

**МЕТОДИЧЕСКИЕ И ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ
ГИДРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ И
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАТЕЖЕЙ
ЗА ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ**

В СССР проблема платности и экономической оценки природных ресурсов в большей степени представляла теоретический интерес. Потребности в ее разработке со стороны практики фактически отсутствовали. Одна из основных причин этого состояла в том, что государство одновременно являлось как собственником, так и пользователем практически всех природных ресурсов. Поэтому у различных министерств и ведомств добывающих либо использующих природные ресурсы в производственных процессах, не возникало проблем доступа к этим ресурсам и их неограниченного использования.

Однако в настоящее время на этапе реформирования российской экономики на рыночных принципах идут активные процессы разделения прав собственности и появления новых субъектов хозяйствования. В этих условиях собственники и пользователи природных ресурсов уже не являются одними и теми же лицами и их взаимоотношения принимают экономическую форму платежей за природопользование, взимаемых со вторых в пользу первых. Сказанное в полной мере относится к такой важной отрасли экономики и энергетики, как гидроэнергетика. С одной стороны, гидроэлектростанции (ГЭС) акционируются в составе региональных акционерных обществ энергетики и электрификации (АОЭнерго), либо Российского акционерного общества энергетики и электрификации (РАО) "ЕЭС России". С дру-

гой - большую самостоятельность приобретают регионы, становясь наряду с Федерацией собственниками находящихся на их территории природных, в том числе гидроэнергетических ресурсов.

В таких условиях ГЭС (через органы управления электроэнергетическими системами - ЭЭС, в которые они входят как составные элементы) должны вступать в экономические отношения с собственниками гидроэнергоресурсов в лице регионов, либо Федерации, покупая у них права использовать данные ресурсы. Это в свою очередь требует экономической оценки гидроэнергетических деления платы, которая должна взиматься за их использование.

1. Подходы к экономической оценке природных ресурсов

До середины 50-х годов в экономической теории и практике нашей страны был наиболее распространен подход, согласно которому природные ресурсы являлись бесплатными и общедоступными. Его обоснованием служил идеологический постулат: при социализме природные ресурсы не являются объектами купли-продажи, поэтому неверно их экономически оценивать.

Позднее появился подход, согласно которому природные ресурсы могут иметь экономическую оценку, поскольку являются продуктами труда [1]. Экономическая оценка ресурсов определялась по затратам на их освоение и эксплуатацию. Поэтому данный подход можно условно назвать "затратным".

В противовес "затратному" появился "результатный" подход, где в качестве экономической оценки природного ресурса принимается денежное выражение продукции, получаемой от его использования [2].

Поскольку указанные подходы являются достаточно односторонними (в одном делается акцент только на затраты, в другом - на результаты), то предпринимались попытки их объединения. Например, предлагался подход, согласно которому экономическая оценка природного ресурса определяется как сумма приносимого им эффекта и затрат освоения [3].

Как показал анализ, выполненный в [4], ни один из перечисленных подходов не позволяет отразить в полной мере ценность, которую имеет для общества тот или иной природный ресурс. Там же отмечается, что наиболее корректно учесть затратный и результатный аспекты оценки природного ресурса позволяет подход, основанный на дифференциальной ренте. Обоснование правомерности использования рентного подхода для экономической оценки природных ресурсов выполнялось и в других работах, в частности [5,6 и др.]. Поэтому в данной работе в качестве экономической оценки гидроэнергетических ресурсов используется дифференциальная рента.

2. Основные теоретические положения определения дифференциальной ренты

Категория дифференциальной ренты давно известна и достаточно хорошо изучена в экономической теории. Так, еще А.Смит, Д.Рикардо, К.Маркс исследовали причины, условия и источники ее образования, а также сферу действия рентных отношений [7]. В последующем теория дифференциальной ренты развивалась и детализировалась применительно к конкретным предметным областям. В частности, в области природопользования это было сделано усилиями таких ученых, как Г.Хотеллинг [8], Соллоу Р. [9], Федоренко Н.П. [10], Немчинов В.С. [11], Гофман К.Г. [5], Герасимович В.Н. [4], Голуб А.А. [4] и другими.

Дифференциальная рента определяется как экономический эффект, получаемый некоторой производственной системой и / или объектом за счет использования определенного природного ресурса. Данный эффект статистически устойчив за многолетний период и обусловлен дифференциацией предельно допустимых (замыкающих) и индивидуальных (т.е. в каждом конкретном случае) затрат на вовлечение в хозяйственный оборот этого ресурса [4, 5]. За рубежом аналогом предельно допустимых или замыкающих затрат являются opportunity costs или shadow prices [12].

Исходя из сказанного, дифференциальная рента рассчитывается как разность между замыкающими и индивидуальными затратами, связанными с освоением и использованием некоторого природного ресурса:

$$R = Z_3 - Z_{ин}, \quad (1)$$

где: Z_3 - замыкающие затраты на удовлетворение потребности в соответствующем природном ресурсе;

$Z_{ин}$ - индивидуальные затраты на вовлечение в хозяйственный оборот данного ресурса.

Для функционирующих объектов в состав замыкающих и индивидуальных затрат иногда допускается не включать единовременные издержки, ограничиваясь только ежегодными (с обязательным учетом амортизационных отчислений) (13). Однако там же указывается, что такой подход является грубым и применим только для предварительных расчетов. Поэтому, как правило, замыкающие и индивидуальные затраты включают в себя единовременные и ежегодные издержки (14) и определяются либо по формуле суммарных дисконтированных, либо расчетных затрат (4).

Дисконтированные затраты определяются следующим образом:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_p} (K_t + И_t)(1+d)^{-t}, \quad (2)$$

где: K_t - капиталовложения в году t на вовлечение в хозяйственный оборот некоторого природного ресурса;

$И_t$ - ежегодные издержки по эксплуатации этого ресурса в году t ;

d - ставка дисконтирования;

T_p - расчетный период, в течение которого предполагается эксплуатация данного ресурса.

