

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

УТВЕРЖДАЮ:
Директор Бизнес-школы ТПУ
_____ Чистякова Н.О.
« » _____ 2025 г.

Методические указания по выполнению
раздела выпускной квалификационной работы
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и
ресурсосбережение»
для студентов, обучающихся по специальности
14.05.02 «Атомные станции: проектирование, эксплуатация и
инжиниринг»

Составители Т.Б. Якимова, С.Н. Попова, Е.М. Рождественская

Издательство
Томского политехнического университета

2025

УДК 621.311.25:658.5(07)

ББК 31.47-6я7

Я453

Я453 Методические указания по выполнению раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» для студентов специальности 14.05.02 «Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг» / Сост. Т.Б. Якимова С.Н. Попова, Е.М. Рождественская ; Томский политехнический университет. – Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2025. – 32 с.

УДК 621.311.25:658.5(07)

ББК 31.47-6я7

Оглавление

Введение	4
Структура организационно-экономического раздела ВКР	6
1 Основные задачи экономического обоснования технических решений	6
2 Анализ ограничений и рисков реализации технического решения.....	10
3 Разработка графика проведения работ по реализации технического решения	10
4 Оценка экономической эффективности технических решений.....	13
4.1 Расчет затрат на реализацию технических решений (CAPEX, инвестиций)	14
4.2 Оценка эффектов от реализации технических решений	18
4.3 Экономическое обоснование технических решений. Расчет показателей эффективности.....	23
Список литературы	28
Приложение А Образец задания	30

Введение

Производственные предприятия на протяжении своей деятельности принимают множество решений технического и организационного характера, призванных повысить эффективность производства и деятельности в целом, связанных с капитальными вложениями. Целесообразность внедрения таких решений должна проверяться как с технической, так и с экономической точки зрения. Значимость экономической оценки связана с тем, что даже самые прогрессивные технические решения могут оказаться невыгодными для конкретного предприятия с учетом его условий функционирования, и, очевидно, необходима проверка экономической целесообразности внедрения того или иного технического решения.

Целью организационно-экономического раздела ВКР является экономическое обоснование технических решений на объектах электроэнергетики (атомных станциях), связанных с модернизацией (технической реконструкции, технического перевооружения) основных средств предприятия или созданием новых объектов.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

- определение основных задач экономического обоснования технических решений на объектах электроэнергетики;
- определение возможных альтернатив технического решения;
- учет влияния рисков на уровень эффективности принимаемых (разрабатываемых) решений;
- планирование работ в рамках реализации технического решения (формирование плана-графика работ)
- определение стоимости бюджета работ в рамках задач, поставленных в основной части ВКР;
- расчет и анализ технико-экономических показателей

Для достижения поставленных задач сформирована структура и содержание организационно-экономического раздела ВКР. При этом, содержание раздела зависит от объекта исследования и задач, поставленных в рамках реализации ВКР.

Объект ВКР выделяется в три блока:

1. Научно-исследовательская работа (разработки)
2. Опытнo-конструкторские разработки в рамках разработки продуктового решения (создание технологического решения, продукта)
3. Опытнo-конструкторские разработки (проекты модернизации и реконструкции).

С учетом имеющихся отличий при расчете экономической эффективности и экономического обоснования технических решений на объектах электроэнергетики, связанных с проведением мероприятий по модернизации, реконструкции и технического перевооружения энергообъектов и строительством новых объектов, например строительством (проектированием) АЭС или новых энергоблоков, данный раздел выпускной квалифицированной работы может выполняться в двух вариантах. Выбор варианта определяется темой выпускной квалифицированной работы.

Объем организационно-экономического раздела ВКР составляет примерно 10-15 страниц и должен сопровождаться ссылками на источники используемой информации, а выполняемые экономические расчеты должны сопровождаться необходимыми пояснениями и комментариями.

Структура организационно-экономического раздела ВКР

Структура организационно-экономического раздела ВКР определяется преподавателем-консультантом по данному разделу ВКР.

Рекомендуется следующее содержание раздела:

1. Рассмотрение основных задач экономического обоснования технических решений
2. Анализ ограничений и рисков реализации технического решения
3. Планирование работ в рамках реализации технического решения
4. Оценка экономической эффективности технических решений

1 Основные задачи экономического обоснования технических решений

Технические решения в самом общем виде можно определить как конструкторские, технологические, организационные решения, принимаемые предприятиями для обеспечения эффективности (экономичности) и безопасности деятельности.

Технические решения принимаются либо в рамках инвестиционного проекта по созданию нового предприятия, нового направления деятельности, внедрению нового продукта, либо в рамках текущей деятельности предприятия с целью повысить эффективность этой деятельности.

В данном разделе необходимо описать **объект электроэнергетики** (оборудование, устройство, систему оборудования) и технические решения, принимаемые в рамках текущей деятельности предприятия, определив, к какому конкретно виду относятся проводимые мероприятия, а также выделить основные задачи экономического обоснования технических решений.

В случае принятия решений в рамках текущей деятельности можно выделить мероприятия по модернизации, реконструкции и технического перевооружения объектов основных средств предприятия.

Понятия реконструкции, модернизации, технического перевооружения определены в п. 2 статьи 257 главы 25 Налогового Кодекса РФ¹.

К реконструкции относится переустройство существующих объектов основных средств, связанное с совершенствованием производства и повышением его технико-экономических показателей и

¹ НК РФ Статья 257

https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/cf1a9426ba878faee9824672bca283c1420a2b1e/

осуществляемое по проекту реконструкции основных средств в целях увеличения производственных мощностей, улучшения качества и изменения номенклатуры продукции.

К работам по достройке, дооборудованию, модернизации относятся работы, вызванные изменением технологического или служебного назначения оборудования, здания, сооружения или иного объекта амортизируемых основных средств, повышенными нагрузками и (или) другими новыми качествами.

К техническому перевооружению относится комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или их отдельных частей на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным

Экономическое обоснование модернизации (реконструкции, технического перевооружения) **энергообъекта** (оборудования, устройства, техники) начинается с четкого определения задач, решаемых в ходе самого проекта по модернизации. **Для этого необходимо ответить на следующие вопросы:**

- какова цель модернизации энергообъекта;
- какие технические разработки обеспечивают достижение этой цели (например, разработка специального приспособления);
- в соответствии с техническим решением, какое выбирается направление осуществления модернизации (расширение технологических возможностей, повышение производительности);
- каковы основные преимущества модернизации (например, расширились технические возможности оборудования).

