

*Ступин В.А., студент  
магистратуры  
Министерство науки и  
высшего образования  
Российской Федерации федеральное государственное  
бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования  
«Российский экономический университет имени Г.В. Плеханова»  
Факультет менеджмента  
Магистерская программа «Управление проектами»  
группа УПР 15.03В-УПР/20м  
Россия, г. Москва*

**ОЦЕНКА ФИНАНСОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ  
ПРОЕКТОВ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В  
СТРОИТЕЛЬСТВО ГЭС**

***Аннотация:** Статья посвящена обоснованию и оценке финансовой эффективности инвестиционных проектов в строительстве на примере строительства ГЭС-1.*

***Ключевые слова:** Строительство, строительство ГЭС-1, инвестиции, финансовая эффективность.*

***Resume:** The article is devoted to the substantiation and assessment of the financial efficiency of investment projects in construction on the example of the construction of HPP-1.*

***Key words:** Construction, construction of HPP-1, investments, financial efficiency.*

## **Введение**

Гидроэлектростанции в настоящее время эксплуатируются более чем в 140 странах мира и обеспечивают, примерно, 1/5 часть глобального электроснабжения, эквивалентную энергии, вырабатываемой тепловыми электростанциями при сжигании 4,4 млн. баррелей нефти в день, что соответствует, примерно, 6 % мировой добычи нефти. Сегодня гидроэлектростанции производят более 90 % всей вырабатываемой энергии в 24 странах. Около трети стран мира рассчитывают в будущем покрывать за счет гидроэнергетики более половины своей потребности в электроэнергии.

Однако, начиная с 1980-х гг. развитие гидроэнергетического строительства стало замедляться. В результате строительства ряда больших плотин и крупных гидроэлектростанций возникли проблемы, приведшие к снижению заинтересованности инвесторов. Недостаточное внимание было уделено проблемам окружающей среды, экологическим воздействиям и оценке ущербов, возникающих в результате гидротехнического строительства в конкретных речных бассейнах и региональных экосистемах. Все это вызвало враждебное отношение людей к гидроэнергетике, особенно местного населения, чьи жизненные интересы затрагивались в результате строительства.

Характеризуя современное состояние гидроэнергетики следует сказать, что в последние 15 - 20 лет в под отрасли четко обозначились проблемы, которые обострились в период реформирования и структурной перестройки экономики. Это прежде всего прогрессирующий процесс старения оборудования, что связано с недостаточностью средств, вкладываемых в его обновление. В результате гидроэлектростанции России на сегодня оснащены оборудованием, которое или уже выработало свой нормативный срок службы или приближается к нему. Если сегодня не будут предприняты меры по замене и сохранению работоспособности этого оборудования, то к 2040 г. доля турбин и генераторов, отработавших свой нормативный срок составит по уставной мощности 78%, а по количеству гидроагрегатов 84%.

Решению проблемы функционирования Нижне-Нарынского каскада ГЭС может помочь введение в строй новых генерирующих мощностей, главной из которых является Камбаратинская ГЭС-1 Киргизии. Расположенная в среднем течении Нарына выше Токтогульского водохранилища, эта гидроэлектростанция будет свободна от ирригационных ограничений и сможет круглогодично работать в энергетическом режиме. Это позволит Токтогульскому гидроузлу вернуться к нормальному ирригационному режиму работы и накапливать зимнюю воду для нужд вегетации в соседних государствах. Неизбежные в этом случае потери мощности в энергосистеме Киргизии будут восполняться работой Камбаратинских ГЭС. В летнее время при одновременной работе двух каскадов у Киргизии появится возможность экспортировать около 6–8 млрд кВт/ч электроэнергии ежегодно.

Таким образом, обоснование экономической эффективности инвестиций в проект строительства Камбаратинской ГЭС-1 является актуальной темой для изучения и анализа.

Объектом исследования является Камбаратинская ГЭС-1 (Киргизия).

Цель работы – обоснование инвестиций в строительство Камбаратинской ГЭС-1. В результате работы для проекта строительства Камбаратинской ГЭС-1 приведено обоснование экономической эффективности инвестиций.