Для определения расчетных затрат используется выражение

$$T_p Z = CRF K + W_a \quad (3)$$

ше: - CRF (Capital Recovery Factor) - коэффициент возврата капитала, который трансформирует суммарные капиталовложения в эквивалентную годовую плату;

- K - суммарные капиталовложения на вовлечение в хозяйственный оборот некоторого природного ресурса;

- I_a - ежегодные издержки по эксплуатации этого ресурса без учета амортизационных отчислений.

Коэффициент возврата капитала рассчитывается следующим образом:

$$CRF = \frac{d}{1 - (1 + d)^{T_p}} \quad (4)$$

Если провести некоторые упрощения выражения (4), то с погрешностью, приемлемой для практических расчетов, CRF можно определить следующим образом:

$$CRF = d + \frac{1}{T_p} \quad (5)$$

Подставляя (5) в (3), получаем формулу расчетных затрат в традиционном виде:

$$Z = dK + I, \quad (6)$$

где: - I - ежегодные издержки, включающие амортизационные отчисления.

Расчет индивидуальных затрат выполняется для конкретных, заранее известных ресурсов и объектов. Поэтому он не представляет существенных трудностей. В то же время методически корректное определение замыкающих затрат является серьезной проблемой. Как отмечается, в частности, в [6], теоретически наиболее корректный способ определения замыкающих затрат состоит в расчете двойственных оценок при оптимизации производственной структуры соответствующей отраслевой (или межотраслевой) системы.

Для этого на основе линейного программирования (ЛП) составляется модель такой системы и решаются прямая и обратная задачи ЛП [16]. Компоненты вектора решения обратной задачи ЛП называются двойственными или объективно обусловленными оценками [17]. Интерпретируя двойственные оценки как замыкающие затраты,

обычно отмечают, что эти оценки имеют размерность удельных затрат и характеризуют предельную стоимость ресурсов, при которой их использование в оптимальном производственном балансе некоторой отраслевой системы эффективно.

Хотя замыкающие затраты определяются в результате типизации структуры некоторой отраслей (или межотраслевой) производственной системы в целом, их значения для одного и того же вида ресурса различны по регионам. Это обусловлено региональной спецификой добычи и транспорта ресурсов. Границы регионов определяются единством значений замыкающих затрат по каждому виду ресурсов и во многих случаях совпадают с границами административно-территориальных единиц или экономических районов [18]. Если по каким-либо причинам невозможно рассчитать двойственные оценки, то в качестве замыкающих затрат допустимо использовать затраты на прирост добычи ресурса [6], принимая для их исчисления затраты в конкретные перспективные производственные объекты, которые несут функции замыкающих в границах соответствующего региона.

Замыкающие затраты изменяются с изменением структуры отраслевой системы и ее технико-экономических характеристик. Однако в связи с большой инерционностью производственных систем эти изменения происходят довольно медленно. Поэтому данные затраты являются достаточно устойчивой величиной (при измерении в постоянных ценах, исключая влияние инфляции).

3. Интерпретация основных теоретических положений определения дифференциальной ренты

Очевидно, что применительно к гидроэнергетике природные ресурсы не могут быть вовлечены в хозяйственный оборот без осуществления инвестиций в производственные объекты, необходимые для добычи и переработки этих ресурсов и получения на их основе конечной продукции, которая может быть реализована на рынке. Поэтому при экономической оценке природных ресурсов требуется учитывать указанные производственные объекты.

В [19] при анализе проблемы экономической оценки минеральных ресурсов отмечается, что объектом такой оценки должно выступать месторождение этих ресурсов вместе с основными производственными фондами, необходимыми для их добычи и получения конечной продукции. Поэтому индивидуальные затраты в использование минеральных ресурсов (см. выражение (1)) рассчитываются в [19] для всех звеньев технологической цепи, включая добычу, обогащение, переработку и получение конечной продукции.

При использовании гидроэнергоресурсов на достаточно мощном водотоке в удобном створе сооружается плотина и создается водохранилище, которое позволяет зарегулировать сток реки. Однако зарегулированные гидроэнергоресурсы не могут выступать товаром, поскольку их единственным (причем технологически обусловленным) потребителем является гидроэлектростанция (ГЭС), размещаемая в том же створе. ГЭС производит электроэнергию, являющуюся конечным продуктом использования гидроэнергоресурсов.

Учитывая сказанное, индивидуальные затраты на вовлечение в хозяйственный оборот гидроэнергоресурсов определяются как затраты на выработку электроэнергии на ГЭС (включая единовременные и ежегодные затраты в плотину, водохранилище, здание ГЭС, гидро- и электротехническое оборудование и т.д.).

Аналогичным образом замыкающие затраты в выражении (1) представляют собой затраты на выработку электроэнергии замыкающими электростанциями. В [20] отмечается, что замыкающими электростанциями являются те, которые способны воспринять возможный прирост электрической нагрузки, замыкая энергобалансы соответствующей региональной электроэнергетической системы. Как правило, это конденсационные электростанции (КЭС).

Дифференциальная рента является устойчивой в динамическом аспекте величиной (что отмечалось в предыдущем параграфе). Поэтому гидроэнергетическая рента должна определяться по средне-многолетней выработке ГЭС, которая представляет собой осредненную за многолетний период выработку электроэнергии на ГЭС и также является устойчивой характеристикой.

Вышесказанное позволяет определить гидроэнергетическую ренту как устойчивый в многолетнем разрезе экономический эффект, получаемый за счет использования гидроэнергетических ресурсов в некоторой региональной электроэнергетической системе и рассчитываемый как разность затрат на производство электроэнергии тепловыми конденсационными электростанциями, замыкающими энергобаланс данной ЭЭС, и гидроэлектростанциями, использующими эти ресурсы.