При проведении экономических расчетов **модернизированный энергообъект, далее оборудование**, сравнивается с другими видами оборудования, имеющими с ним сходство по главным техническим характеристикам (базовый вариант).

Правильный выбор базы для сравнения с модернизированным оборудованием имеет принципиальное значение, так как это сказывается на величине показателей эффективности. Чем ниже базовые показатели, тем выше экономическая эффективность внедряемого мероприятия, и наоборот.

В качестве базы для сравнения при проведении модернизации действующего оборудования могут быть выбраны:

- действующее оборудование до проведения модернизации;
- другие виды оборудования, с которыми модернизированное

оборудование становится сравнимым по главным техническим характеристикам (возможностям).

Сравнение можно провести посредством оценки конкурентоспособности. Сначала необходимо определить технические решения, которые будет сравниваться. Далее необходимо выбрать критерии, по которым будет производиться оценка. Затем определить оценочную шкалу критериев (0-10-бальная шкала) и описать как будет присваиваться тот или иной балл. Также следует определить удельный вес критериев. Их сумма должна быть равна 1. Все данные вносятся в таблицу и выполняются необходимые расчеты.

Таблица 1

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		$B_{к1}$	$B_{к2}$	$K_{к1}$	$K_{к2}$
1	2	3	4	5	6
Возможности по мощности					
Простота пользовательского интерфейса					
Качество пользовательского интерфейса					
Помехоустойчивость					
Надёжность					
Уровень шума					
Возможность подключения к ЭВМ					
Стоимость					
Предполагаемый срок эксплуатации					
Итого					

Анализ конкурентоспособности позволяет оценить место технического решения, продукта, услуги или разработки среди конкурентов. Конкурентоспособность рассчитывается по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (1)$$

где B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

В конце по результатам расчетов необходимо сделать выводы и построить многоугольник конкурентоспособности (рекомендуется построить данную диаграмму с помощью табличного редактора Excel, выбрав лепестковый тип диаграммы).

Процесс сравнения технических параметров производимой продукции с аналогичными параметрами продукции конкурентов называется **технологический бенчмаркинг**. Ко всему прочему,

технологический бенчмаркинг – это метод, который направлен на совершенствование различных стадий технологического процесса и повышение эффективности путем заимствования передового опыта. Он включает в себя сопоставление показателей и процессов с лидерами или аналогичными организациями, что позволяет выявить возможности для улучшения.

При этом объектами изучения технологического бенчмаркинга выступают не только техника и технология производства, но и методология производства, структура производства, процесс производства, а также инструменты и методы управления производственным процессом.

В рамках ВКР данный инструмент можно использовать с целью анализа возможностей совершенствования технологического процесса и повышения эффективности путем изучения и анализа возможностей применения передового опыта применительно к исследуемому технологическому процессу (определение и обоснование объектов, которые должны быть усовершенствованы). Подробный анализ рабочих процессов, инженерных практик и показателей деятельности позволяет выявлять слабые места и области для улучшения

Техника реализации технологического бенчмаркинга включает следующие шаги:

1. Выбор объекта оптимизации. На этом этапе определяется, какие процессы или аспекты бизнеса нуждаются в улучшении (например, производительность, инновационные решения)

2. Выбор параметров для сравнения. На этом этапе определяется по каким критериям будет осуществляться оценка объекта оптимизации. Это могут быть как количественные (например, объемы продаж), так и качественные характеристики (уровень клиентской удовлетворенности)

3. Выбор эталона. Необходимо определить, какие компании на рынке демонстрируют лучшие результаты по выбранным параметрам. Эталоны могут быть как прямыми конкурентами, так и лидерами из других секторов

4. Сбор и изучение информации. На этом этапе исследуется, как эталон достиг своих результатов. Это может включать изучение документов, проведение интервью с ключевыми сотрудниками, и изучение открытых источников информации

5. Разработка проекта оптимизации. Исходя из собранной информации, необходимо разработать проект оптимизации с учетом успешных практик эталона. Это включает в себя определение шагов для внедрения изменений и настройку процессов.

2 Анализ ограничений и рисков реализации технического решения

Идентифицированные риски проекта включают в себя возможные неопределенные события, которые могут возникнуть в проекте и вызвать последствия, которые повлекут за собой нежелательные эффекты. Информацию по данному разделу необходимо свести в таблицу (табл. 2).

Таблица 2

Реестр рисков

№	Риск	Потенциальное воздействие	Вероятность наступления (1-5)	Влияние риска (1-5)	Уровень риска*	Способы смягчения риска	Условия наступления

Примечание: Уровень риска может быть: высокий, средний или низкий в зависимости от вероятности наступления и степени влияния риска. Риски с наибольшей вероятностью наступления и высокой степенью влияния будут иметь высокий уровень, риски же с наименьшей вероятностью наступления и низкой степенью влияния соответственно низкий уровень.

Особенности проектов в энергетике и рисков их реализации:

- высокая капиталоемкость отрасли, долгосрочность жизненного цикла проектов и длительный период окупаемости усложняет прогнозирование внешней среды на долгосрочную перспективу;
- наличие специфических рисков (напр., радиоактивного заражения) и повышенный уровень других рисков (технического, геополитического, экологического и др.);
- высокая степень изношенности фондов;
- волатильность и рост цен на энергоносители;
- большое количество заинтересованных сторон (стейкхолдеров) и противоречивость их интересов;
- участие иностранных компаний в реализации как совместных международных проектов, так и проектов внутри страны;
- особенности регулирования отрасли;
- сезонность потребления и производства продукции.

3 Разработка графика проведения работ по реализации технического решения

В рамках планирования реализации технического решения необходимо построить календарный (линейный) график и/или сетевой

график проекта.

Линейный график представляется в виде таблицы (табл. 3).

Таблица 3

Календарный план проекта

Номер работы	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ
И т о г о:				

Инструментом визуализации выступает диаграмма Ганта, способ представления календарного плана проекта в виде горизонтальной гистограммы, где по вертикальной оси располагаются задачи (работы), а по горизонтальной – даты (рис. 1).

Вид работ	Исполнители	Т _к , кал, , дн.	Продолжительность выполнения работ											
			Март			Апрель				Май				
			2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
Работа 1	Исп. 1	2												
Работа 2	Исп. 2	10												
Работа 3	Исп. 1 Исп. 2	2												
Работа 4	Исп. 1 Исп. 2	4												
Работа 5	Исп. 2	4												
Работа 6	Исп. 1 Исп. 2	8 28												
Работа 7	Исп. 2	12												
Работа 8	Исп. 2	10												

 – Исполнитель 1  – Исполнитель 2

Рис. 1. Диаграмма Ганта

Сетевой график – графическое отображение комплекса работ по теме с установленными между ними взаимосвязями.

