ЛЭП напряжением 110 кВ с проводами АС-300.

При обеспечении электроснабжения данного потребителя в энергосистеме увеличивается объем реализации энергии. Для энергосистемы ставится задача оценка экономической выгоды вложения инвестиций в эту линию. Расчет эффективности может быть произведен на базе критерия чистой дисконтированной стоимости, при котором осуществляется сопоставление инвестиционных и эксплуатационных затрат в данную линию с получаемым доходом от продажи дополнительного количества энергии. Особенностью данной задачи является то, что для обеспечения потребителя электрической мощностью и энергией на электростанциях энергосистемы требуется ввод адекватной величины мощности. Она должна быть равна сумме заданной электрической нагрузки и величины потерь мощности в ЛЭП. Величина потерь мощности рассчитывается как

$$\Delta P = \frac{P_m^2 r_0 l}{U^2 \cos^2 \varphi} = \frac{50^2 \cdot 0,1 \cdot 60}{110^2 \cdot 0,9^2} = 1,53.$$

Тогда дополнительная генерирующая мощность будет равна 51,53 МВт. Принимая удельную стоимость для электростанций  $k_y = 500$  дол./кВт и для ЛЭП 10 000 дол./км, получаем общий размер инвестиций  $K = 500 \cdot 51,53 \cdot 10^3 + 10000 \cdot 60 = 26,25$  млн. дол.

Принимая себестоимость полезного отпуска 1 кВт·ч равной  $C_{\text{э}} = 4,2$  цент/кВт·ч, срок службы  $T = 30$  лет, ставку дисконта  $E = 0,1$  и пренебрегая ликвидной стоимостью, подсчитаем выражение для чистой дисконтированной стоимости. Подставляя эти данные в формулу (1.1), получаем положительное значение критерия, что свидетельствует об экономической выгодности проекта.

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^{30} (5,5 - 4,2) \cdot 50 \cdot 5000 \cdot 10 \cdot (1 + 0,1)^{-t} - 26250000 &= \\ &= 30647500 - 26250000 = 4397500 . \end{aligned}$$

#### **4.5. Экономическое обоснование ввода электрогенерирующей мощности в действующей котельной**

Существующая котельная производит пар с параметрами 40 атм. Данный пар в непосредственном виде не используется, а дросселируется в тепло с пониженными параметрами, которое идет на отопление и горячее водоснабжение. Представляется возможным в действующей котельной установить мини-турбогенератор, который использовал бы параметры производимого пара для выработки электрической энергии. Турбина должна быть противодавленческая, на выходе из которой пар направляется потребителям.

Предположим, что мощность котельной установки позволяет установить турбогенератор мощностью 200 кВт. Удельные капитальные затраты, связанные с установкой электроге-

нерирующей мощности, принимаются равными 250 дол./кВт. Тогда полные инвестиционные затраты составят  $250 \cdot 200 = 50000$  дол. Число часов использования максимальной нагрузки примем равным  $T_m = 3000$  ч. Удельные затраты топлива, связанные с выработкой электроэнергии, могут быть приняты равными 0,16 кг у.т./кВт·ч. Кроме того, появляются дополнительные эксплуатационные затраты, связанные с обслуживанием электрогенерирующей установки и включающие в себя амортизационные отчисления, затраты на проведение ремонтных работ и эксплуатационное обслуживание. Примем эти затраты равными 6 % от стоимости турбогенераторной установки, в том числе 4 % – амортизационные отчисления. Эффективность указанной установки можно определить на базе использования различных источников инвестирования. Электроэнергия, производимая данным энергоисточником, замещает электроэнергию, покупаемую предприятием, которому принадлежит котельная, в энергосистеме по цене 4 цента/кВт·ч. Если принять расход электроэнергии на собственные нужды данной установки равным 3 % от ее выработки, то величина полезно отпущенной электроэнергии составит  $\mathcal{E}_{omn} = 200 \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03) = 582000$  кВт·ч. Величина годовой экономии за счет сокращения покупки электроэнергии в энергосистеме составит  $C_{эж} = 582000 \cdot 4 \cdot 10^{-2} = 23280$  дол. Годовые эксплуатационные затраты складываются из затрат на топливо для производства электроэнергии и затрат на обслуживание установки. При цене топлива  $C_m = 60$  дол./т у.т. затраты на топливо составят  $C_m = 60 \cdot 0,16 \cdot 600000 \cdot 10^{-3} = 5760$  дол. Затраты на эксплуатацию оборудования равны  $C_3 = 0,06 \cdot 50000 = 3000$  дол., а без учета амортизации – 1000 дол. Суммарные эксплуатационные затраты  $C = 8760$  дол. Если принять срок службы оборудования равным 25 годам и ликвидную стоимость  $K_d = 5$  % от первоначальной, то выра-

жение для чистой дисконтированной стоимости будет равно (при  $E = 0,1$ )

$$\sum_{t=1}^{25} (23280 - 6760) \cdot 1,1^{-t} - 50000 + 0,05 \cdot 50000 \cdot 1,1^{-25} = 100232 .$$

Положительное значение критерия свидетельствует об экономической выгодности проекта.