4. Гидроэнергетическая рента в системе основных финансово-экономических связей гидроэнергетики

Гидроэлектростанции в процессе своего функционирования взаимодействуют с "внешней средой" (экономикой, природой, населением и т.д.) региона, где они расположены, а также смежных регионов. Поэтому гидроэнергетическая рента оказывается включенной в систему финансово-экономических показателей, характеризующих эти "внешние" связи.

В нашей стране тарифы на электроэнергию назначаются не по предельным, а по средним затратам на ее производство. Поэтому у производителей электроэнергии аккумулируется не вся гидроэнергетическая рента, а только часть. Данная часть ренты служит основой для назначения платежей в региональный и федеральный бюджеты с производителя электроэнергии за пользование гидроэнергоресурсами (что будет рассмотрено в параграфе 10 данной работы). Таким образом, гидроэнергетическая рента связана с ресурсными платежами. Другая часть ренты передается потребителям в виде пониженных тарифов. Передаваемая потребителям гидроэнергетическая рента неравномерно распределяется между их группами в зависимости от объемов электропотребления в каждой из них. Из сказанного видно, что гидроэнергетическая рента тесно связана с тарифами на электроэнергию, а также принципами тарифообразования на нее. Данная связь в части распределения ренты между производителями электроэнергии и ее потребителями, в том числе между различными их группами, будет рассмотрена ниже. При сооружении ГЭС имеют место различные отрицательные экологические (затопление земель, ухудшение условий обитания рыб.

животных и птиц и т.д.) и социальные последствия (перенесение населенных пунктов, изменение традиционного уклада жизни местного населения и т.п.). Поэтому в общем случае индивидуальные затраты (см. выражение (1)) должны включать стоимость затопляемой земли и другие экологические и социальные ущербы, выраженные в денежном виде. Поскольку гидроэнергетическая рента определяется как разность замыкающих и индивидуальных затрат, то ее величина прямо зависит от уровней экологических и социальных ущербов. В частности, при увеличении этих уровней величина ренты уменьшается. Таким образом, гидроэнергетическая рента тесно связана с социально-экологическими ущербами.

В данной работе при определении гидроэнергетической ренты не предполагался учет социально-экологических ущербов. Такой учет следует рассматривать как предмет дальнейших исследований. Как отмечается в [19], актуальность таких исследований в последние годы приобретает все большее значение.

5. Методика определения гидроэнергетической ренты

Основой для данной методики послужило определение гидроэнергетической ренты, данное в параграфе 4 данной работы. Методика имеет две модификации: для действующих и планируемых к размещению гидростанций.

Действующие ГЭС. Этап 1. Устанавливаются территориальные границы региональной ЭЭС, в рамках которой выбирается замыкающая электростанция.

Данный этап требует следующих условий в электроэнергетической системе: а) определяется в границах некоторой территории со сходными энергоэкономическими условиями; б) является целостной организационно-управленческой структурой; в) имеет достаточно слабые электрические связи со смежными энергосистемами.

Замыкающая электростанция: а) способна воспринимать изменения электрической нагрузки, исходя из своих технических возможностей (не имеет ограничений на использование своей мощности по водотoku - для ГЭС или на отпук тепла - для теплоэлектрoцентралей

- ТЭЦ); б) замыкает энергобалансы региональной ЭЭС, исходя из своих экономических характеристик. При этом, учитывая, что дифференциальная рента проявляется в динамике, необходимо рассматривать не только текущую ситуацию в ЭЭС, но также ретроспективу и перспективу.

Этап 2. Определяются удельные затраты в замыкающую электростанцию. Для этого предполагается использовать упрощенное выражение (6), которое, однако, обеспечивает приемлемый для практических расчетов уровень точности.

Использование данного выражения в рассматриваемой задаче требует его корректировки. Во-первых, приведенные затраты в замыкающий объект должны быть отнесены к его годовой выработке, поскольку требуется получение удельных затрат. Кроме того, при определении удельных замыкающих затрат необходимо обеспечивать их последующую сопоставимость с индивидуальными с точки зрения выполнения тождества энергетического эффекта замыкающего объекта и ГЭС [21].

Здесь требуется учитывать, что вся мощность замыкающей КЭС является гарантированной (то есть полноценно участвует в балансе мощностей), а ГЭС помимо гарантированной имеет негарантированную мощность, которая, не вытесняя конкурирующие тепловые станции, обеспечивает только их разгрузку в сезоны или годы повышенной водности. Поэтому для обеспечения упомянутого тождества энергетического эффекта установленной мощности ГЭС в размере

$N_{уст}^{гэс}$ должна соответствовать установленная мощность КЭС, равная

$a_N \cdot N_{гар}^{гэс}$ (где a_N - коэффициент, учитывающий превышение установленной мощности КЭС над установленной мощностью ГЭС из-за

большой аварийности тепловых станций, большего их потребления на собственные нужды и др., $N_{гар}^{гэс}$ - гарантированная мощность ГЭС).

Переходя к удельным величинам, одному киловатту установленной мощности ГЭС соответствует $a_N \cdot N_{гар}^{гэс} / N_{уст}^{гэс}$ кВт установленной

мощности КЭС. Поскольку $a_N \leq 1.1$ [22], а $N_{гар}^{гэс} < N_{уст}^{гэс}$, то

величина, полученная с помощью приведенного соотношения, будет меньше 1 кВт.

Таким образом, при расчете удельных замыкающих затрат их капитальная составляющая должна определяться не для 1 кВт, а для

$a_N \cdot N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}} / N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}$ кВт. В итоге получаем следующее выражение:

$$Z_3 = d \frac{K^{\text{ГЭС}} a_N \cdot N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ГЭС}} N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}} + I^{\text{ГЭС}}, \quad (7)$$

где: Z_3 - удельные приведенные затраты в замыкающую конденсационную электростанцию;

- $K^{\text{ГЭС}}$ - единовременные затраты в КЭС;
- $N_{\text{гар}}^{\text{ГЭС}}$ - гарантированная мощность ГЭС;
- $N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}$ - установленная мощность ГЭС;
- $I^{\text{ГЭС}}$ - удельные ежегодные издержки по замыкающей КЭС;
- $\mathcal{E}_{\text{год}}^{\text{ГЭС}}$ - годовая выработка замыкающей КЭС.