Основные этапы реализации методов сетевого планирования и управления

На первом этапе определяются отдельные процессы, составляющие проект реализации технического решения, их отношения

последовательности (т.е. какой процесс должен предшествовать другому) и длительность.

Далее проект представляется в виде сети, показывающей последовательность процессов, составляющих проект.

На третьем этапе на основе построенной сети выполняются вычисления, в результате которых составляется временной график реализации проекта.

Сетевой график состоит из элементов, которыми являются **работы, события, ожидания и зависимости**.

Работой называется производственный процесс, требующий затраты времени и ресурсов. Каждая работа характеризуется ее продолжительностью.

Событием является факт окончания одной или нескольких работ, необходимый и достаточный для начала последующих работ.

Ожиданием называется процесс, требующий только затрат времени.

Зависимость (фиктивная работа) отражает правильную взаимосвязь работ при построении сетевого графика и не требует ни ресурсов, ни времени.

Непрерывная последовательность работ в сетевом графике называется **путем**. Длина пути определяется суммой продолжительностей лежащих на нем работ. Путь наибольшей длины между начальным и конечным событиями называется критическим.

ПРИМЕР

С издательством заключен договор издание его книги. Рассмотрим последовательность процессов, приводящая к реализации проекта издания книги и разработанную сеть для этого проекта.

Таблица 4

Этапы процесса

Процесс	Предшествующий процесс	Длительность (неделя)
А: Прочтение рукописи редактором	-	3
В: Пробная верстка отдельных страниц книги	-	2
С: Разработка обложки	-	4

D: Подготовка иллюстраций	-	3
E: Просмотр редакторских правок	A,B	2
F: Создание макета книги	E	4
G: Проверка автором макета книги	F	2
H: Проверка автором иллюстраций		1
I: Подготовка печатных форм	G	2
J: Печать книги	C, H	4

Таблица 5

Пути и их длительность

Путь	Длительность	Критичность
A-E-F-G-I-J	$3+2+4+2+2+4=17$	v
B-E-F-G-I-J	$2+2+4+2+2+4=16$	
D-H-I-J	$3+1+2+4=10$	
C-J	$4+4=8$	

Критический путь: A-E-F-G-I-J, длительность 17 недель

4 Оценка экономической эффективности технических решений

Для того чтобы грамотно оценить, является ли конкретное решение эффективным, а инвестиции в него окупаемыми необходимо выбрать методы оценки и составить список ожидаемых эффектов и возможных потерь.

Экономическая оценка инвестиций в реализацию технического решения предполагает определение:

- необходимого объема инвестиций (капитальных вложений);
- результатов от вложения инвестиций (ожидаемых доходов);
- затрат, связанных с получением результата;
- эффектов от вложения инвестиций как разницы ожидаемых доходов и текущих выплат (включая инвестиционные вложения).
- эффективности, т.е. системы показателей, отражающих соотношение затрат и результата.

4.1 Расчет затрат на реализацию технических решений (CAPEX, инвестиций)

Расчет стоимости мероприятий осуществляется по возможности по двум альтернативным вариантам модернизации энергообъекта (оборудования, устройства) и включает в себя:

- стоимость устройства (включает затраты на приобретение без НДС);
- стоимость комплектующих, расходные материалы;
- затраты по демонтажу старых устройств (при замене);
- затраты по монтажу и настройке новых устройств.

Расчет затрат производится по формуле (C_{CAPEX}):

$$C_{CAPEX} = C_{уст} + C_{компл} + C_{СМР} + C_{ПНР} \quad (2)$$

где C_{CAPEX} – капитальные затраты;

$C_{уст}$ – стоимость устройств без НДС;

$C_{компл}$ – стоимость материалов и комплектующих без НДС;

$C_{СМР}$ – затраты на строительно-монтажные работы;

$C_{ПНР}$ – затраты на пуско-наладочные работы.

Стоимость строительно-монтажных (СМР) и пуско-наладочных работ (ПНР) или другие виды работ составляет 20-30 % от суммы затрат на приобретение комплекта устройств и комплектующих и в основном составляют затраты по оплате труда.

При наличии также необходимо учитывать объем предпроизводственных затрат на организационно-технические мероприятия, научно-исследовательские, опытно-конструкторские работы, а также изготовление, испытание и доводку опытного образца.

В случае принятия технического решения по созданию новых объектов, например, проектирование АЭС или новых энергоблоков, в данном разделе необходимо:

1. Рассчитать капитальные вложения в АЭС (энергоблок АЭС) на основе информации о капитальных затратах в аналогичные атомные электростанции.

2. Определить плановую выработку электроэнергии и плановое число часов использования установленной мощности. Плановая выработка электроэнергии может быть определена следующим образом:

$$\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{пл}} = \mathcal{E}_{\text{зот}}^{\text{пл}} \cdot K_z, \quad (3)$$

где K_z – коэффициент загрузки, учитывающий режим работы электростанции в суточном графике нагрузки. Для АЭС, работающих исключительно в базисе суточного графика, можно принять $K_z = 0,7 \div 0,8$

Плановое число часов использования установленной мощности станции определяется как:

$$h_y^{nl} = \frac{\mathcal{E}_{выр}^{nl}}{N_y}, \text{ час} \quad (4)$$

3. Провести расчет годовых издержек производства и себестоимости электрической и тепловой энергии, отпускаемой АЭС на основе составления сметы со следующими основными экономическими элементами затрат:

1. топливо;
2. заработная плата;
3. социальные отчисления;
4. амортизация;
5. прочие расходы.

Годовые издержки на топливо могут быть определены следующим образом:

а) определяется удельная стоимость ядерного топлива за период кампании с однородной топливной загрузкой определится:

$$\bar{I}_T = \bar{I}_{исх.пр} + \bar{I}_{об} + \bar{I}_{изг} + \bar{I}_{тр} + \bar{I}_{выд} \quad (5)$$

где $\bar{I}_{исх.пр}$ – удельная стоимость исходного продукта (природного урана) может быть определена из открытых источников;

$\bar{I}_{об}$ – удельная стоимость обогащенного урана, может быть определена из открытых источников;

$\bar{I}_{изг}$ – удельная стоимость изготовления ТВС, включая стоимость конструктивных материалов, может быть определена из открытых источников;

$\bar{I}_{тр}$ – удельная стоимость транспортировки ТВС к АЭС (10-20%);

$\bar{I}_{выд}$ – удельная стоимость выдержки отработанного топлива в бассейне АЭС не менее 5 лет (~ 25 дол/кг).