Оценим финансовую эффективность проекта, принимая, что 25 % полученной экономии, которая выражается в соответствующем увеличении прибыли, выплачивается в виде налога на прибыль. Годовая экономия будет равна  $C'_{эк} = 23280 - 6760 - (23280 - 8760) \cdot 0,25 = 12890$  дол. Тогда финансовая эффективность будет равна

$$\sum_{t=1}^{25} 12890 \cdot 1,1^{-t} - 50000 + 0,05 \cdot 50000 \cdot 1,1^{-25} = 67272 .$$

Положительное значение критерия свидетельствует также и о финансовой эффективности данного мероприятия.

#### **4.6. Определение экономической эффективности инвестиционных затрат в газотурбинную надстройку к паротурбинному энергоблоку**

На электростанции установлен паротурбинный агрегат мощностью 150 МВт с удельным расходом топлива, равным 360 г/кВт·ч. С целью повышения эффективности работы станции перед энергоблоком устанавливается газотурбинная установка мощностью 55 МВт с КПД, равным 35 %. Отработанный газ поступает в котел, замещая сжигание в нем природного газа. Мощность, обеспечиваемая выхлопными газами, равна  $55 \cdot (1 - 0,35)/0,35 = 102$  МВт. С учетом потерь энергии в

котле (КПД = 0,9), в паропроводах (КПД = 0,99), в паровой турбине (КПД = 0,4) и в генераторе (КПД = 0,98) полезная мощность составит  $102 \cdot 0,9 \cdot 0,99 \cdot 0,4 \cdot 0,98 = 35,6$  МВт. Как видно, энергии выхлопных газов недостаточно, чтобы полностью заместить сжигание природного газа в котле. Для обеспечения недостающей мощности ( $150 - 35,6 = 114,4$  МВт.) требуется сжигание природного газа, но не в полном объеме, а только части того, что сжигалось до установки ГТУ.

Таким образом, на базе энергетического потенциала энергоресурсов, используемых в газотурбинной установке, мы получаем  $55 + 35,6 = 90,6$  МВт. На базе сжигания природного газа в котле получаем 114,4 МВт. Всего: 205 МВт.

Исходя из этого рассчитаем удельный расход топлива и КПД парогазовой установки.

Энергия, подводимая к газотурбинной установке равна  $55 / 0,35 = 157$  МВт. Переведем эту мощность в топливо, имея в виду, что  $860$  ккал = кВт·ч и  $1$  кг у.т. =  $7000$  ккал. Тогда

$$157000 \text{ кВт} \times 860 \text{ ккал/кВт}\cdot\text{ч} / 7000 \text{ ккал/кг у.т.} = 19,3 \text{ т у.т./ч.}$$

Отсюда удельный расход будет равен

$$19300 \text{ кг у.т.} / 90600 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 0,213 \text{ кг у.т./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Удельный расход на паротурбинном блоке на базе сжигания в котле природного газа равен, как указывалось выше,  $0,360$  кг у.т./кВт·ч.

Таким образом, удельный расход по всему парогазовому энергоблоку будет равен

$$\frac{0,213 \cdot 90,6 + 0,360 \cdot 114,4}{205} = 0,295 \text{ кг у.т./кВт}\cdot\text{ч.}$$

Для определения годового экономического эффекта в результате ввода газотурбинного агрегата задаемся следующими

исходными данными: удельная стоимость ГТУ – 500 дол./кВт, число часов использования установленной мощности – 5000 ч, цена природного газа – 50 дол./т у.т., тариф на электроэнергию – 3,2 цент/кВт·ч.