Необходимо отметить, что учет единовременных затрат для действующих станций является достаточно условным приемом. Однако он необходим, поскольку капиталовложения, затраченные на освоение ресурса, участвуют в формировании ренты и влияют на ее величину. Так, гидростанции являются гораздо более капиталоемкими объектами, чем тепловые. В то же время КЭС имеют большие ежегодные издержки (за счет топливной составляющей). Поэтому определение гидроэнергетической ренты только по ежегодным издержкам зависило бы ее величину.

Единовременные затраты в замыкающую КЭС принимались по первоначальной стоимости ее основных фондов. При достаточной условности этого показателя в настоящее время он, тем не менее, позволяет сгладить указанное ранее искажение.

Этап 3. Рассчитываются удельные индивидуальные приведенные затраты для ГЭС, также используя в качестве основы выражение (6). В данном случае оно будет иметь вид:

$$Z_n = d \frac{K^{\text{ГЭС}}}{\mathfrak{E}_{\text{ср.мн}}^{\text{ГЭС}}} + I^{\text{ГЭС}}, \quad (8)$$

где: - Z_n - удельные приведенные затраты в ГЭС;
 - $K^{\text{ГЭС}}$ - единовременные затраты в ГЭС, принимаемые по первоначальной стоимости ее основных фондов;
 - $I^{\text{ГЭС}}$ - удельные ежегодные издержки ГЭС;
 - $\mathfrak{E}_{\text{ср.мн}}^{\text{ГЭС}}$ - среднеемногoletняя выработка ГЭС.

Этап 4. С использованием выражений (1), (7) и (8) рассчитывается удельная гидроэнергетическая рента для ГЭС:
 $r = Z_3 - Z_u$. (9)

Поскольку входящие в данное выражение приведенные затраты являются годовыми, то и удельная рента также будет ежегодной величиной.

Этап 5. Определяется полная ежегодная гидроэнергетическая рента, которая создается на ГЭС:

$$R = \mathfrak{E}_{\text{ср.мн}}^{\text{ГЭС}} \cdot r, \quad (10)$$

где: - $\mathfrak{E}_{\text{ср.мн}}^{\text{ГЭС}}$ - среднеемногoletняя выработка ГЭС.

Планируемые ГЭС. В настоящее время в практику планирования, проектирования и сооружения промышленных, в том числе энергетических объектов, внедряется процедура лицензирования. Для ГЭС плата за лицензию на использование гидроэнергетических ресурсов оценивается по величине капитализированной ренты, приносимой этим ресурсом [23]. Поэтому для планируемых ГЭС требуется определять капитализированную ренту. Для определения ренты выполняются изложенные ранее этапы методики. При этом в выражениях (7) и (8) единовременные затраты в замыкающие КЭС и ГЭС учитываются не по первоначальной стоимости основных фондов, как принималось для существующих объектов, а по величине соответствующих капвложений. Полученную в результате ежегодную величину гидроэнергетической ренты R следует просуммировать за весь период эксплуатации ресурсов с учетом дисконтирования. Если предположить, что рента не изменяется по годам и рентоносный ресурс эксплуатируется в течение неограниченного времени, то полная рента, приносимая этим ресурсом, равна (4):

$$\Pi = \sum_{t=1}^{\infty} R(1+d)^{-t} = \frac{R}{d}. \quad (11)$$

Величина Π является капитализированной рентой и представляет собой цену гидроэнергетического ресурса.

6. Определение гидроэнергетической ренты ГЭС Ангарского каскада

Этап 1. Принималось, что замыкающий источник электроэнергии выбирается в границах Иркутской ЭЭС. Это обусловлено рядом причин. Во-первых, на всей территории Иркутской области имеют место сходные и весьма благоприятные энергоэкономические условия. Это обеспечивает низкие затраты на производство электроэнергии в области, в том числе замыкающими источниками, в отличие, например, от Забайкальского региона. Так, еще в работе [18], где было выполнено районирование территорий СССР по принципу единства замыкающих затрат на топливо и энергию, при расчете этих затрат на пяти- и десятилетнюю перспективу Иркутская область выделялась отдельным районом.

Кроме того, Иркутская ЭЭС является финансово независимой производственной структурой, осуществляющей самостоятельную текущую и перспективную политику в области производства и сбыта электроэнергии. Наконец, Иркутская ЭЭС имеет достаточно слабые электрические связи с ЭЭС Забайкалья, с одной стороны, и западными энергосистемами Объединенной ЭЭС Сибири (через Красноярскую ЭЭС), с другой, что также предполагает наличие собственного замыкающего источника.

Поскольку, как уже отмечалось, дифференциальная рента проявляется в динамике, то при ее определении, в том числе при выборе замыкающего источника электроэнергии, необходим также учет ретроспективы и перспективы.

Рассмотрение ретроспективы показывает, в частности, что общее сокращение отпуска электроэнергии тепловыми электростанциями Иркутской области за период с 1989г. по 1994г. составило бо-

лее 11 Твт.ч/год или около 60%. При этом более половины этого объема (6 Твт.ч/год) была обеспечена за счет почти полной разгрузки Иркутской ТЭЦ-10 (фактически являющейся конденсационной станцией). В случае же восстановления электрической нагрузки в перспективе, очевидно, что существенная часть прироста требуемой выработки будет обеспечиваться этой же станцией. Из сказанного следует, что роль объекта, замыкающего энергобалансы Иркутской ЭЭС в период до восстановления прежнего уровня электропотребления, выполняет Иркутская ТЭЦ-10. Если же принять более удаленную перспективу (более десяти лет), то функции замыкающего объекта уже переходят к некоторой новой КЭС, которая должна быть сооружена для покрытия приростов электрической нагрузки в регионе. Однако, поскольку гидроэнергетическая рента оценивается на ближайшую перспективу, то в качестве замыкающей станции принимается Иркутская ТЭЦ-10.