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, вырабатываемой по конденсационному циклу в теплофикационных турбинах определяется:

$$C_T^{\mathcal{E}K} = \frac{1}{24} \cdot \frac{\bar{I}_T}{\bar{B} \cdot \eta_n^{кб}}, \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}, \quad (6)$$

где $\bar{I}_T$ – стоимость топлива, руб/кг;

$\bar{B}$ – средняя глубина выгорания ядерного топлива, МВт·сут/т. Значение $\bar{B}$ для различных типов реакторов и разной степени обогащения приведены в [12, С.89].

$\eta_n^{кб}$ – к.п.д. конденсационного блока (конденсационной части блока).

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении, определяется в следующей последовательности:

Топливная составляющая тепловой энергии, отпускаемой на турбоагрегаты:

$$C_T^n = \frac{1}{24 \cdot 10^3} \cdot \frac{\bar{I}_T}{\bar{B} \cdot \eta_n}, \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч} \quad (7)$$

где η_n – к.п.д. парогенератора и транспорта тепла.

Согласно физическому методу распределения затрат между электрической и тепловой энергией при комбинированном производстве условно принимается, что тепло отпускается не из теплофикационных отборов турбоагрегатов, а непосредственно из парогенератора. В соответствии с этим допущением топливная составляющая себестоимости тепловой энергии будет:

$$C_T^q = C_T^n, \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч} \quad (8)$$

Топливная составляющая себестоимости электроэнергии, вырабатываемой на тепловом потреблении тогда определяется:

$$C_T^{\mathcal{E}T} = C_T^n \cdot q_{\mathcal{E}T}, \text{ руб/Вт}\cdot\text{ч} \quad (9)$$

б) далее определяются затраты на топливо:

$$I_T = C_m^{\mathcal{E}K} \cdot \mathcal{E}_K + C_m^{\mathcal{E}T} \cdot \mathcal{E}_T + C_q \cdot Q_{omn} \quad (10)$$

где Q_{omn} – количество тепловой энергии, отпущенной потребителям в течение года:

$$Q_{omn} = Q_m \cdot h_m \cdot n_{\bar{bl}} \quad (11)$$

Q_m – мощность теплофикационного отбора турбоагрегата;

h_m – число часов использования мощности теплофикационных отборов;

$n_{\bar{bl}}$ – число теплофикационных блоков на АЭС;

$\mathcal{E}_m$ – выработка электроэнергии на тепловом потреблении:

$$\mathcal{E}_T = \bar{\mathcal{E}}_T \cdot Q_{omn}, \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (12)$$

$\mathcal{E}_K$ – выработка электроэнергии по конденсационному циклу:

$$\mathcal{E}_K = \mathcal{E}_{год}^{nl} - \mathcal{E}_T = N_y \cdot h_y - \mathcal{E}_T, \text{ кВт}\cdot\text{ч} \quad (13)$$

$\mathcal{E}_{год}^{nl}$ – годовая выработка электрической энергии АЭС;

h_y – плановое число часов использования установленной мощности станции.

Полные затраты на заработную плату производственного персонала с учетом страховых взносов, относимые на себестоимость отпущенной продукции определяются как:

$$I_{\text{зн}} = I_{\text{зн}}^{\text{осн}} + I_{\text{зн}}^{\text{доп}} + ET \quad (14)$$

Основной годовой фонд зарплаты производственного персонала по АЭС определяется как:

$$I_{\text{зн}}^{\text{осн}} = n_{\text{шт}} \cdot N_y \cdot \Phi_{\text{год}}^{\text{сп}} \cdot (1 + a_{\text{пр}}), \quad (15)$$

где $n_{\text{шт}}$ – штатный коэффициент [2, С.208];

N_y – установленная мощность;

$\Phi_{\text{год}}^{\text{сп}}$ – среднегодовой фонд зарплаты на одного человека.

Фонд дополнительной заработной платы обычно определяется в процентах (8-10%) от фонда основной заработной платы:

$$I_{\text{зн}}^{\text{доп}} = (0,08 \div 0,1) \cdot I_{\text{зн}}^{\text{осн}}$$

Амортизационные отчисления на АЭС I_a определяются на основе нормы амортизации $H_a = 3,2 \div 3,7$ % в год. Годовые амортизационные отчисления определяются:

$$I_a = \frac{K_{\text{аэс}} \cdot H_a}{100}, \quad (16)$$

Прочие расходы могут быть определены в следующих размерах (в процентах) от суммы на амортизацию и зарплату:

- для АЭС мощностью до 25 МВт – 40%;
- для АЭС мощностью до 25 – 50 МВт – 27%;
- для АЭС мощностью до 50 – 100 МВт – 20%;
- для АЭС мощностью до 300 – 1000 МВт – 12%;
- для АЭС мощностью до 1000 МВт и выше – 10%.

Полные годовые издержки АЭС на производство электрической и тепловой энергии

$$I_{\text{АЭС}} = I_T + I_{\text{зн}} + I_a + I_{\text{пр}}, \quad (17)$$

4. Провести расчет себестоимости единицы электроэнергии

Себестоимость единицы выработанной электроэнергии:

$$C_{\text{в}} = \frac{I_{\text{АЭС}}}{\mathcal{E}_{\text{выр}}^{\text{эл}}}, \quad (18)$$

Отпущенная электроэнергия с учетом потерь на собственное потребление АЭС – 5 - 7%:

Себестоимость единицы отпущенной электроэнергии:

$$C_o = \frac{I_{\text{АЭС}}}{\mathcal{E}_o}, \quad (19)$$

4.2 Оценка эффектов от реализации технических решений

Экономическая эффективность представляет собой отношение экономического эффекта к затратам на его достижение.

Под **экономическим эффектом** понимается увеличение объема производства, рост производительности труда, прибыли, снижение затрат, первоначальных и текущих **в стоимостной оценке**.

Экономический эффект может быть получен в результате мероприятий, связанных с:

- изменением капиталовложений;
- снижением расхода ресурса на производство продукции;
- сокращением энергопотребления или снижение потерь энергии;
- повышением надежности энергоснабжения;
- повышением интенсивности использования оборудования и продлением срока его эксплуатации;
- повышением производительности труда и т.д.

В рамках выпускной квалифицированной работы могут быть приняты следующие ожидаемые эффекты:

1. Экономия (+) либо дополнительные (-) капиталовложения мероприятия:

$$\mathcal{E}_t^k = \pm \Delta K t \quad (20)$$

где, $\Delta K t$ – изменение капитальных вложений в год (t) в сооружение или реконструкцию энергообъекта, объекта строительства, энергоремонтную базу по сравнению с базовым вариантом, предусматривающим отсутствие мероприятий, либо замену на оборудование без улучшения технико-экономических показателей.