Эффект складывается из двух частей. Первая часть – это эффект, обусловленный снижением удельного расхода топлива с 360 до 295 г/кВт·ч на энергоблоке 150 МВт. Годовая его величина равна

$$(0,36 - 0,295) \cdot 150 \cdot 5000 \cdot 50 = 2437500 \text{ дол.}$$

Вторая часть эффекта обуславливается вводом новой мощности, равной 55 МВт. Эффект в результате ее ввода будет определяться увеличением отпуска электроэнергии потребителям. Принимая потери электроэнергии в сетях равными 10 % от отпущенной в сеть энергии, величину полезного отпуска определим как

$$55 \cdot 5000 \cdot (1 - 0,1) = 247,5 \text{ млн. кВт·ч.}$$

Топливная составляющая себестоимости на станции составит

$$50 \cdot 0,295 \cdot 10^{-1} = 1,475 \text{ цент/кВт·ч.}$$

Принимая, что удельный вес затрат на топливо в себестоимости отпуска энергии в сеть равен 90 %, а затраты в электрических сетях составляют 20 % от затрат на отпуск электроэнергии в сеть, получаем себестоимость полезного отпуска 1 кВт·ч от данной станции

$$1,475 \cdot 1,1 \cdot 1,2 = 1,947 \text{ цент/кВт·ч.}$$

Тогда прибыль, полученная в результате отпуска электроэнергии, выработанной на базе дополнительной мощности 55 МВт, составит

$$(3,2 - 1,947) \cdot 247500000 = 3101175 \text{ дол.}$$

Годовой эффект в результате сооружения газотурбинной надстройки составит

$$2 \cdot 437 \cdot 500 + 3101175 = 5538675 \text{ дол.}$$

Стоимость сооружения газотурбинной установки равна  $500 \cdot 55 \cdot 10^3 = 27\,500\,000$  дол.

Годовые затраты на эксплуатацию ГТУ примем равными 8 % от ее стоимости, в том числе 5 % – на амортизацию, 3 % – на техническое обслуживание и ремонты.

Общий годовой эффект составит

$$5538675 - 0,08 \cdot 27500000 = 3\,338\,675 \text{ дол.}$$

При статическом подходе к оценке эффективности период окупаемости будет равен

$$\frac{27\,500\,000}{3\,338\,675} = 8,24 \text{ года.}$$

Для оценки эффективности в динамической постановке необходимо рассчитать выражение для чистой дисконтированной стоимости и на ее основе – период окупаемости.

#### **4.7. Экономическая эффективность замещения в котельной природного газа древесным топливом**

Предполагается, что котельная мощностью 0,5 Гкал/час с КПД, равным 0,85, производит 2500 Гкал тепла в год, сжигая природный газ стоимостью 50 дол./1000 м<sup>3</sup>. Теплотворная способность газа равна 10 000 ккал/м<sup>3</sup>.

Требуется определить экономическую эффективность замещения природного газа древесным топливом.



Для перевода котельной на древесное топливо предполагаем установку газогенератора, что позволяет не осуществлять реконструкцию котла. Мощность газогенератора принимается аналогичной, т. е. 0,5 Гкал/час, при КПД, равном 0,8. Теплота сгорания древесного топлива равна 2500 ккал/кг. Цена древесного топлива равна 15 дол./т у.т. Удельная стоимость газогенератора равна 30 дол./кВт. Отчисления на амортизацию – 0,05, отчисления на эксплуатационное обслуживание – 0,06.

Количество природного газа, сжигаемого в котельной, равно

$$2500 \text{ Гкал} / (0,85 \times 7000 \text{ ккал/кг}) = 420,2 \text{ т у.т.}$$

Его стоимость равна  $50 \cdot 420,2 \cdot 7000 / 10000 = 14\,707$  дол.

Для выработки адекватного количества тепловой энергии при использовании древесного топлива потребуется

$$2500 \text{ Гкал} / (0,8 \cdot 7000 \text{ ккал/кг}) = 446,4 \text{ т у.т.}$$

Стоимость его будет равна  $446,4 \cdot 15 = 6696$  дол.

Стоимость газогенераторной установки (вместе с затратами на ее монтаж)

$$30 \text{ дол./кВт} \cdot 0,5 \text{ Гкал/час} = 17\,442 \text{ дол.}$$

Затраты на эксплуатацию газогенераторной установки

$$(0,05 + 0,06) \cdot 17\,442 = 1318,6 \text{ дол.}$$

Срок окупаемости инвестиций в газогенераторную установку при статической постановке задачи

$$17\,442 / (14\,707 - 6696 - 1318,6) = 2,6 \text{ года.}$$

Небольшой срок окупаемости свидетельствует об экономической выгодности проекта.