## **1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ОЦЕНКИ ФИНАНСОВОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ**

Работа по определению экономической эффективности инвестиционного проекта является одним из наиболее ответственных этапов пред инвестиционных исследований. Он включает детальный анализ и интегральную оценку всей технико-экономической и финансовой

информации, собранной и подготовленной для анализа в результате работ на предыдущих этапах пред инвестиционных исследований.

Основными показателями оценки эффективности инвестиционного проекта являются:

– показатель чистого дисконтированного дохода инвестиционного проекта ( $NPV$ );

– показатель индекса доходности инвестиционного проекта ( $PI$ );

– показатель внутренней нормы доходности инвестиционного проекта ( $IRR, \%$ );

– показатель модифицированной внутренней ставки доходности инвестиционного проекта ( $MIRR, \%$ );

– показатель периода окупаемости первоначальных затрат инвестиционного проекта ( $PP$ );

– показатель периода окупаемости первоначальных затрат инвестиционного проекта, рассчитанного с учетом дисконтирования денежных потоков ( $DPP$ );

– показатель средневзвешенной (бухгалтерской) ставки рентабельности инвестиционного проекта ( $ARR$ ).

Оценку эффективности конкретного проекта, сравнение различных инвестиционных проектов (или вариантов проекта) и выбор лучшего из них рекомендуется производить с использованием различных показателей, к которым относятся:

1. Чистый дисконтированный доход ( $NPV$ ) или интегральный эффект.

Показатель  $NPV$  позволяет получить наиболее обобщенную характеристику результата инвестирования, т. е. конечный эффект в абсолютном выражении.  $NPV$  показывает превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта с учетом неравноценности эффектов, относящихся к различным моментам времени. В общем виде значение этого показателя определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I, \quad (1.1)$$

где

NPV- чистый дисконтированный доход;

CF- суммарный денежный поток в период времени t;

I- сумма инвестиций;

r- ставка дисконтирования;

n- число периодов.

Для признания проекта эффективным с точки зрения инвестора необходимо, чтобы NPV проекта был положительным. При сравнении альтернативных проектов предпочтение отдается проекту с более высоким значением данного показателя.

#### 1. Индекс доходности (PI).

Индекс доходности (PI) – показатель, определяемый как частное от деления суммы приведенных поступлений на приведенную стоимость затрат.

$$PI = \frac{PVCI}{PVCO}, \quad (1.2)$$

где PVCI – приведенные поступления;

PVCO – приведенные выплаты.

Критерий PI характеризует доход на единицу затрат. Именно этот критерий наиболее предпочтителен, когда необходимо упорядочить независимые проекты для создания оптимального портфеля реальных инвестиций в случае ограниченности сверху общего объема инвестиций.

#### 2. Внутренняя норма доходности (IRR).

Внутренняя норма доходности представляет собой ту норму дисконта, при которой дисконтированные притоки денежных средств по проекту равны дисконтированным оттокам. IRR определяется исходя из равенства:

$$\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+IRR)^t} - I = 0, \quad (1.3)$$

Логика критерия IRR: он показывает максимальный уровень затрат, который может быть ассоциирован с данным проектом, т. е. если цена капитала, привлекаемого для финансирования проекта, больше IRR, то проект может быть выполнен только в убыток, следовательно, его нужно отвергнуть. То есть к рассмотрению могут быть приняты только те проекты, по которым  $IRR \geq r$ .

### 3. *Срок окупаемости.*

Логика критерия срок окупаемости: он показывает минимальный временной интервал (от начала осуществления проекта), за пределами которого интегральный эффект становится и остается неотрицательным. Иными словами, это период, начиная с которого первоначальные вложения и другие затраты, связанные с инвестиционным проектом, покрываются суммарными доходами от его осуществления. По мнению ряда российских исследователей, следует включать в план реализации только те проекты, для которых срок окупаемости не превышает 2 – 3 лет.