2. Годовая экономия от снижения удельного расхода ресурса y (за исключением топлива) на производство продукции:

$$\mathcal{E}_t^p = \Delta y \cdot c_p \cdot A, \text{ руб/год} \quad (21)$$

где, A – планируемый объем производства продукции (электроэнергии, тепла, услуг);

c_p – цена единицы ресурса;

Δy – снижение удельного расхода ресурса на производство продукции вследствие мероприятия.

3. Годовая экономия от снижения потерь энергии при передаче $\mathcal{E}_t^{тэ}$, $\mathcal{E}_t^{ээ}$:

$$\mathcal{E}_t^{тэ} = \Delta Q \cdot c_{тэ} \text{ или } \mathcal{E}_t^{ээ} = \Delta W \cdot c_{ээ}, \text{ руб/год} \quad (22)$$

где, ΔQ – снижение потерь тепловой энергии при передаче, Гкал.

ΔW – снижение потерь энергии при передаче, кВт · ч;

$C_{\text{ээ}}$ – цена покупки электроэнергии у гарантирующего поставщика, руб/ кВт · ч,

$C_{\text{тэ}}$ – цена покупки тепловой энергии теплосетевой организацией у теплоснабжающей организации для компенсации потерь, руб/Гкал.

4. Годовой эффект от увеличения отпуска электроэнергии на электростанции в результате снижения мощности механизмов собственных нужд:

$$\Delta E_{\text{т}}^{\text{сн}} = \Delta N_{\text{сн}} \cdot h \cdot C_{\text{ээ}}, \text{ руб/год} \quad (23)$$

где, $\Delta N_{\text{сн}}$ – снижение мощности механизмов собственных нужд, кВт;

h – среднегодовое число часов использования электрической мощности, час;

$C_{\text{эр}}$ – цена покупки электроэнергии, руб/ кВт · ч

5. Годовой эффект от увеличения отпуска электроэнергии и продажи мощности электростанции в результате роста ее располагаемой мощности:

$$\Delta E_{\text{т}}^{\text{м}} = \Delta N \cdot h \cdot (C_{\text{рз}} - C_{\text{пер}}^{\text{э}}) \cdot (1 - \varepsilon_{\text{сн}}) + \Delta N \cdot C_{\text{рм}} \cdot n_{\text{мес}}, \text{ руб/год} \quad (24)$$

где, ΔN – увеличение располагаемой мощности на шинах электростанции, кВт;

h – среднегодовое число часов использования электрической мощности, час;

$C_{\text{рз}}$ – цена продажи электроэнергии, руб/ кВт · ч;

$C_{\text{пер}}^{\text{э}}$ – переменная составляющая стоимости электроэнергии, руб/ кВт · ч;

$C_{\text{рм}}$ – цена реализации мощности, руб/МВт · мес;

$\varepsilon_{\text{сн}}$ – доля энергии на обеспечение собственных нужд станции, %;

$n_{\text{мес}}$ – число месяцев работы оборудования в году.

6. Годовой эффект от увеличения отпуска теплоэнергии в результате роста располагаемой тепловой мощности:

$$\Delta E_{\text{т}}^{\text{м}} = \Delta Q^i \cdot h \cdot (C_{\text{рт}}^i - C_{\text{пер}}^{\text{ти}}) + \Delta Q^i \cdot C_{\text{рм}}^i \cdot n_{\text{мес}}, \text{ руб/год} \quad (25)$$

где, ΔQ^i – увеличение располагаемой тепловой мощности электростанции, кВт;

h – среднегодовое число часов использования тепловой мощности, час;

$C_{\text{рз}}^i$ – тариф i -го вида теплоэнергии (пар, горячая вода), руб/ Гкал;

$C_{\text{пер}}^{\text{ти}}$ – переменная составляющая стоимости i -го вида теплоэнергии, руб/Гкал

$C_{\text{рм}}^i$ – цена реализации мощности i -го вида теплоэнергии, руб/(Гкал/ч) в месяц;

$n_{\text{мес}}$ – число месяцев работы оборудования в году.

7. Годовой эффект от увеличения отпуска электроэнергии на электростанции в результате роста числа часов использования электрической мощности электростанции:

$$\mathcal{E}_t^e = N \cdot \Delta h \cdot (c_{p\pi} - c_{\text{пер}}^e) \cdot (1 - \varepsilon_{\text{сн}}), \text{руб/год} \quad (26)$$

где, N – располагаемая электрическая мощность электростанции;

Δh – изменение среднегодового числа часов использования мощности;

$c_{p\pi}$ – цена реализации электроэнергии, руб/ кВт · ч;

$c_{\text{пер}}^e$ – переменная составляющая стоимости электроэнергии, руб/ кВт · ч;

$\varepsilon_{\text{сн}}$ – доля энергии на обеспечение собственных нужд станции, %

8. Годовой эффект от изменения числа часов использования тепловой мощности электростанции:

$$\mathcal{E}_t^t = Q \cdot \Delta h \cdot (c_{p\pi} - c_{\text{пер}}^t), \text{руб/год} \quad (27)$$

где, Q – располагаемая тепловая мощность электростанции;

Δh – изменение среднегодового числа часов использования мощности;

$c_{p\pi}$ – цена продажи теплоэнергии, руб/ Гкал

$c_{\text{пер}}^t$ – переменная составляющая стоимости теплоэнергии, руб/Гкал

9. Годовой эффект от экономии топлива, рассчитанный в виде:

– повышения КПД установки:

$$\mathcal{E}_t^{\text{кпд}} = B \cdot (1 - \eta_1 / \eta_2) \cdot c_t, \text{руб/год} \quad (28)$$

где, B – расход условного топлива на энергоустановку до проведения мероприятия;

η_1, η_2 – нетто КПД установки соответственно до и после проведения мероприятия;

c_t – стоимость топлива, руб/тут.

Или

– снижения удельного расхода условного топлива:

$$\mathcal{E}_t^p = \Delta b^{\varepsilon, t} \cdot c_t \cdot A, \text{руб/год} \quad (29)$$

где, A – планируемый объем производства продукции (электроэнергии, тепла);

c_t – стоимость топлива, руб/тут;

$\Delta b^{\varepsilon, t}$ – снижение удельного расхода условного топлива на производство продукции вследствие мероприятия, тут / кВт · ч, кг / Гкал.