Рассчитаем эффективность данного проекта на основе динамического подхода. Принимаем срок службы газогенератора равным 20 годам, ставку дисконта равной 0,1. Ликвидную стоимость газогенератора принимаем равной 5 % от первоначальной стоимости. Тогда выражение для чистой дисконтированной стоимости можно записать как (принимаем, что эффект от замещения природного газа древесным топливом остается неизменным в течение всего периода службы газогенератора)

$$\Sigma(14707 - 6696 - 1318,6 + 0,05 \cdot 17442)(1 + 0,1)^{-t} - 17442 + \\ + 0,05 \cdot 17442.$$

Преобразуя, получаем

$$7563 \Sigma(1 + 0,1)^{-t} - 17442 + 871 = 7563 \Sigma(1 + 0,1)^{-t} - 16571 = \\ = 47714 \text{ дол.}$$

Положительное значение чистой дисконтированной стоимости свидетельствует об экономической выгодности проекта.

Чтобы найти период окупаемости, приравняем выражение для NPV нулю и решаем полученное уравнение относительно срока службы  $T$ .

$$\Sigma(1 + 0,1)^{-t} = 2,19.$$

Определяя левую часть как сумму геометрической прогрессии, получаем

$$\frac{1,1^{-1}(1,1^{-T} - 1)}{1,1^{-1} - 1} = 2,19.$$

Преобразуя дальше это уравнение, получаем

$$1,1^{-T} = 0,757.$$

Применяя логарифмирование, имеем

$$T \cdot \lg 1,1 = \lg 0,757.$$

Решая это уравнение относительно  $T$ , получаем  $T = 2,9$  года.

Хотя для данного случая период окупаемости оказался несколько больше, чем для предыдущего случая, однако его величина оказалась также сравнительно небольшой, что свидетельствует об эффективности инвестиционных затрат в мероприятие.

### **Л и т е р а т у р а**

1. Падалко Л.П., Пекелис Г.Б. Экономика электроэнергетических систем. – Минск: Вышэйшая школа, 1986.
2. Падалко Л.П., Пекелис Г.Б. Сборник задач по экономике энергетики. – Минск: Вышэйшая школа, 1979.
3. Четыркин Е.М. Методы финансовых и коммерческих расчетов. – М.: Дело, 1992.

## Содержание

В в е д е н и е. . . . .	3
1. МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ. . . . .	3
1.1. Чистая дисконтированная (приведенная) стоимость (чистый приведенный доход) (Net Present Value). . . . .	4
1.2. Внутренняя норма рентабельности (Internal Rate of Return). . . . .	8
1.3. Период окупаемости (Pay-back Period) . . . . .	9
1.4. Индекс доходности (Profitability Index) . . . . .	11
2. ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИРОВАНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ. . . . .	15
2.1. Особенности расчетов экономической эффективности развития генерирующих источников. . . . .	17
2.2. Особенности расчета экономической эффективности развития электрических сетей. . . . .	19
3. МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НА БАЗЕ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ И СПОСОБОВ ИНВЕСТИРОВАНИЯ. . . . .	24
4. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИРОВАНИЯ ХАРАКТЕРНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ. . . . .	30
4.1. Расчет экономической эффективности инвестирования строительства КЭС. . . . .	30
4.2. Расчет экономической эффективности инвестирова- ния на основе лизинга ТЭС небольшой мощности. . . . .	36
4.3. Расчет экономической эффективности установки компенсирующего устройства в электрической сети. . . . .	39
4.4. Расчет экономической эффективности сооружения ЛЭП. . . . .	42

4.5. Экономическое обоснование ввода электрогенерирующей мощности в действующей котельной. . . . .	43
4.6. Определение экономической эффективности инвестиционных затрат в газотурбинную надстройку к паротурбинному энергоблоку. . . . .	45
4.7. Экономическая эффективность замещения в котельной природного газа древесным топливом. . .	48
Л и т е р а т у р а . . . . .	51

Учебное издание

ПАДАЛКО Леонид Профьевич  
ЯНЦЕВИЧ Ирина Владимировна

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ  
ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИРОВАНИЯ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Учебно-методическое пособие

по дипломному проектированию  
для студентов специальностей  
1-43 01 06 «Энергоэффективные технологии  
и энергетический менеджмент»  
и 1-27 01 01 «Экономика и организация  
производства (энергетика)»

Редактор Т.Н.Микулик. Корректор М.П.Антонова  
Компьютерная верстка Л.М.Чернышев

---

Подписано в печать 17.07.2003.

Формат 60x84 1/16. Бумага типографская № 2.

Печать офсетная. Гарнитура Таймс.

Усл. печ. л. 3,1. Уч.-изд. л. 2,4. Тираж 100. Заказ 510.

---

Издатель и полиграфическое исполнение:

Белорусский национальный технический университет.

Лицензия ЛВ №155 от 30.01.2003. 220013, Минск, проспект Ф.Скорины, 65.