Инвестиционные проекты можно оценивать по многим критериям - с точки зрения их социальной значимости, масштабам воздействия на окружающую среду, степени вовлечения трудовых ресурсов и т.п. Однако центральное место в этих оценках принадлежит эффективности инвестиционного проекта, под которой в общем случае понимают соответствие полученных от проекта результатов - как экономических (в частности прибыли), так и внеэкономических (снятие социальной напряженности в регионе) - и затрат на проект.

Эффективность инвестиционного проекта - это категория, отражающая соответствие проекта, порождающего его, целям и интересам участников проекта, под которыми понимаются субъекты инвестиционной деятельности и общество в целом. Поэтому термин «эффективность инвестиционного проекта» понимается как «эффективность проекта». То же относится и к показателям эффективности.

## 2. ОБОСНОВАНИЕ ИНВЕСТИЦИЙ В СТРОИТЕЛЬСТВО ГЭС-1

Методом весовых коэффициентов проведем выбор одной из двух компоновок ГЭС установленной мощности 1860 МВт или 800 МВт. Для этих целей составим перечень критериев, по которым выбираем лучший вариант.

Выбор одной из двух компоновок ГЭС установленной мощности 1860 МВт или 800 МВт будет рассчитан на основании следующей формулы:

$$K = \frac{\sum_{i=1}^n B_{ij} / n}{5} \cdot a_j \quad (2.1)$$

где K- выбор одной из двух компоновок ГЭС установленной мощности 1860 МВт или 800 МВт;

n – количество приглашенных экспертов (n = 5);

$B_{ij}$  - экспертная оценка, выставленная i-м экспертом j-го;

$a_j$  - весомость j-го оцениваемого параметра (от 1 до 5);

5 – максимальная выставленная оценка.

Параметрами оценки выбраны:

- годовая выработка, ГВт·ч
- коэффициент использования установленной мощности, %
- сметная стоимость
- инвестиции в проект (с учётом % по кредиту), млрд \$
- удельное капиталовложение
- срок строительства, лет
- дисконтированный срок окупаемости (dPP), лет
- внутренняя норма доходности (IRR), %
- чистый дисконтированный доход (NPV), млн долларов США

Выставлены оценки степени значимости для каждого параметра (табл. 1).

Таблица 1

### Оценки степени значимости для каждого параметра

Параметры оценки	Степень значимости
Годовая выработка, ГВт·ч	0,2
Коэффициент использования установленной мощности, %	0,1
Инвестиции в проект (с учётом % по кредиту), млрд \$	0,2
Срок строительства, лет	0,1
Дисконтированный срок окупаемости (dPP), лет	0,1
Внутренняя норма доходности (IRR), %	0,1
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн долларов США	0,1
Индекс доходности (PI), относительных единиц	0,1
ИТОГО	1

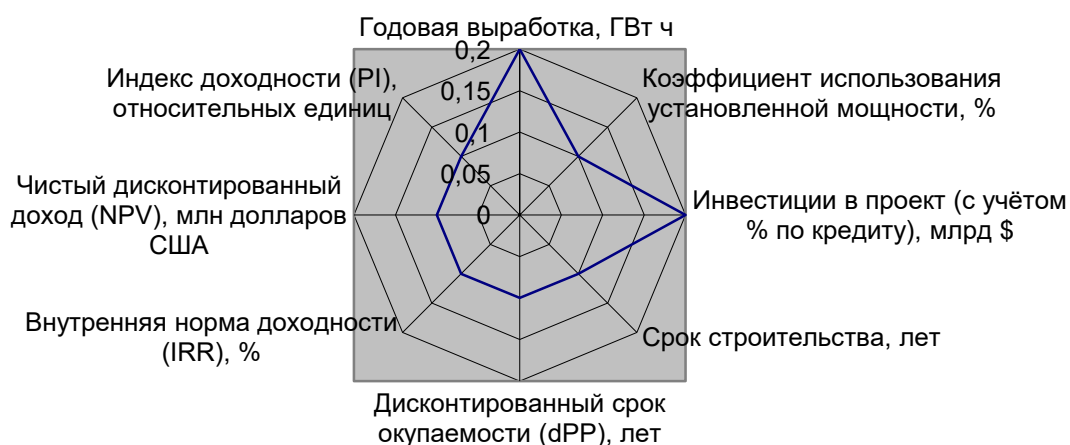


Рис.1. Оценки степени значимости для каждого параметра



Экспертные оценки выбора одной из двух компоновок ГЭС установленной мощности 1860 МВт или 800 МВт представлены в табл. 2.

Таблица 2

Экспертные оценки выбора одной из двух компоновок ГЭС установленной мощности 1860 МВт или 800 МВт

Параметры	Установленная мощность 1860 МВт	Установленная мощность 800 МВт
Годовая выработка, ГВт·ч	4	5
Коэффициент использования установленной мощности, %	5	4
Инвестиции в проект (с учётом % по кредиту), млрд \$	5	3
Срок строительства, лет	5	4
Дисконтированный срок окупаемости (dPP), лет	5	4
Внутренняя норма доходности (IRR), %	5	4
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн долларов США	4	5
Индекс доходности (PI), относительных единиц	5	4

Преимуществами ГЭС установленной мощности 800 МВт являются:

- 1.1 Меньшая стоимость (2,5 млрд. долларов США);
- 1.2 Более высокий КИУМ (49 % против 35 для плотины высотой 256 м);
- 1.3 Срок окупаемости ниже чем для плотины высотой 256 м (19 лет против 23);

1.4 Не надо строить длинные ЛЭП 500 кВ (в среднем на строительство 1-1,5 км потребуется 1 млн долларов). Вся электроэнергия уйдёт на местный рынок (возможно, почти бесплатно – тариф порядка 1,5 цента США);

1.5 Экспорт электроэнергии маловероятен. Возможность экспортных поставок летом электроэнергии и мощности в мае-сентябре:

- от 400 до 800 МВт в многоводный год, обеспеченностью 0,02 о.е., повторяемостью 1 раз в 50 лет (аналог принятый в расчётах ТЭО 2010 год). При этом выработка 800 МВт возможна не более 3 месяцев.

- от 200 до 800 МВт в средний по водности год, обеспеченностью 0,51 о.е., повторяемостью 1 раз в 2 года (аналог принятый в расчётах ТЭО 1992 год). При этом выработка 800 МВт возможна не более 1 месяца.

1.6 Не надо планировать поставку электроэнергии на экспорт в зимний период, так как дефицит собственного потребления в Киргизской Республике уже на осенне-зимний период 2014/2015 годы составит порядка 500 МВт. Так как электроэнергия нужна в основном зимой, экспорт в Китай, видимо, будет проблематичен, не говоря уже о Казахстане и России.

Доля по мощности киргизской стороны в проекте CASA-1000 может составить в самый благоприятный многоводный год (повторяемостью 1 раз в 50 лет) 800 МВт не более 3 месяцев, из 1300 МВт по проекту CASA-1000.

1.7 Строительство гидроузла будет восприниматься в Узбекистане менее негативно, так как летом, в вегетационный период плотина 160 м практически не будет влиять на трансформацию весенне-летнего паводка реки Нарын (полезная ёмкость водохранилища с плотиной 160 м составляет 0,49 км<sup>3</sup> против 2,87 км<sup>3</sup> для плотины высотой 256 м).

Можно отметить следующие недостатки ГЭС установленной мощности 800 МВт:

✓ Не полное использование гидропотенциала реки Нарын на этом участке. Киргизская сторона может передать другой стране проект

строительства плотины 256 м или инициировать строительство ещё одной ГЭС с плотинной выше 100 м;

✓ Большое удельное капвложение в строительство гидроузла: 3000 долларов США для плотины 160 м против 2500 долларов для плотины 256 м;

✓ Меньший срок заиления водохранилища (но после ввода в эксплуатацию Каскада ВерхнеНарынских ГЭС заиление водохранилища Камбаратинской ГЭС-1 возможно будет не столь актуально);

✓ Дефицит электроэнергии в Киргизии на осенне-зимний период 2014/2015 гг составит порядка 1,4 млрд кВт·час. Это соответствует дефициту мощности порядка 500 МВт. После ввода Камбаратинской ГЭС-1 в эксплуатацию (через 7 лет с даты начала строительства), высота плотины (и объём водохранилища соответственно) не позволит генерировать мощность в осенне-зимний период (ноябрь-март) более 300 Мвт из-за ограниченных запасов воды в водохранилище (см. ТЭО, том 2, книга 2-2, стр.8-6) не зависимо от годовой приточности.

РусГидро построит Каскад Верхне-Нарынских ГЭС мощностью порядка 240 МВт к 2019 году, что позволит снизить в Киргизской Республике дефицит электроэнергии зимой на 80-100 МВт.

Преимуществами ГЭС установленной мощности 1860 МВт являются:

- Положительное отношение киргизкой стороны;
- Более длительный срок заиления водохранилища;
- Меньшее удельное капвложение (2500 долларов);
- Полное использование гидропотенциала реки Нарын на этом участке;
- Генерация мощности в осенне-зимний период (ноябрь-март) может составить до 800 МВт, что достаточно для полного покрытия внутреннего дефицита Киргизской Республики.

Можно отметить следующие недостатки ГЭС установленной мощности 1860 МВт:

- Высокая стоимость (4,5 млрд долларов);

- Вместе с гидроузлом надо обязательно строить и две ЛЭП 500 кВ для экспорта электроэнергии. Без экспортных поставок электроэнергии, окупаемость гидроузла будет значительно выше проектного, указанного в ТЭО, (экспертно около 100 лет).

- До принятия решения о строительстве ГЭС, необходимо заключение договора с потребителем электроэнергии по фиксированному многолетнему тарифу и годовому объёму, обеспечивающему окупаемость в приемлемые сроки. Договор должен иметь государственную гарантию.

- При отсутствии вклада России в строительство ЛЭП 500 кВ, надо ожидать что будет реэкспорт электроэнергии с шин Камбаратинской ГЭС-1. Киргизская сторона будет принимать электроэнергию за 1,5 цента (а то и меньше) и продавать куда угодно по своим ценам. А ЛЭП им построит Китай куда угодно и кредиты даст какие угодно.

- Есть возможность экспортировать электроэнергию только летом (май-сентябрь) порядка 600 – 1600 МВт в самый благоприятный многоводный год (повторяемостью 1 раз в 50 лет).

В средний по водности год повторяемостью 1 раз в 2 года возможно экспортировать 800 МВт не более 2 месяцев (июль-август) по причине необходимости аккумуляции в водохранилище весенне-летнего паводка. Следовательно, наиболее вероятный приток денег будет только два месяца в год.

Зимой экспорт не возможен.

- Учитывая, что река Нарын имеет ледниково-снеговое питание, а меженный сток формируется подземными водами, повышается риск уменьшения притока воды в водохранилище ГЭС из-за глобального изменения климата (повышение температуры воздуха Земли и, как следствие, уменьшение объёмов запасённого льда в ледниках).

Взвешенная оценка выбора одной из двух компоновок ГЭС установленной мощности 1860 МВт или 800 МВт представлены в табл. 3.

## Взвешенная оценка

Параметры	Степень значимости	Установленная мощность 1860 МВт	Установленная мощность 800 МВт
Годовая выработка, ГВт·ч	0,2	0,8	1,0
Коэффициент использования установленной мощности, %	0,1	0,5	0,4
Инвестиции в проект (с учётом % по кредиту), млрд \$	0,2	1,0	0,6
Срок строительства, лет	0,1	0,5	0,4
Дисконтированный срок окупаемости (dPP), лет	0,1	0,5	0,4
Внутренняя норма доходности (IRR), %	0,1	0,5	0,4
Чистый дисконтированный доход (NPV), млн долларов США	0,1	0,4	0,5
Индекс доходности (PI), относительных единиц	0,1	0,5	0,4
Итого	0,2	4,7	4,1

На основании данных табл. 3 построим многоугольник выбора (рис.2).

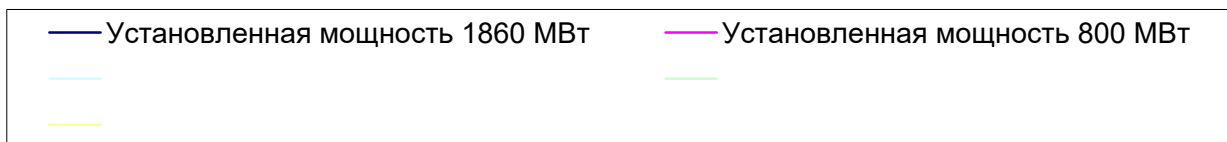
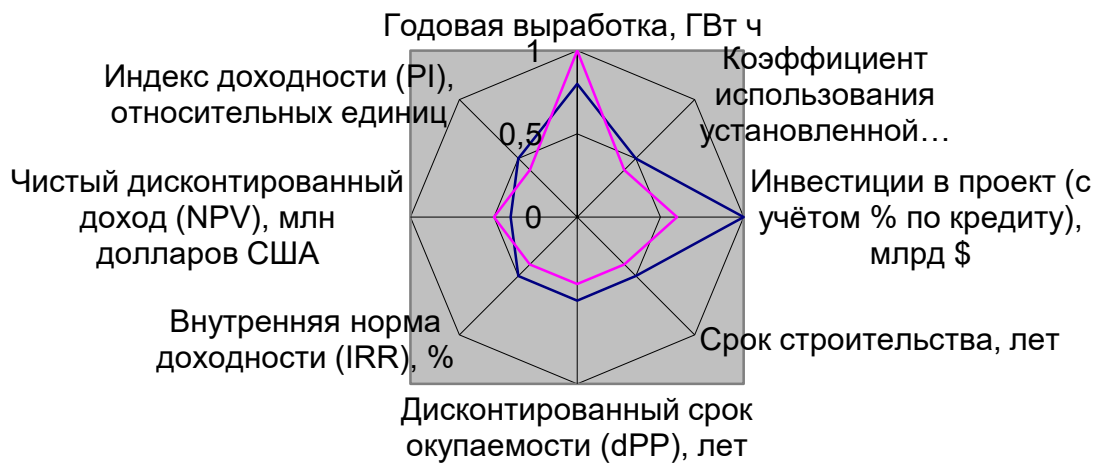


Рис.2 Многоугольник выбора ГЭС мощностью 1860 МВт наиболее предпочтительная.

Выполним оценку экономической эффективности инвестиций проекта строительства Камбаратинской ГЭС-1 по следующим показателям:

- чистый дисконтированный доход NPV;
- внутренняя норма доходности IRR;
- индекс прибыльности PI;
- период окупаемости проекта РВР;
- дисконтированный период окупаемости dРВР

Инвестиции в строительство составляют 11460 млн. руб.

Таблица 4

Результаты расчета денежных потоков по инвестиционному проекту, млн.  
руб.

Наименование	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Капитальные вложения в проект	-5730	-5730															
2. Остаточная стоимость основных фондов			11460	11132,57	10805,14	10477,71	10150,29	9822,857	9495,429	9168	8840,571	8513,143	8185,714	7858,286	7530,857	7203,429	6876
3. Производственные издержки			80,026	79,97734	79,92872	79,88012	79,83155	79,78302	79,73451	79,68603	79,63758	79,58916	79,54077	79,49241	79,44408	79,39578	79,3475
4. Результаты проекта (эффект)			2171	2171	2171	2171	2171	2171	2171	2171	2171	2171	2171	2171	2171	2171	2171
5. Валовая прибыль			2090,974	2091,023	2091,071	2091,12	2091,168	2091,217	2091,265	2091,314	2091,362	2091,411	2091,459	2091,508	2091,556	2091,604	2091,652
6. Налог на прибыль			418,1948	418,2045	418,2143	418,224	418,2337	418,2434	418,2531	418,2628	418,2725	418,2822	418,2918	418,3015	418,3112	418,3208	418,3305
7. Затраты по проекту			498,2208	170,7533	180,0695	189,3857	198,702	208,0183	217,3345	226,6509	235,9672	245,2836	254,6	263,9164	273,2328	282,5493	291,8658
8. Чистый поток денежных средств (ЧПДС)			1672,779	2000,247	1990,93	1981,614	1972,298	1962,982	1953,665	1944,349	1935,033	1925,716	1916,4	1907,084	1897,767	1888,451	1879,134
9. Коэффициент дисконтирования, доли единицы	1	0,910747	0,82946	0,755428	0,688003	0,626597	0,570671	0,519737	0,473349	0,431101	0,392624	0,357581	0,325666	0,296599	0,270127	0,246017	0,224059

10. Дисконтирова нный ЧПДС	-5730	-5218,58	1387,503	1511,042	1369,767	1241,674	1125,534	1020,234	924,7652	838,2107	759,7399	688,5993	624,1056	565,639	512,6373	464,5907	421,0371
11. Накопленный дисконтирова нный ЧПДС – ЧДД	-5730	-10948,6	-9561,08	-8050,03	-6680,27	-5438,59	-4313,06	-3292,83	-2368,06	-1529,85	-770,11	-81,5106	542,5951	1108,234	1620,871	2085,462	2506,499
12. Накопленный ЧПДС	-5730	-11460	-9787,22	-7786,97	-5796,04	-3814,43	-1842,13	120,8504	2074,516	4018,865	5953,898	7879,614	9796,014	11703,1	13600,87	15489,32	17368,45

Из табл. 4 следует, что чистый денежный поток - 1879,134 млн. руб.

Величина ЧДД проекта на 16 шаге составляет 2506,499 млн. руб.

Индекс доходности:

$$\text{ИД} = \frac{\sum_2^{16} (R_t - 3_t) \cdot \alpha_t}{\sum_0^1 K \cdot \alpha_t} = 2506,499 / 11460 = 0,22 \text{ руб/руб}$$

Внутренняя норма доходности составляет  $\text{ЕВН} = 13,272\%$ .

Из таблицы следует, что между шагами 11 и 12 знак ЧДД меняется с отрицательного на положительный.

Тогда  $x = \text{ЧДД}(1) / (\text{ЧДД}(1) + \text{ЧДД}(2)) = 81,5106 / (81,5106 + 542,5951) = 0,13$

и дисконтированный срок окупаемости с округлением составляет 12 лет.

Так как  $\text{ЧДД} > 0$ ,  $\text{ИД} > 1$ ,  $\text{ЕВН} > E$ , то по этим показателям инвестиции в проект целесообразны.

Оценка экономической эффективности инвестиций проекта строительства Камбаратинской ГЭС-1

- чистый дисконтированный доход  $\text{NPV} = 2506,499$  млн. руб.
- внутренняя норма доходности  $\text{IRR} = 13,272\%$
- индекс прибыльности  $\text{PI} = 0,22$
- период окупаемости проекта  $\text{РВР} = 7$  лет
- дисконтированный период окупаемости  $\text{dРВР} = 12$  лет.



## **Заключение**

Инвестиции в строительство составляют 11460 млн. руб.

Оценка экономической эффективности инвестиций проекта строительства Камбаратинской ГЭС-1

- чистый дисконтированный доход NPV = 2506,499 млн. руб.

- внутренняя норма доходности IRR = 13,272%

- индекс прибыльности PI = 0,22

- период окупаемости проекта РВР = 7 лет

- дисконтированный период окупаемости dРВР= 12 лет.

Проведенные расчеты и полученные технико-экономические показатели свидетельствуют о том, что инвестиционный проект является экономически целесообразным.

## **Список использованной литературы:**

1. Липсиц И.В., Коссов В.В. Инвестиционный проект. – М.: БЕК, 2016
2. Лунев Н.Н., Макаревич Л.М. Бизнес-план для инвестиций. – М., 2015
3. Мазур, В.Д. Шапиро, Н.Г. Ольдсрогге. Управление проектами: учебное пособие для студентов / И.И.- - 8-е изд., стер.- М.: Омега-Л. 2017.
4. Файншмидт Е. Оценка эффективности инвестиционных проектов. – М., 2015