10. Годовой эффект от изменения численности эксплуатационного персонала:

$$\mathcal{E}_t^m = \Delta I_{\text{зп}} = \sum_i \sum \Delta \mathcal{C}_{n,i} \cdot Z_{n,i}, \text{руб/год} \quad (30)$$

$\Delta I_{\text{зп}}$ – изменение годовых эксплуатационных издержек за счет снижения фонда заработной платы;

$\Delta Ч_{n,i}$ - изменение численности эксплуатационного персонала n-ой профессии, i-ой квалификации;

$З_{n,i}$ – основная, дополнительная заработная плата и отчисления на социальное страхование на одного работника n-ой профессии, i-ой квалификации.

11. Годовой эффект от удлинения ремонтного цикла (межремонтный период) определяется по формуле:

$$\mathcal{E}_t^{\text{рем}} = (З_{\text{сум}}^{\text{рем1}} / T_1) - (З_{\text{сум}}^{\text{рем2}} / T_2), \text{руб/год} \quad (31)$$

где, $З_{\text{сум}}^{\text{рем1}}$, $З_{\text{сум}}^{\text{рем2}}$ - суммарные затраты на все виды планово-предупредительных ремонтов и техническое обслуживание соответственно в базовом и новом вариантах;

T_1 , T_2 – продолжительность в годах межремонтного периода по вариантам.

12. Годовой эффект от повышения надежности энергоснабжения, определяется стоимостью предотвращенного ущерба и в общем случае рассчитывается как произведение вероятности отказа на сумму ущерба вследствие отказа:

$$\mathcal{E}_t^{\text{н}} = \Delta P \cdot Y, \text{руб/год} \quad (32)$$

ΔP – снижение вероятности аварии;

Y – ущерб от отказа оборудования, руб.

13. Экономический эффект от повышения долговечности энергетического оборудования или другого элемента действующего энергообъекта в процессе эксплуатации. Определяется на основе сальдо денежных потоков от функционирования энергетического оборудования или другого элемента действующего энергообъекта в год.

Разницу между положительным и отрицательным денежным потоком по проекту за выбранный промежуток времени показывает чистый денежный поток. Следует отметить, что чистый денежный поток является ключевым показателем инвестиционного анализа.

В зависимости от того, с точки зрения какого из участников проекта анализируется его эффективность, чистый денежный поток проекта будет формироваться по-разному. Если проект реализуется на действующем предприятии, для расчета чистого денежного потока всегда используются только денежные потоки самого проекта, без учета денежных потоков компании (или разница потоков «с проектом» и «без проекта»). Доходы и расходы, которые существовали бы и без проекта, не должны учитываться в его эффективности. Финансовая модель такого проекта всегда будет состоять из двух элементов. Один вариант – построение моделей предприятия «с проектом» и «без проекта» и изучение разницы между этими моделями. Второй вариант –

построение моделей «обычная деятельность предприятия» и «прирост, созданный проектом».

Из приведенных потенциальных эффектов рекомендовано выбрать минимум два и определить эффект в стоимостном выражении.

Общие результаты экономии на операционных затратах рекомендовано оформить в табличной форме, пример оформления представлен в табл. 6.

Таблица 6

Расчет экономического эффекта от использования нового двухпоточного фильтра смешанного действия для блочной обессоливающей установки АЭС с реакторами ВВЭР-1000

№ п/п	Показатели	Единица измерения	варианты	
			базовый	новый
1.	Производительность БОУ АЭС с реактором ВВЭР-1000,	м ³ /час	3 800	3 800
2.	Производительность фильтров, Q _{1,2}	м ³ /час	500	900
3.	Количество устанавливаемых фильтров, п _{1,2}	шт.	8	5
4.	Стоимость фильтра	млн. руб.	2,9	5,0
5.	Годовые эксплуатационные расходы на обессоливание конденсата, С _{1,2}	руб/м ³	0,13	0,07
6.	Годовое число часов работы фильтров, Т _{раб}	часы	6 500	6 500
7.	Предпроизводственные затраты, К _{пр}	млн. руб.	-	0,1
8.	Срок эксплуатации оборудования	лет	15	15

1. Капиталовложения по вариантам: $K_1 = 8 \cdot 2,9 = 23,2$ млн. руб; $K_2 = 5 \cdot 5,0 + 0,1 = 25,1$ млн. руб;

2. Годовые эксплуатационные издержки: $И_1 = C_1 \cdot Q_1 \cdot T_{раб} = 0,13 \cdot 900 \cdot 6500 = 760,5$ тыс. руб./год;

$И_2 = C_2 \cdot Q_2 \cdot T_{раб} = 0,07 \cdot 900 \cdot 6500 = 409,5$ тыс. руб./год;

3. Рост капиталовложений $\Delta K = K_1 - K_2 = 1,9$ млн. руб;

4. Экономия годовых эксплуатационных затрат $\text{Эгод} = И_1 - И_2 = 351$ тыс. руб./год.

4.3 Экономическое обоснование технических решений. Расчет показателей эффективности

Основным обобщающим показателем эффективности технического перевооружения и реконструкции энергетических объектов, модернизации оборудования является величина дисконтированного экономического эффекта мероприятий.

Дисконтирование – это определение сегодняшней стоимости будущего денежного потока или приведение к одному моменту времени, как правило начальному, будущих затрат и доходов.

Основным экономическим нормативом, используемым при дисконтировании, является норма дисконта или ставка дисконтирования (r), выражаемая в долях единицы или в процентах в год.

Ставка дисконтирования в общем случае отражает скорректированную с учетом инфляции минимально приемлемую для инвестора доходность вложенного капитала при альтернативных и доступных на рынке направлениях вложений.

Обоснование величины r является достаточно сложной задачей, при этом это значение не является величиной постоянной, а меняется в зависимости от общего состояния экономики страны, где планируется реализация проекта, так и от отраслевых особенностей реализуемого проекта. В общем случае r принято определять как:

$$r = r_б + r_{\text{риск}} \quad (33)$$

где $r_б$ – доходность государственных долговых обязательств РФ, которая определяет минимальный уровень доходности по безрисковому инвестированию средств (обычно составляет 6-7% годовых);

где $r_{\text{риск}}$ – премия за риск, зависящая от отраслевой особенности реализуемого проекта, а также склонности инвесторов к риску в разных условиях рыночной конъюнктуры. Для энергетики $r_{\text{риск}}$ составляет 4-8% годовых.

На практике обычно принимается, что значение r не может быть ниже доходности по депозитам надежного банка.