Этап 2. Основные технико-экономические характеристики Иркутской ТЭЦ-10, использовавшиеся для расчетов, приведены в Табл.1.

Табл.1. Техничко-экономические показатели замыкающей станции

Установлен. ность, Мвт	мощ- Твт.ч/год	Выработка, Твт.ч/год	Стоимость ос- нов.фонд., млрд руб.	ос- нов.фонд., млрд руб.	Ежегодные держки руб/кВт.ч	из- держки руб/кВт.ч
1110		7.4	578		34.2	

Использование фактической сниженной выработки привело бы к увеличению удельных затрат в замыкающую электростанцию (см. выражение (7)) и соответственно к завышению гидроэнергетической ренты. Поэтому выработка электроэнергии замыкающей станцией задавалась в предположении ее работы с нормальной загрузкой. Поскольку затраты определялись на отпущенную электроэнергию, то при расчетах данная выработка уменьшалась на величину собственных нужд электростанции и потерь, составляющую 15%.

Стоимость основных фондов приведена в ценах 4-го квартала 1994г. Она принималась по фактическим данным за 1991г. (последний год перед началом гиперинфляции) и индексировалась в соответствии с ростом цен по капитальным вложениям в электроразэнергетические

объекты в Восточно-Сибирском регионе [24,25]. Такой подход был использован потому, что имеющиеся современные оценки стоимости основных фондов являются чрезмерно заниженными. Так, согласно [26] первоначальная стоимость основных фондов Иркутской ГЭС составляет всего 6.5 млрд. руб.

Ежегодные издержки были получены путем корректировки фактических данных по АО "Иркутскэнерго" за 4-ый квартал 1994г. Корректировка вызвана следующим. При снижении выработки тепловых станций затраты на топливо также снизились. Однако затраты на эксплуатацию энергооборудования остались практически теми же, что были при нормальной загрузке станций. В результате себестоимость производства электроэнергии на ТЭС (на отпущенный киловатт-час в постоянных ценах выросла. Поэтому использование фактической себестоимости привело бы к завышению замыкающих затрат и, следовательно, величины ренты.

Для устранения искажающего влияния указанного фактора предполагалось, что Иркутская ТЭЦ-10 загружается полностью. Рассчитывались дополнительные объемы требующегося для этой загрузки топлива и его стоимость суммировалась с фактической стоимостью выработки электроэнергии на станции. Полученная величина относилась к электроэнергии, отпущенной ТЭЦ-10, в режиме ее нормальной загрузки. В результате были определены скорректированные ежегодные издержки на выработку электроэнергии замыкающей электростанцией.

Кроме данных из Табл.1 для расчета приведенных затрат в замыкающий источник электроэнергии использовались значения гарантированной и установленной мощностей всех ГЭС Ангарского каскада, в размере 4.726 и 9.002 Гвт соответственно. Коэффициент a принимался равным 1.1 [22]. Ставка дисконтирования задавалась в размере 8%.

В итоге затраты в замыкающую станцию были определены в размере 38.4 руб./кВт.ч в ценах 4-го квартала 1994 г. Здесь и далее результаты расчетов округлялись с точностью до десятых.

Этап 3. Исходная информация, используемая для расчетов, приведена в Табл.2. Первоначальная стоимость основных фондов оп-

ределялась так же, как и для замыкающей станции. Ежегодные издержки принимались по фактическим данным по состоянию на 4-ый квартал 1994 г. без их корректировки, поскольку, в отличие от ТЭС, снижение электропотребления не приводит к сокращению выработки ГЭС. Затраты в ГЭС рассчитывались на отпущенную выработку электроэнергии. Для этого среднесрочная выработка уменьшалась на величину собственных нужд станций и потерь, равную 10%.

Табл.2. Техничко-экономические показатели ГЭС.

ГЭС	Среднегодовой выработка, Твт. ч/год	Стоимость основных фондов, млрд.руб.	Ежегодные издержки, руб./кВт.ч
Иркутская	3.96	587	1.9
Братская	22.5	2345	1.8
Усть-Илимская	21.1	2235	2.3

Полученные удельные приведенные затраты в ГЭС в ценах 4-го квартала 1994 г. даны в Табл.3.

Табл.3. Затраты в ГЭС, руб/кВт.ч

Гидростанции	Братская	Усть-Илимская
Иркутская		
15.1	11.1	11.7

Этап 4. Рассчитывались значения удельной гидроэнергетической ренты по каждой из рассматриваемых гидростанций, которые представлены в Табл.4.

Табл.4. Удельная гидроэнергетическая рента, руб/КВт.ч

Гидростанции	Братская	Усть-Илимская
Иркутская		
23.3	27.3	26.7

Этап 5. В Табл. 5 приведены рассчитанные объемы полной гидроэнергетической ренты по отдельным станциям и по каскаду в целом. Как видно, ее общий объем довольно велик - свыше триллиона рублей в ценах 4-го квартала 1994г. В ценах 4-го квартала 1995г., учитывая годовой рост цен в российском электроэнергетическом секторе в 286% [27], это составит 3277.3 млрд. руб. Почти половина объема суммарной гидроэнергетической ренты (48%) приходится на Братскую ГЭС, 45% - на Усть-Илимскую и только 7% - на Иркутскую.

Табл.5. Полная гидроэнергетическая рента, млрд. руб./год

Гидростанции	Братская	Усть-Илимская	Всего
Иркутская			
83.1	554.3	508.5	1145.9

7. Методика разделения гидроэнергетической ренты между производителями и потребителями электроэнергии

Действующие ГЭС. Этап 1. Определяется доля гидроэнергетической ренты, остающейся у производителей электроэнергии (в ЭЭС, содержащей рассматриваемые ГЭС). Эта доля имеет две составляющие. Как уже отмечалось, в России тарифы на электроэнергию формируются на основе средних затрат. В то же время затраты на выработку электроэнергии тепловыми станциями выше среднесистемных. Поэтому часть гидроэнергетической ренты должна обязательно оставаться в ЭЭС для компенсации такого превышения. Иначе можно сказать, что часть ренты передается тепловым станциям. Эта часть является первой составляющей. Она определяется по разности средних затрат на производство электроэнергии в ЭЭС в целом и затрат на ее производство на ГЭС.

Затраты на выработку электроэнергии на ГЭС определялись с учетом капитальной составляющей (см. выражение (8)). Поэтому средние затраты также должны рассчитываться с учетом капитальной составляющей по всем станциям ЭЭС, отнесенной к их выработке. В

результате первая составляющая гидроэнергетической ренты определяется как

$$R_1^{np} = (z_{cp} - z_n) \mathcal{E}_{с.р.м.н}^{гэс} \quad (12)$$

В ЭЭС с большой долей ГЭС, использующих эффективные гидроэнергоресурсы, даже при низких тарифах на электроэнергию (по сравнению со среднеотраслевыми) может иметь место высокая рентабельность (относительно среднеотраслевой). Поэтому часть гидроэнергетической ренты в виде более высокой, по сравнению со среднеотраслевой, прибыли остается в энергосистеме. Эта часть ренты является второй составляющей. Данная составляющая в отличие от первой сильно зависит от финансовой конъюнктуры. В частности, при равенстве рентабельности энергосистемы среднеотраслевой она становится равной нулю. Расчет второй составляющей производится согласно следующему выражению:

$$R_2^{np} = C(P_{зэс} - P_{отр}) \mathcal{E}^{отп}, \quad (13)$$

где: -C - себестоимость производства электроэнергии в ЭЭС;

- P_{зэс} - рентабельность (по себестоимости) производства

электроэнергии в ЭЭС;

- P_{отр} - среднеотраслевая рентабельность (по себестоимости) производства электроэнергии;

- Э^{отп} - годовой отпуск электроэнергии потребителям ЭЭС. Таким образом, доля ренты, остающаяся у производителя определяется как

$$R_{np} = R_{np1} R_{np2}. \quad (14)$$

Этап 2. Находится доля ренты, передаваемой потребителям электроэнергии:

$$R_{ПОТ} = R - R_{PP} \quad (15)$$

где: - R - полный объем гидроэнергетической ренты.

Этап 3. Определяется распределение гидроэнергетической ренты между разными группами потребителей электроэнергии. Для

этого рассчитывается удельная рента, передаваемая потребителям электроэнергии:

$$r^{\text{пот}} = \frac{R^{\text{пот}}}{\mathcal{E}^{\text{пот}}} \quad (16)$$

Далее определяются объемы гидроэнергетической ренты, передаваемой каждой группе потребителей, пропорционально величине их электропотребления:

$$R_i^{\text{пот}} = r^{\text{пот}} \mathcal{E}_i^{\text{пот}}, i = \overline{1, I}, \quad (17)$$

где $\mathcal{E}_i^{\text{пот}}$ - годовое электропотребление i -ой группы потребителей.

Планируемые ГЭС. Если в России сохранится практика тарифообразования по средним затратам, то для планируемых ГЭС также необходимо разделение гидроэнергетической ренты. Это разделение не должно быть столь детальным, как для действующих станций. Достаточно, не рассматривая подробно потребителей электроэнергии, выделить долю ренты, приходящуюся на ГЭС. Капитализованная рента, которая, как отмечалось, более приемлема для планируемых станций (см. выражение (11)), должна определяться на основе этой доли.

Если же в перспективе тарифы на электроэнергию будут назначаться по предельным затратам, то разделение ренты не требуется, так как вся она будет оставаться у производителя электроэнергии.

8. Распределение гидроэнергетической ренты ГЭС Ангарского каскада

В то время как полный объем гидроэнергетической ренты является устойчивой (в постоянных ценах) величиной, распределение ренты конъюнктурно. Оно зависит от себестоимости, рентабельности и объемов выработки и потребления (в том числе различными группами потребителей) электроэнергии и т.д. В данной работе распределение гидроэнергетической ренты выполнено для Иркутской ЭЭС и ее потребителей по состоянию на 1994г.

Этап 1. Объем гидроэнергетической ренты, передаваемый тепловым станциям ЭЭС, рассчитывался с использованием информа-

ции, представленной в Табл. 1,2. Для расчета среднесистемных приведенных затрат отпуск электроэнергии от тепловых станций области принимался по фактическим данным за 1994г. в размере 5.3 твт.ч. Средневзвешенные приведенные затраты по ГЭС составили 11.7 руб./кВт.ч, а по ЭЭС в целом - 15.2 руб./кВт.ч в ценах 4-го квартала 1994г. Полученные значения затрат рассчитывались на отпущенную электроэнергию. Поэтому, как и при определении общего объема ренты в параграфе 7, среднесреднегодная выработка ГЭС уменьшалась на величину собственных нужд станций и потерь, равную 10%. Гидроэнергетическая рента, передаваемая тепловым электростанциям Иркутской ЭЭС, была оценена в 151.5 млрд. руб./год.

Для расчета ренты, остающейся в энергосистеме за счет повышенной рентабельности, принимались следующие данные по состоянию на 1994 г. Рентабельность и себестоимость производства электроэнергии в АО "Иркутскэнерго" - 82% и 12.9 руб./квт.ч (4-ый квартал 1994 г.) соответственно (отчетные данные). Среднеотраслевая рентабельность производства электроэнергии - 17.4% [28].

Рента, остающаяся в энергосистеме за счет ее повышенной относительно среднеотраслевой рентабельности, составила 392.7 млрд. руб.

Общий объем гидроэнергетической ренты, остающейся в "Иркутскэнерго", составил в ценах 4-го квартала 1994 г. 544.2 млрд. руб./год. В ценах 4-го квартала 1995 г. это составляет 1556.4 млрд.руб./год.

Этап 2. Гидроэнергетическая рента, передаваемая потребителям электроэнергии, была определена в размере 601.7 млрд.руб./год в ценах 4-го квартала 1994 г. или 1720.9 млрд.руб./год в ценах 4-го квартала 1995 г.

Этап 3. Для расчета распределения гидроэнергетической ренты между различными группами потребителей полезный отпуск электроэнергии от электростанций "Иркутскэнерго" принимался по фактическим данным 1994 г. в размере 47.2твт.ч. Электропотребление различных групп потребителей по состоянию на 1994 г. дано в Табл.6.

Удельная рента, передаваемая потребителям электроэнергии, оставила 12.7 руб./кВт.ч. Результаты расчетов распределения гидроэнергетической ренты даны в Табл.7.

Табл.6. Структура электропотребления, Твт.ч/год

Промышленность	Сельское хоз-во	Населен.	Пере-продавцы	Оптовый рынок	Прочие
28.3	2.3	1.3	3.4	8	3.9

Табл.7. Распределение ренты между потребителями электроэнергии, млрд. руб./год

Промышленность	Сельское хоз-во	Населен.	Пере-продавцы	Оптовый рынок	Прочие
360.8	29.3	16.6	43.2	102	49.6

Как видно из данной таблицы, наибольший объем ренты получают промышленные потребители. Их доля в общем объеме передаваемой потребителям гидроэнергетической ренты составляет 60%. Далее идет передача на оптовый рынок: 17%. Передача на оптовый рынок фактически означает продажу электроэнергии "Иркутскэнерго" РАО "ЕЭС России". Поэтому указанная доля ренты присваивается РАО. Потребители-перепродавцы получают более 7% ренты. Остальные потребители электроэнергии получают не более 5% гидроэнергетической ренты каждый.

9. Формирование принципов назначения платежей за гидроэнергетические ресурсы

Действующие ГЭС. Платежи за гидроэнергетические ресурсы должны осуществляться их пользователями (энергосистемами, содержащими рассматриваемые ГЭС, либо самими ГЭС, если они выступают как самостоятельные хозяйствующие субъекты) их собственникам (региону, на территории которого они расположены, и/или Федерации). В качестве основы для назначения таких платежей должна выступать гидроэнергетическая рента [4]. Как было показано выше, в условиях назначения тарифов на электроэнергию по средним затратам

гидроэнергетическая рента делится между производителями и потребителями электроэнергии. Часть ренты остается у производителей, другая часть передается потребителям в виде сниженных тарифов на электроэнергию. Отсюда следует, что рентные платежи должны осуществляться как производителями, так и потребителями электроэнергии. Это составляет суть первого принципа назначения платежей за гидроэнергоресурсы. При назначении рентных платежей с производителей электроэнергии требуется учитывать следующие обстоятельства. Первая составляющая ренты, присваиваемая производителями электроэнергии (см. параграф 8 данной работы), не может быть изъята. Ее присвоение является вынужденным, поскольку необходимо для компенсации повышенных затрат на выработку электроэнергии тепловыми электростанциями. Объем этой составляющей может быть велик. Так, как было рассчитано ранее, для АО "Иркутскэнерго" он составляет 151.5 млрд. руб./год. Из второй составляющей ренты, присваиваемой энергосистемой, значительная часть ренты передается в бюджеты в виде налогов и разного рода платежей. Так, АО "Иркутскэнерго" из 392.7 млрд. руб./год данной составляющей гидроэнергетической ренты более 86 млрд. руб./год передает в областной бюджет (фактические данные). Кроме того, поскольку вторая составляющая является дополнительной прибылью энергосистемы, то с нее выплачиваются дополнительные налоги. По отчетным данным за 1994г. доля налогов на прибыль в балансовой прибыли "Иркутскэнерго" составила 21.7%. Поэтому размер дополнительных налогов, выплачиваемых в бюджеты разного уровня, был оценен в 85 млрд. руб./год.

Таким образом, из общего объема гидроэнергетической ренты в 544.2 млрд.руб./год, остающейся в "Иркутскэнерго", можно, изъять в виде дополнительных рентных платежей за гидроэнергоресурсы не более 222 млрд.руб./год., или 40%.

Из сказанного вытекает второй принцип. При назначении рентных платежей за гидроэнергоресурсы с производителей электроэнергии необходимо учитывать, что существенная часть ренты, присваиваемая ими, идет на компенсацию повышенных затрат на выработку электроэнергии на тепловых станциях, выплату дополнительных налогов и платежей.

Третий принцип состоит в следующем. Рентную плату с потребителей электроэнергии следует взимать в виде повышенных тарифов. Размер такого повышения не должен превышать удельную гидроэнергетическую ренту, передаваемую потребителям. От уплаты ренты могут быть освобождены некоторые группы потребителей (например, население, сельское хозяйство и др.). Тогда тарифы для оставшихся групп потребителей должны быть соответственно увеличены.

В параграфе 8 на примере ангарских ГЭС и АО "Иркутскэнерго" была рассчитана удельная гидроэнергетическая рента. Ее величина составила 12.7 руб./кВт.ч. Средний тариф на электроэнергию в "Иркутскэнерго" в ценах того же периода был равен 17.7 руб./кВт.ч., таким образом, введение рентной платы с потребителей электроэнергии приводит к увеличению тарифа до 30.4 руб/кВт.ч. (на 70%). В то же время полученный тариф почти в два раза меньше среднего по России (59.6 руб./кВт.ч).

Планируемые ГЭС. Для планируемых ГЭС плата за гидроэнергоресурсы включается в стоимость лицензии. Лицензия выдается на определенный срок. По окончании этого срока лицензия должна возобновляться. Если принять срок лицензирования равным $T_{лиц}$, то капитализованная рента, представляющая собой плату за гидроэнергоресурсы, будет равна:

$$Ц = \sum_{t=1}^{T_{лиц}} R(1+d)^{-t} = \frac{R(1+d)^{T_{лиц}} - 1}{d(1+d)^{T_{лиц}}} \quad (18)$$

Если тарифы образуются на основе предельных затрат, то в данном выражении принимается полная ежегодная рента R . Если тарифы формируются на основе средних затрат, то вместо указанной величины принимается ежегодная рента, относимая на ГЭС.

10. Заключение

Выполнены следующие работы: 1) проанализированы подходы к экономической оценке природных ресурсов; 2) рассмотрены основные теоретические положения определения дифференциальной ренты и дана их интерпретация применительно к гидроэнергетике; 3) указано

место гидроэнергетической ренты в системе основных финансово-экономических связей гидроэнергетики; 4) представлены методики определения гидроэнергетической ренты и ее разделения между производителями и потребителями электроэнергии; 5) даны примеры приложения этих методик к действующим ГЭС Ангарского каскада; 6) сформированы принципы назначения платежей за гидроэнергетические ресурсы. В качестве первоочередных работ следует рассматривать: а) детализацию методических положений определения и разделения гидроэнергетической ренты для планируемых ГЭС и их приложение к конкретным объектам; б) расчет тарифов на электроэнергию при назначении рентных платежей с потребителей; в) учет экологических и социальных факторов при определении гидроэнергетической ренты.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Струмилин С.Г.* К оценке даровых благ природы. Избр. произв. Т.1. Статистика и экономика. - М.: Изд. АН СССР, 1963.
2. *Загайтов И.Б.* Эффективность дополнительных вложений в земледелие и дифференциальная рента 2. - М.: Экономика, 1977.
3. *Лойтер М.Н.* Природные ресурсы и эффективность капитальных вложений. - М.: Наука, 1974.
4. *Герасимович В.Н., Голуб А.А.* Методология экономической оценки природных ресурсов. - М.: Наука, 1988. - 144 с.
5. *Гофман К.Г.* Методологические основы экономической оценки природных ресурсов // Экономические проблемы оптимизации природопользования. - М.: Наука, 1973, С.22-34.
6. Основные положения методики экономической оценки природных ресурсов в массовых планово-проектных расчетах (проект) // Экономические проблемы оптимизации природопользования. - М.: Наука. - 1973, С.35-53.
7. *Маркс К., Энгельс Ф.* Соч. 2-е изд, Т.26, ч.2. - М.: Госиздат-во политической литературы, 1963. - 704С.
8. *Hotelling H.* The Economics of Exhaustible Resources III. Political Economy. - 1931. - V.39. - №2.
9. *Sollow R.M.* The Economics of Resources or the Resources of Economics // The American Economic Review. - 1974. - V.54. - №2.

10. *Федоренко Н.П.* Об экономической оценке природных ресурсов // *Вопр. экономики.* - 1968. - №8.
11. *Немчинов В.С.* Избр. произв. Т.6. Общественная стоимость и плановая цена. - М.: Наука, 1969.
12. *Munasinghe M.* Energy Pricing and Demand Management. - Westview Press, 1984.
13. *Мухин А.В.* Замыкающие затраты на минеральное сырье и их динамика. - М.: Наука, 1991. - 93 С.
14. Системный подход при оценке экономической эффективности размещения общественного производства // *Отв. ред. И.Г.Шилин* - М.: Наука, 1980. - 192 С.
15. *Лаукас Д., Стединджер Д., Хейт Д.* Планирование и анализ водохозяйственных систем. - М.: Энергоатомиздат, 1984. - 400 С.
16. *Юдин Д.Б., Гольштейн Е.Г.* Линейное программирование. - М.: Физматгиз, 1963.
17. *Браверман Э.М.* Математические модели планирования и управления в экономических системах. - М.: Наука, 1976. - 368 С.
18. Энергоэкономическая сущность, методы определения и использования замыкающих затрат на топливо и электроэнергию. - М., 1970. - 54 С.
19. *Голуб А.А., Струкова Е.Б.* Экономические методы управления природопользованием. - М.: Наука, 1993. - 136с.
20. Руководящие указания к использованию замыкающих затрат на топливо и электрическую энергию. - М.: Наука, 1974. - 54 С.
21. *Денисов В.И.* Техничко-экономические расчеты в энергетике: методы экономического сравнения вариантов. - М.: Энергоатомиздат, 1985.-216 С.
22. Основные положения по определению экономической эффективности гидроэнергетических объектов. - М.: Гидропроект, 1981. -71 С.
23. *Amundsen E.S.,Tjotta S.* Hydroelectric rent and precipitation variability // *Energy economics.* - 1993. - V.15. - №2. - P.81-91.
24. Индексы и соотношения фактических и сметных цен в капитальном строительстве за 9 месяцев и в 3-ем квартале 1994 г. - М.: Госкомстат России, 1994. - 22 С.

25. Индексы и соотношения фактических и сметных цен в капитальном строительстве в 1994 г. - М.: Госкомстат России, 1995. - 23 С.

26. Бизнес-карта-95. Промышленность. Регион. Россия: Восточная Сибирь. Том 2. - М.: Издательство "Бизнес-Карта", 1995. - 504 С.

27. Цены российского и мирового рынков. - Всероссийский научно-исследовательский конъюнктурный институт, 1996. - №1(3). - 105 С.

28. Цены в Российской Федерации: Статистический сборник / Госкомстат России. - М.: 1995. - 216 с.