Также в качестве ставки дисконтирования может использоваться средневзвешенная стоимость капитала (WACC), отражающая средний уровень расходов по обслуживанию долгосрочных источников финансирования (заемных и собственных).

Основные показатели эффективности инвестиционного проекта

Согласно «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов...» [10] в качестве основных показателей рекомендуются:

- чистый дисконтированный доход (чистая приведенная стоимость) (NPV);
- внутренняя норма доходности (IRR);
- индекс доходности инвестиций (рентабельности инвестиций) (PI);
- простой и дисконтированный срок окупаемости (PP и DPP).

Для выполнения расчета данных показателей и оценки эффективности проводимых мероприятий рекомендовано значения (базовые параметры), полученные ранее отразить в таблице. Пример приведен в табл. 7. Если сценариев несколько, то по каждому из расчетных сценариев.

Таблица 7

Исходные данные для определения показателей экономической эффективности

	Наименование показателя	Ед. изм.	Обозначение в формуле	Значение	Комментарий
	Ставка дисконтирования	%	r	10	Принимается в соответствии с Едиными сценарными условиями группы ИНТЕР РАО 2023- 2042 (от 2022.10.18). На основании определения WACC.
	Ожидаемая годовая экономия по ОПЕХ (операционным затратам)	тыс. руб.	$\text{ЭОРЕХ}_{\text{сц1}}$	100	Допускается упрощение и принимается как единое ежегодное значение на всем горизонте планирования (аннуитет).
	Капитальные затраты	тыс. руб.	$I_{\text{сц1}}$	1000	Составляют единовременные затраты в базовом периоде.

Расчет чистого дисконтированного дохода базируется на сопоставлении двух величин: первоначальных инвестиций и дисконтированной стоимости денежных поступлений от экономии по

ОРЕХ или будущих доходов, полученных в результате данных инвестиций в течение прогнозируемого срока.

Обязательным требованием для обоснования целесообразности проекта с экономической позиции является условие, что $NPV \geq 0$ в заданных проектом условиях.

Базовая формула определения чистой приведенной стоимости для варианта модернизации будет:

$$NPV = \frac{\sum_{t=1}^n \Delta_{\text{ОРЕХ}t}}{(1+r)^t} - I \quad (34)$$

$$NPV = \frac{Ct_1}{1+r} + \frac{Ct_2}{(1+r)^2} + \dots + \frac{Ctn}{(1+r)^n} - I \quad (35)$$

где NPV – чистая дисконтированная стоимость (чистая приведенная стоимость)

C_t – доход от операционной деятельности за период (денежный поток за период без учета инвестиционных затрат) или экономия по ОРЕХ (операционным затратам).

I – величина инвестиций

Показатель NPV отражает прогнозную оценку изменения экономического потенциала компании в случае принятия рассматриваемого проекта, причем оценка делается на момент окончания проекта, но с позиции текущего момента времени, т. е. начала проекта.

При расчете дисконтированного экономического эффекта от повышения долговечности энергетического оборудования или другого элемента действующего энергообъекта в процессе эксплуатации можно использовать формулу:

$$NPV = \frac{\sum_{t=T}^{T+\Delta T} Ct}{(1+r)^t} - Im \quad (36)$$

где, Im – капитальные затраты на модернизацию элемента основных фондов;

C_t – сальдо денежных потоков от функционирования энергетического оборудования или другого элемента действующего энергообъекта в год t ;

ΔT – срок, на который продлевается служба эксплуатируемого оборудования.

Индекс рентабельности инвестиций (PI) является относительным показателем. Он характеризует уровень доходов на единицу затрат, т.е. эффективность капитальных вложений. Чем больше значение этого показателя, тем выше отдача с каждого рубля, инвестированного в данный проект.

Базовая формула определения индекса рентабельности инвестиций с учетом дисконтирования (или индекса доходности инвестиций) для варианта модернизации будет:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\Delta OPEX_t}{(1+r)^t}}{I} \quad (37)$$

Значение индекса рентабельности инвестиций в пределах горизонта планирования должно соответствовать условию, $PI \geq 1$. Это означает, что каждый вложенный рубль инвестиций окупается за счет ожидаемых эффектов на протяжении всего горизонта планирования.

Внутренняя норма доходности (IRR) – представляет значение такого коэффициента дисконтирования, при которой дисконтированные инвестиционные затраты равны дисконтированным поступлениям денежных средств, т.е. NPV проекта равен нулю.

Иными словами, этот способ сводится к нахождению такой ставки дисконтирования, при которой текущая стоимость ожидаемых от инвестиционного проекта эффектов будет равна текущей стоимости необходимых для реализации проекта капитальных затрат. Внутренняя норма рентабельности выводится из равенства

$$IRR = r, \text{ при } \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\Delta OPEX_t}{(1+r)^t}}{I} = 1 \quad (38)$$

$$NPV=0$$

$IRR > r$ проект стоит осуществлять

$IRR < r$ проект не стоит осуществлять

Определить IRR можно построив график на основании табл. 8.

Таблица 8

Исходные данные для определения внутренней нормы рентабельности (IRR), пример

Показатель	Обозначение				
Ставка дисконтирования	r	5%	10%	15 %	20%
Чистая приведенная стоимость по Сценарию 1 для горизонта планирования 10 лет при разных значениях r, тыс. руб. без НДС	NPV _r	387,61	103,72	-98,92	-247,66

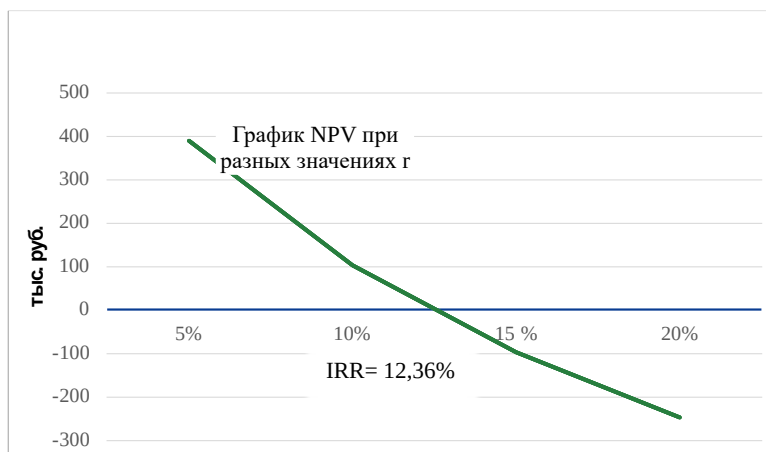


Рис. 2. График определения внутренней нормы рентабельности (IRR)

Также для расчета внутренней нормы доходности можно использовать встроенную функцию ВСД в Excel.

Расчет простого и дисконтированного срока окупаемости

Простой срок окупаемости (PP) определяется по формуле:

$$PP = \frac{I}{\Delta_{OPEX}} \quad (39)$$

При сроке окупаемости проекта более 2 лет целесообразно определять показатели экономической эффективности на основе дисконтирования экономического эффекта. При этом достаточным условием для проектов реконструкции, модернизации на атомных электростанциях будет окупаемость проекта в рамках горизонта планирования 20 -30 лет.

Дисконтированный срок окупаемости определяется по формуле

$$t'' - 1 + \frac{NPV_{t''-1}}{\Delta_{OPEX} t'' / (1+r)^{t''}} \quad (40)$$

t'' - количество лет, при котором NPV стало > 0

Например, при $I = 10000$ руб. через 2 года накопленный доход 9,5 тыс. р. $(6,5 + 3)$ меньше капвложений, через 3 года - 12,5 тыс. р. $(6,5 + 3 + 3)$ - больше.

Точный расчет срока окупаемости:

$$PP = 2 + \frac{10000 - (6500 + 3000)}{3000} = 2,16 \text{ года} \quad (41)$$

где, 3000 – доход, полученный в 3-й год

Выразим нецелую часть года в месяцах: $0,16 \cdot 12 = 2$ месяца.

Проект окупится через 2 года 2 месяца.

Сроком окупаемости с учетом дисконтирования будет считаться наиболее ранний момент времени в расчетном периоде, после которого наблюдается чистый дисконтированный доход, и в дальнейшем остается положительной величиной.

Например, по ранее рассмотренному примеру расчета экономического эффекта от использования нового двухпоточного фильтра смешанного действия для блочной обессоливающей установки АЭС с реакторами ВВЭР-1000 (табл. 6), показатели эффективности применения СМД будут следующие:

Таблица 9

Итоговые значения

	3 759,1 тыс. руб.
IRR	
DPP	

Для расчета эффективности можно воспользоваться шаблоном финансовой модели, созданной в формате Microsoft Excel

На основании приведенных технических данных проекта и расчета показателей экономической эффективности выбирается приоритетный вариант реализации технического решения. В заключение дается его обоснование по основным позициям.

Список литературы

1. Атомная энергия 2.0 – Режим доступа <https://www.atomic-energy.ru/news/2022/01/25/121255>
2. Батов В.В., Корякин Ю.И. Экономика ядерной энергетики. – М.: Атомиздат, 1969.
3. Быков А.И., Нестеренко И.Э. Методы технико-экономических расчетов в атомной энергетике. – Минск: Наука и техника, 1982 г.
4. Воронкин Л.М. Особенности проектирования и сооружения АЭС. – М.: Атомиздат, 1980.
5. Горбатов В.П., Морозов А.В. Экономика и организация производства на атомных станциях. – М.: Из-во МЭИ, 2000.
6. Единые сценарные условия при формировании инвестиционных программ группы ИНТЕР РАО 2023- 2042
7. Кузнецов Н.М. Энергетическое оборудование блоков АЭС. – Л.: Машиностроение, 1987.
8. Минэкономразвития. Прогнозы социально-экономического развития

https://www.economy.gov.ru/material/directions/makroec/prognozy_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya/scenarnye_usloviya_funkcionirovaniya_ekonomiki_rf_osnovnye_parametry_prognoza_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rf_na_2025_god_i_na_planovyy_period_2026_i_2027_godov.html

9. Маргулова Т.Х. Атомные электрические станции. – М.: Высшая школа, 1984.
10. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция), утверждено Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ № ВК 477 от 21.06.1999 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа <https://base.garant.ru/2320803/>
11. Периодичность и нормативная продолжительность ремонта энергоблоков атомных станций <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293749/4293749594.pdf>
12. Синев А.С. Экономика ядерной энергетики. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
13. Самсонов В.С. Экономика предприятий энергетического комплекса. – М.: Высшая школа, 2004.
14. Татарникова А.Н. Экономика энергетики: Учебное пособие для студентов направления «Электроэнергетика и электротехника» всех форм обучения/ Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2017. - 131 с.
15. Федеральный закон от 25.02.1999 № 39-ФЗ «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» в ред. от 12.12.2011 "N 427-ФЗ" https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_22142/
16. Харитонов, В. В. Экономика ядерной отрасли (продвинутый уровень): Конспект лекций / Харитонов В.В. - Москва: КУРС, НИЦ ИНФРА-М, 2017. - 112 с.: ISBN 978-5-906818-49-2. – Режим доступа: <https://znanium.ru/catalog/product/767642>.
17. Чекмарев С.Ю. Оценка эффективности инвестиционных проектов. Учебное пособие, ПЭИПК, 2013
18. Экономика и управление энергетическими предприятиями / Под ред. Н.М. Кожевникова. – М.: ИЦ Академия, 2004.
19. Экономика производства: учебное пособие: в 3 частях / составители И. А. Исаева [и др.]. – Сургут: СурГУ, 2022 – Часть 1 – 2022. – 74 с. – Текст: электронный // Лань : электронно-библиотечная система. – Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/337805>.

Приложение А Образец задания

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Обучающемуся:

Группа	ФИО

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы (НОЦ)	Отделение электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов инженерных решений (ИР): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общий режим налогообложения, страховые взносы во внебюджетные фонды 30,2%. Ставка дисконтирования – 11%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений	Анализ конкурентных технических решений
2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Расчет капитальных и текущих затрат
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка ожидаемых эффектов технического решения, определение экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

--	--

по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Обучающемуся:

Группа	ФИО

Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение школы (НОЦ)	Отделение электроэнергетики и электротехники
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	14.05.02 Атомные станции: проектирование, эксплуатация и инжиниринг

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов инженерных решений (ИР): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость энергетического оборудования, с учетом работ монтажа и наладки в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Ежегодный расход ядерного топлива на кВт·ч в соответствии с основными показателями энергоблока
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общий режим налогообложения, страховые взносы во внебюджетные фонды 30,2%. Ставка дисконтирования – 11%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений	Проведение сравнительного анализа и оценки экономической эффективности двух конкурентных технических решений
2. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Расчет капиталовложений в ядерную часть энергоблока. Расчет годовых эксплуатационных затрат. Определение годового расхода ядерного топлива
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка прибыли и рентабельности АЭС Оценка экономической эффективности инвестиций в АЭС

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата