

КУЛЬТУРА БЕЗОПАСНОСТИ И  
СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ  
РАЗВИТИЯ ТЕРРИТОРИЙ РАЗМЕЩЕНИЯ  
ОБЪЕКТОВ АТОМНОЙ ОТРАСЛИ  
SAFETY CULTURE AND SOCIO-ECONOMIC ASPECTS  
DEVELOPMENT OF PLACEMENT TERRITORIES  
NUCLEAR INDUSTRY FACILITIES

<https://doi.org/10.26583/gns-2025-02-09>

EDN TAZKEE

Оригинальная статья / Original paper



**Влияние стоимости пристанционной переработки ОЯТ на эффективность инвестиций в АЭС с быстрым реактором**

**Ю.А. Мамаев , В.В. Харитонов ** 

*Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», Москва, Российская Федерация*

 [vvkharitonov@mephi.ru](mailto:vvkharitonov@mephi.ru)

**Аннотация.** Актуальность темы обусловлена развертыванием работ в России по формированию двухкомпонентной атомной энергетики с замкнутым ядерным топливным циклом на основе конкурентоспособных тепловых и быстрых реакторов. Одним из вариантов переработки ОЯТ быстрых реакторов рассматривается пристанционный завод на площадке АЭС. Цель настоящего исследования заключается в разработке методики расчета критериев микроэкономической конкурентоспособности АЭС с быстрыми реакторами в зависимости от капитальных, эксплуатационных и де-комиссионных затрат на сооружение реакторов и пристанционного завода. Расчеты приведенной стоимости электроэнергии АЭС, суммарной стоимости переработки ОЯТ и фабрикации ТВС, рентабельности инвестиций в АЭС и в пристанционный завод (для обоснования выбора ставки дисконтирования) проводились на основе усовершенствованной авторской модели, основанной на рекомендациях экспертов Организации по промышленному развитию ООН (ЮНИДО). В качестве базового варианта рассмотрена двухблочная АЭС, состоящая из двух быстрых реакторов с установленной электрической мощностью  $W=1200$  МВт каждый (с параметрами, близкими к БР-1200) и из пристанционного завода, обеспечивающего оба реактора переработкой облученного ядерного топлива (ОЯТ) и фабрикой тепловыделяющих сборок (ТВС) для ежегодной перегрузки топлива. Определены ежегодные потребности реакторов в топливе и в переработке ОЯТ в замкнутом ЯТЦ. При заданном наборе экономических параметров пристанционного завода определены стоимость электроэнергии АЭС и суммарная стоимость переработки ОЯТ и фабрикации ТВС в зависимости от ставки дисконтирования. Показано, что даже при высоких затратах на пристанционный завод, обуславливающих и высокую суммарную стоимость переработки ОЯТ и фабрикации ТВС на уровне 8000 долл./кг т.м., приведенная стоимость электроэнергии оказывается вполне конкурентоспособной  $LCOE=60$  долл./МВт·ч при ставках дисконтирования не более 5 % в год.

**Ключевые слова:** быстрый реактор, пристанционная переработка ОЯТ и фабрикация ТВС, эффективность инвестиций, приведенная стоимость электроэнергии, приведенная стоимость переработки ОЯТ и фабрикации ТВС, капитальные, эксплуатационные и де-комиссионные затраты, ставка дисконтирования.

**Для цитирования:** Мамаев Ю.А., Харитонов В.В. Влияние стоимости пристанционной переработки ОЯТ на эффективность инвестиций в АЭС с быстрым реактором. *Глобальная ядерная безопасность*. 2025;15(2):87–99. <https://doi.org/10.26583/gns-2025-02-09>

**For citation:** Mamaev Yu.A., Kharitonov V.V. Efficiency of investments in fast reactors NPPs and a spent nuclear fuel reprocessing plant in the common area. *Nuclear Safety*. 2025;15(2):87–99. (In Russ.). <https://doi.org/10.26583/gns-2025-02-09>

**Efficiency of investments in fast reactors NPPs and a spent nuclear fuel reprocessing plant in the common area**

**Yuri A. Mamaev , Vladimir V. Kharitonov ** 

*National Research Nuclear University «MEPhI», Moscow, Russia Federation*

 [vvkharitonov@mephi.ru](mailto:vvkharitonov@mephi.ru)

**Abstract.** The research relevance lies in the active development in Russian Federation of a dual-component nuclear power system based on a closed nuclear fuel cycle (NFC) incorporating both competitive thermal and fast neutron reactors. Among the considered approaches to spent nuclear fuel (SNF) management from fast reactors is the deployment of a plant located on the site of a Nuclear Power Plant (NPP). The aim of this study is to develop a methodology for assessing the microeconomic competitiveness of fast reactor NPPs with taking into account capital, operational, and decommissioning costs associated with the construction and operation of the reactors and the on-site plant. Calculations of the levelized cost of electricity, the total cost of SNF reprocessing and fuel assembly fabrication as well as the return on investment in both the NPP and the on-site plant (used to substantiate the choice of the discount rate), are conducted using an enhanced proprietary model developed by the authors and based on recommendations of UNIDO experts. The reference case involves a nuclear power plant comprising two fast reactors, each with an installed electrical capacity of  $W=1200$  MW (with parameters similar to those of the BR-1200 design), and a co-located on-site plant responsible for both SNF reprocessing and the fabrication of fuel assemblies for annual reactor refueling. The study quantifies the annual demand for fuel and SNF reprocessing for the reactors operating within a closed NFC. The cost of electricity from a nuclear power plant and the total cost of SNF processing and fuel assembly fabrication are determined for a given set of economic parameters of an on-site plant depending on the discount rate. The analysis demonstrates that, even under scenarios involving high capital expenditures for the on-site plant —resulting in total SNF reprocessing and fuel fabrication costs of up to 8,000 \$/kg of heavy metal – the LCOE remains economically viable at approximately 60 \$/MW\* $h$ , provided the discount rate does not exceed 5 %/year.

**Keywords:** fast reactor, SNF reprocessing and fabrication of fuel assemblies on the nuclear power plant territory, investment efficiency, the present (discounted) cost of electricity, the cost of SNF processing and fuel assembly fabrication, capital, operating and de-commission costs, discount rate.

## Введение

Актуальность темы обусловлена развертыванием работ в России по реализации Указа Президента РФ от 16.04.2020 г. № 270 «О развитии техники, технологий и научных исследований в области использования атомной энергии в Российской Федерации», в котором первым пунктом названа разработка технологий двухкомпонентной атомной энергетики с замкнутым ядерным топливным циклом. Одним из вариантов переработки облученного ядерного топлива (ОЯТ) быстрых реакторов рассматривается пристанционный завод на площадке АЭС [1,2], что позволяет сократить длительность вне реакторной части топливного цикла, исключить транспортировку ядерных материалов на большие расстояния и гарантировать нераспространение ядерных материалов<sup>1</sup>. Однако при этом годовой объем переработки ОЯТ (то есть мощность завода) сравнительно не велик. В работе [3] показано, что стоимость переработки ОЯТ (в расчете на единицу массы ОЯТ) заметно увеличивается с уменьшением мощности завода (масштабный фактор). Причем, как отмечено в [1],

новизна технологии переработки ОЯТ перспективных быстрых реакторов связана с высоким (10 % и более) содержанием делющихся материалов и с высоким выгоранием (10 и более % т.м.), что потребует высоких затрат на переработку ОЯТ. Кроме того, капитальные и эксплуатационные затраты перерабатывающего ОЯТ пристанционного завода (с фабрикацией тепловыделяющих сборок – ТВС) суммируются с таковыми для реактора, а часть вырабатываемой электроэнергии расходуется на нужды переработки ОЯТ, что, в итоге, может сказаться на стоимости отпускаемой электроэнергии АЭС. Поэтому возникает актуальная задача по разработке методики расчета критериев конкурентоспособности АЭС с быстрым реактором и пристанционной переработкой ОЯТ в зависимости от мощности завода и стоимости переработки ОЯТ, что и стало целью настоящей работы.

## Методология и методы

Вопросам экономики переработки ОЯТ посвящено много публикаций, достаточно сослаться на подробный обзор Ядерного энергетического агентства (NEA) при Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР) [4]. Однако, в литературе не удалось найти работ, в которых приводились бы цифровые данные об экономике

<sup>1</sup> В настоящее время пристанционная переработка ОЯТ создается в составе строящегося опытно-демонстрационного комплекса с реактором БРЕСТ-ОД-300 [1]

пристанционной переработки ОЯТ. Для обоснования конкурентоспособности любого инвестиционного проекта, включая АЭС, разработана экспертами UNIDO (Организация по промышленному развитию ООН) система критериев, подробно описанная и представленная в виде аналитических зависимостей, удобных для многовариантных инженерно-экономических расчетов, в работе [5]. При этом необходимо учитывать несколько уровней (иерархию) критериев эффективности (конкурентоспособности): микро-, мезо-, макро- и мега-уровни [5,6]. Первичным «ядром» системы (иерархии) критериев инвестиционных проектов является комплекс микроэкономических критериев, отражающий гарантированную окупаемость или прибыльность проекта. Мезо-уровень отражает интересы отрасли или региона и т.д. К рассмотрению на уровнях выше «микро-» допускаются только те проекты, прибыльность которых гарантирована на микроэкономическом уровне, поскольку убыточные проекты не позволяют достичь целей вышестоящих уровней. А из двух эффективных на микроуровне проектов пред-

почтение на мезо-уровне могут отдать проекту, который требует либо меньше инвестиций и быстрее окупается, или обеспечивает наибольший социально-экономический эффект и т.п. Поэтому в настоящей работе рассматриваются только микроэкономические критерии эффективности инвестиций в проект АЭС с быстрым реактором и пристанционной переработкой ОЯТ с фабрикой тепловыделяющих сборок (ТВС).

### Микроэкономические критерии эффективности инвестиций

Инвестиционный анализ проекта начинается с самой важной и трудной финансово-экономической задачи – с прогнозирования денежных потоков, схематично показанных на рисунке 1, на примере одноблочной АЭС с длительностью жизненного цикла  $T = T_C + T_Э + T_D$  (лет), состоящего из трех основных периодов: сооружения (включая проектирование) ( $T_C$ ), эксплуатации ( $T_Э$ ) и вывода из эксплуатации (де-комиссии,  $T_D$ ).

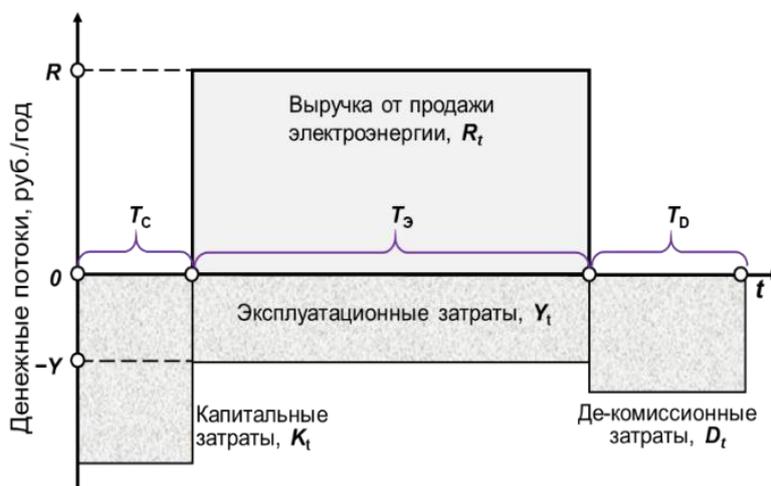


Рисунок 1. Упрощенная схема денежных потоков на разных стадиях жизненного цикла энергоблока АЭС  
Figure 1. Simplified cash flow scheme at different stages of the NPP power unit life cycle

В момент времени  $t=0$  начинается проектирование (привязка к площадке) и сооружение АЭС вместе с перерабатывающим ОЯТ заводом (включая закупки оборудования); в момент времени  $t=T_C$  завершается их сооружение и ввод в эксплуатацию и начинается эксплуатация в течение  $T_Э$  лет, после чего энергоблок выводится из эксплуатации

в течение  $T_D$  лет. Положительный ежегодный денежный приток  $R_t$  (руб./год) возникает только на стадии эксплуатации ( $T_C \leq t \leq T_C + T_Э$ ) благодаря выручке от продажи электроэнергии (Revenue или cash inflow). На всех стадиях жизненного цикла возникает ежегодный отрицательный денежный отток  $C_t$  (затраты, Costs или cash outflow,

руб/год), который для вышеназванных периодов жизненного цикла обозначен как капитальные затраты  $K_t$ , эксплуатационные затраты  $Y_t$  и затраты на вывод АЭС из эксплуатации  $D_t$  (де-комиссию). В общем случае, в отличие от рисунка 1, величины  $K_t$ ,  $R_t$ ,  $Y_t$  и  $D_t$  могут изменяться с течением времени  $t$  (лет) реализации проекта. На основании прогнозирования денежных потоков легко определяются суммарные капитальные затраты  $K$  (руб) и затраты на де-комиссию  $D$  (руб) в виде сумм или интегралов по времени, а также среднегодовые выручка  $R$  (руб/год) и эксплуатационные затраты  $Y$  (руб/год) (см. рис. 1), что позволяет представить главный критерий эффективности (прибыльности) инвестиций – чистый дисконтированный доход  $NPV$  (Net Present Value) – в виде аналитического выражения (1) [5]:

$$NPV = \int_{t=0}^T (R_t - C_t) e^{-r(t-T_c)} dt = -I_K + (R - Y)T_R - Dec > 0. \quad (1)$$

По определению  $NPV$  – это приведенная (дисконтированная) к моменту времени  $T_c$  (началу эксплуатации энергоблока) чистая прибыль, накопленная (суммированная) за весь период жизненного цикла проекта. Здесь  $r$  – ставка дисконтирования (1/год) для непрерывных денежных потоков. Три слагаемых в правой части (1) получены при разбиении пределов интегрирования (от 0 до  $T=T_c+T_3+T_D$ ) на три части в соответствие с тремя указанными на рисунке 1 периодами жизненного цикла проекта.  $I_K$  – приведенные инвестиции (руб.) в проектирование, лицензирование и сооружение энергоблока с перерабатывающим заводом, определяемые выражением (2):

$$I_K = K\varphi_K; \quad \varphi_K = \frac{1}{K} \int_{t=0}^{T_c} K_t e^{-r(t-T_c)} dt \approx \frac{e^{rT_c} - 1}{rT_c}. \quad (2)$$

Во втором слагаемом в (1) разность  $(R - Y)$  представляет собой среднегодовую прибыль (руб/год) в период эксплуатации АЭС, а период времени  $T_R$  – дисконтированный период накопления положительной

прибыли (лет), определяемый выражением (3):

$$T_R = \frac{\varphi_3}{r}; \quad (3)$$

$$\varphi_3 = \int_{T_c}^{T_c+T_3} \frac{R_t - Y_t}{R - Y} e^{-r(t-T_c)} r dt \approx 1 - e^{-rT_3}.$$

Последнее слагаемое в (1)  $Dec$  – приведенные затраты (руб.) на вывод АЭС из эксплуатации, определяемые выражением (4):

$$Dec = D\varphi_D; \quad \varphi_D = \frac{1}{D} \int_{T_c+T_3}^T D_t e^{-r(t-T_c)} dt \approx e^{-rT_3} \frac{1 - e^{-rT_D}}{rT_D}. \quad (4)$$

Безразмерные коэффициенты  $\varphi_K$ ,  $\varphi_3$  и  $\varphi_D$  именуется коэффициентами приведения, поскольку они учитывают эффект дисконтирования денежных потоков на каждом периоде жизненного цикла АЭС, причем, согласно положениям инвестиционного анализа, коэффициенты приведения показывают, что ценность прошлых денежных потоков выше ценности будущих. То есть коэффициент  $\varphi_K > 1$ , а коэффициенты  $\varphi_3 < 1$  и  $\varphi_D < 1$ . Правые части выражений (2–4) получены в предположении, что денежные потоки в каждом периоде жизненного цикла постоянны (аннуитетны, как на рис. 1). Например, при  $T_c=6$  лет,  $T_3=60$  лет,  $T_D=40$  лет и  $r=7\%$ /год получаем  $\varphi_K=1,24$ ,  $\varphi_3=0,985$ ,  $\varphi_D=0,013$  и  $T_R=14$  лет, причем всегда  $T_R \leq T_3$ .

Как видно, коэффициенты  $\varphi_K$  и  $\varphi_3$  близки к 1, а коэффициент  $\varphi_D$  существенно меньше 1, то есть, даже при высоких суммарных затратах  $D$  на де-комиссию ее вклад в  $NPV$  может быть мал в связи с сильным дисконтированием отдаленных денежных потоков. При отсутствии дисконтирования ( $r=0$ ) выражение (1) представляет собой алгебраическую сумму денежных потоков на всем жизненном цикле АЭС:  $NPV = -K + (R - Y) \cdot T_3 - D$ .

Из математического определения  $NPV$  (1) вытекает ряд вторичных, но важных микроэкономических критериев: внутренняя норма доходности проекта  $IRR$  (Internal Rate of Return), дисконтированный период окупаемости  $DPP$  (Discounted Payback Period), минимальная (приведенная) стоимость едини-

цы продукции (в нашем случае – стоимость электроэнергии) [5]. Здесь для краткости ограничимся оценкой наиболее популярных критериев конкурентоспособности – дисконтированного периода окупаемости инвестиций и минимально допустимой стоимости электроэнергии АЭС.

Окупаемость проекта достигается на стадии эксплуатации, когда есть притоки выручки за проданную электроэнергию. Учитывая, что в момент окупаемости проекта  $NPV=0$  при  $t-T_C=DPP$ , получаем выражение (5) для оценки  $DPP$  (период окупаемости отсчитывается от начала эксплуатации АЭС) в следующем виде выражения (5):

$$DPP = -\frac{1}{r} \ln \left( 1 - \frac{r}{IRR_{max}} \varphi_K \right). \quad (5)$$

В этом выражении  $IRR_{max}=(R-Y)/K$  представляет максимально возможное значение внутренней нормы доходности проекта (1/год), равной отношению среднегодовой прибыли к капитальным затратам. При отсутствии дисконтирования ( $r=0$ ) из (5) следует  $DPP=1/IRR_{max}$ .

Для оценки стоимости электроэнергии положим, для простоты, что годовая выручка АЭС  $R=EC$  есть произведение среднегодового количества продаваемой электроэнергии  $E$  (МВт·ч/год) на ее отпускную стоимость  $C$  (руб/МВт·ч). Тогда, приравнявая  $NPV=0$ , получим из выражения (1) искомую минимальную величину  $C$ , именуемую приведенной (дисконтированной) стоимостью электроэнергии ( $LCOE$  – *Levelized Costs of Electricity*), в виде выражений (6) и (7):

$$LCOE = \frac{AK+Y+\delta D}{E}; \quad (6)$$

$$A = r \frac{\varphi_K}{\varphi_3} \approx \frac{e^{rT_C} - 1}{T_C(1 - e^{-rT_3})};$$

$$\delta = r \frac{\varphi_D}{\varphi_3} \approx \frac{1 - e^{-rT_D}}{T_D(e^{rT_3} - 1)}. \quad (7)$$

Здесь параметры  $A$  (1/год) и  $\delta$  (1/год) имеют смысл нормы амортизации, соответственно, капитальных затрат  $K$  (руб.) на сооружение энергоблока с перерабатывающим заводом и затрат  $D$  (руб.) на вывод их из

эксплуатации после выработки ресурса. Иначе говоря, величины  $AK/E$  и  $\delta D/E$  представляют перенос стоимости основных фондов и стоимости де-комиссии, соответственно, на стоимость электроэнергии, и именууются капитальной и де-комиссионной составляющими стоимости электроэнергии АЭС. Величины  $A$  и  $\delta$  являются функциями ставки дисконтирования и длительности сооружения, эксплуатации и вывода из эксплуатации энергоблока. Так для вышеприведенного примера имеем  $A=8,8$  %/год и  $\delta=0,09$  %/год. Малый вклад де-комиссии в приведенную стоимость электроэнергии означает, что можно накопить за период эксплуатации АЭС необходимую сумму для вывода ее из эксплуатации, если ежегодно сумму  $\delta D$  инвестировать с доходностью не ниже ставки дисконтирования проекта. При отсутствии дисконтирования денежных потоков ( $r=0$ ) из выражений (7) и (6) получаем  $A=\delta=1/T_3 \approx 1,7$  %/год и выражение (8):

$$LCOE_{r=0} = \frac{K+YT_3+D}{ET_3}. \quad (8)$$

Числитель этого выражения представляет собой сумму всех затрат за весь период жизненного цикла АЭС (руб.), а знаменатель – суммарное количество электроэнергии, произведенной за весь период эксплуатации АЭС (МВт·ч). В выражении (6) в отличие от (8) числитель представляет приведенные (дисконтированные) среднегодовые затраты за весь период жизненного цикла АЭС.

### Учет параметров пристанционной переработки ОЯТ.

Пристанционный завод как неотъемлемая часть двухблочной АЭС добавляет дополнительные капитальные, эксплуатационные и де-комиссионные затраты АЭС, которые представим в виде сумм (9):

$$K = K_0 + K_R; \quad Y = Y_0 + Y_R; \quad D = D_0 + D_R, \quad (9)$$

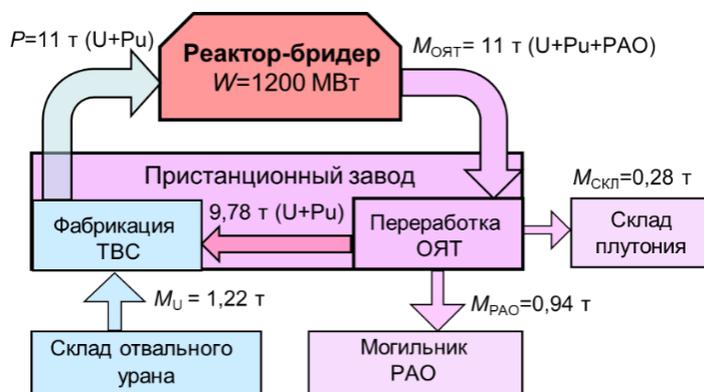
где индексом «0» отмечены параметры, относящиеся только к оборудованию АЭС, а индексом «R» – только к пристанционному заводу по переработке ОЯТ, включая затраты на обращение с радиоактивными отходами (в основном, с продуктами деления),

и фабрикации ТВС. Подстановка выражения (9) в выражение (6) позволяет получить выражение для приведенной стоимости электроэнергии АЭС с пристанционной переработкой ОЯТ и фабрикацией ТВС (10):

$$LCOE = LCOE_0 + LCOE_R, \quad (10)$$

где  $LCOE_0 = (AK_0 + Y_0 + \delta D_0)/E$  – дисконтированная стоимость электроэнергии АЭС (руб./МВт·ч) без учета затрат на топливо,  $LCOE_R = (P/E)LCOR$  – топливная составляющая дисконтированной стоимости электроэнергии АЭС,  $LCOR = (AK_R + Y_R + \delta D_R)/P$  – дисконтированная стоимость переработки ОЯТ

и фабрикации ТВС (руб./кг т.м.),  $P$  – годовая потребность АЭС в топливе и переработке ОЯТ (т т.м./год) в соответствии со схемой материальных потоков в замкнутом ядерном топливном цикле (ЯТЦ), показанном на рисунке 2. Для более детальных оценок можно величины  $K_R$ ,  $Y_R$  и  $D_R$  разбить на три части в соответствии с тремя основными цехами пристанционного завода: цех переработки ОЯТ, цех обращения с РАО и цех фабрикации ТВС. Однако, для упрощения задачи будем рассматривать эти величины ( $K_R$ ,  $Y_R$  и  $D_R$ ) как варьируемые параметры.



**Рисунок 2.** Схема установившегося замкнутого ядерного топливного цикла и среднегодовых расходов топливных материалов (т/год) быстрого реактора электрической мощностью  $W=1200$  МВт при КПД=42%, среднем выгорании топлива 80 МВт·сут/кг т.м. (8,6%), коэффициенте воспроизводства  $KV=1,3$

**Figure 2.** The scheme of the established closed nuclear fuel cycle and the average annual cost of fuel materials (t/year) of the fast reactor with an electric capacity of  $W=1200$  MW with an efficiency of 42%, the average fuel burn is 80 MWday/t (8,6%), the coefficient of reproduction of  $KV = 1.3$

Таким образом, выражения (1)–(10) позволяют решить поставленную задачу и оценить влияние стоимостных параметров пристанционной переработки ОЯТ быстрого реактора на критерии конкурентоспособности АЭС.

### Результаты расчетов критериев конкурентоспособности.

В качестве базового варианта рассмотрим двухблочную АЭС, состоящую из двух быстрых реакторов с установленной электрической мощностью  $W=1200$  МВт каждый (табл. 1) с топливом из смеси плутония и обедненного урана (практически  $^{238}\text{U}$ ) с обогащением  $x=13\%$  по делящимся нуклидам (плутоний-239 и плутоний-241). То есть будем для простоты считать делящимся нук-

лидом только плутоний и под массой плутония понимать массу именно делящихся нуклидов плутония (в замкнутом цикле быстрых реакторов масса  $^{239}\text{Pu}$  более чем в 10 раз превышает массу  $^{241}\text{Pu}$  [7], поэтому частичный распад  $^{241}\text{Pu}$  во внешней части топливного цикла в настоящей работе не учитывается). Как известно [1,7–11], преимущества быстрого реактора в наибольшей степени проявляются при использовании именно плутониевого топлива. Состав топлива (оксиды  $\text{UO}_2/\text{PuO}_2$  или нитриды  $\text{UN}/\text{PuN}$ ) и конструкция реактора в данном случае не обсуждаются, поскольку для оценки сценариев важны типичные параметры, представленные в таблице 1 (и близкие к проектным параметрам реактора БРЕСТ-1200), которые определяют важные для рассматриваемой

задачи материальные потоки в ЯТЦ (рис. 2). В таблице 1 приведены также все основные математические взаимосвязи инженерно-физических параметров быстрого реактора. Как следует из таблицы 1, среднегодовая потребность быстрого реактора в топливе  $P$  (кг т.м./год) и равное ей производство ОЯТ  $M_{\text{ОЯТ}}=P$  при среднем

выгорании топлива  $B=80$  МВт·сут/кг т.м.<sup>2</sup> (8,6%) составляет всего 11 т т.м./год (22 т т.м./год в двухблочной АЭС), тогда как централизованные заводы в России и Франции, перерабатывающие в основном топливо тепловых реакторов, имеют мощности, соответственно, около 400 и 800 т т.м./год [3,4,13].

**Таблица 1.** Принятые инженерно-физические параметры быстрого реактора (составлено авторами по данным источников [1,2,8–10])

**Table 1.** Accepted engineering and physical parameters of a fast reactor (compiled by the authors based on the data [1,2,8–10])

Наименование параметра	Величина параметра	
Установленная электрическая мощность, $W$	1200 МВт	
Установленная тепловая мощность, $Q_0$	2800 МВт	
Коэффициент использования установленной мощности, КИУМ	0,86	
Среднегодовое производство электроэнергии, $E$	9 ТВт·ч/год	
КПД цикла, $\eta$	43%	
Среднегодовая тепловая мощность, $Q=W\text{КИУМ}/\eta$	2400 МВт	
Масса тяжелых металлов* в топливе активной зоны, $M_{\text{АЗ}}$	55 т т.м.	
Обогащение топлива (по плутонию**), $x$	13%	
Масса плутония в активной зоне, $M_{\text{Pu}}=xM_{\text{АЗ}}$	7,15 т	
Массовая доля $^{238}\text{U}$ в топливе, $1-x$	87%	
Тепловая напряженность топлива, $q=Q/M_{\text{АЗ}}$	44 кВт/кг т.м.	
Выгорание топлива (в энергетических единицах), $B$	80	100
	МВт·сут/кг т.м	
Выгорание топлива (в относительных единицах), $B_0=B/\lambda$ ***	8,6%	10,7%
Среднегодовой расход топлива, $P=365 \cdot Q/B=M_{\text{ОЯТ}}$ ****	11 т т.м./год	8,8 т т.м./год
Среднегодовой расход плутония, $xP$	1,42 тPu/год	1,14 тPu/год
Среднегодовая масса разделившегося плутония и продуктов деления, $\Delta M_{\text{Pu}}=B_0P=Q/\lambda \equiv M_{\text{РАО}}$	0,94 т т.м./год	
Коэффициент воспроизводства, КВ	1,3	
Среднегодовое воспроизводство плутония, $\delta M_{\text{Pu}}= \text{КВ} \cdot \Delta M_{\text{Pu}}$	1,22 тPu/год	
Среднегодовое избыточное производство плутония на склад, $P_{\text{Pu}}=(\text{КВ}-1)PB_0=(\text{КВ}-1)Q/\lambda \equiv M_{\text{СКЛ}}$	0,28 тPu/год	
Ежегодная потребность в уране-238 для фабрикации ТВС, $M_{\text{U}}$	1,22 тU/год	
Микрокампания реактора (до перегрузки), $T$	330 сут	
Кратность перегрузок, $n=B/qT$	5,5	6,9
Число перегружаемых ТВС при $N_{\text{АЗ}}=511$	93	74
<b>Примечания:</b>		
*массу металлов в уран-плутониевом топливе (включая актиниды) и в массе ОЯТ называют обычно массой тяжелых металлов – м.т.		
** обогащением уран-плутониевого топлива для простоты считаем массовую концентрацию делящихся нуклидов плутония $^{239}\text{Pu}$ и $^{241}\text{Pu}$ .		
*** $\lambda = E_f/t_f = 935$ МВт·сут/кгPu – теплотворная способность (калорийность) плутония ( $E_f=200,3$ МэВ без учета 10 МэВ нейтрино, $t_f=239$ а.е.м.)		
**** среднегодовой расход топлива равен среднегодовому образованию ОЯТ		

<sup>2</sup> В работе Семенова Е.В. и Харитонова В.В. [12] обнаружена ранее неизвестная полуэмпирическая взаимосвязь выгорания, обогащения и тепловой напряженности ядерного топлива с кампанией реактора и кратностью перегрузок топлива для реакторов типа ВВЭР, PWR, BWR в широком диапазоне рабочих параметров. Однако для выгорания топлива быстрых реакторов такой взаимосвязи пока не установлено. Поэтому в настоящей работе выгорание уран-плутониевого топлива принято как варьируемый параметр, близкий по величине к литературным данным.

Экономические параметры быстрого реактора (табл. 2) выбраны из соображений его конкурентоспособности с тепловым реактором: удельные капитальные затраты  $K_0/W=3330$  долл./кВт, удельные операционные затраты  $Y_0/E=12$  долл./МВт·ч и удельные затраты на вывод из эксплуатации

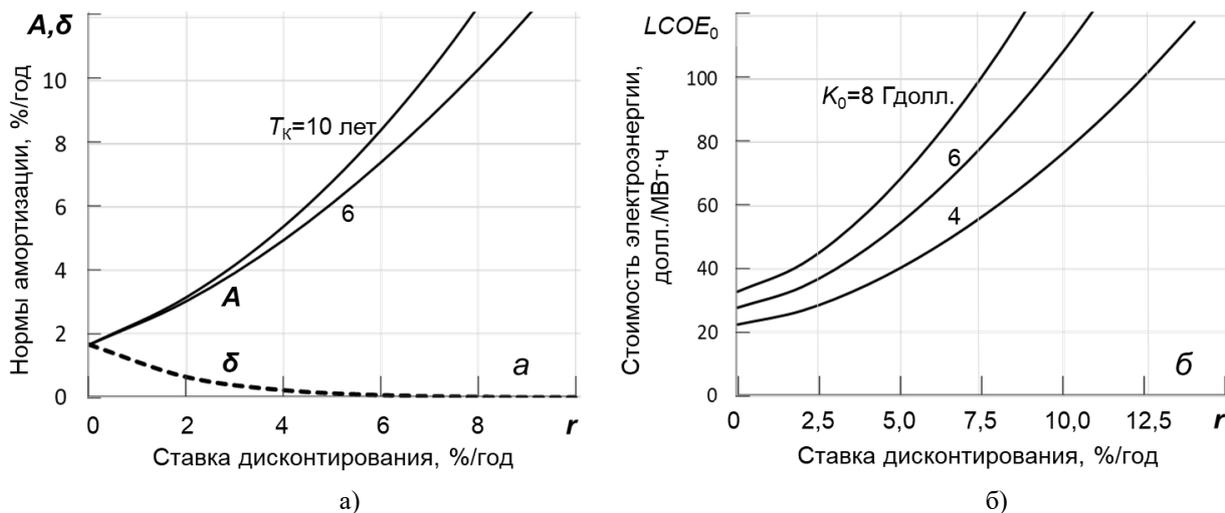
$D_0/W=0,4K_0/W=1332$  долл./кВт. Как следует из рисунка 3, с ростом ставки дисконтирования (доходности) инвестиционного проекта быстрого реактора многократно увеличиваются норма амортизации капитальных затрат (рис. 3а) и дисконтированная стоимость электроэнергии  $LCOE_0$  (рис. 3б).

**Таблица 2.** Принятые экономические параметры быстрого реактора (составлено авторами по данным источников [1,2,8–10])

**Table 2.** Accepted economic parameters of a fast reactor (compiled by the authors based on the data [1,2,8–10])

Наименование параметра	Величина параметра
Капитальные затраты реактора, $K_0$	4 Гдолл.*
Эксплуатационные (операционные) затраты реактора, $Y_0$	0,11 Гдолл./год
Де-комиссионные затраты реактора, $D_0$	1,6 Гдолл
Период сооружения энергоблока АЭС, $T_K$	7 лет
Период эксплуатации энергоблока АЭС, $T_Э$	60 лет
Период де-комиссии, $T_D$	30 лет

Примечания:  
\*1 Гдолл.=1 млрд долл.= $10^9$  долл.



**Рисунок 3.** Влияние ставки дисконтирования  $r$  (%/год) на величину нормы амортизации капитальных затрат  $A$  (%/год) и де-комиссионных затрат  $\delta$  (%/год) при длительности сооружения энергоблока  $T_K=6-10$  лет (рис. а), и на приведенную (дисконтированную) стоимость электроэнергии  $LCOE_0$  (долл./МВт·ч) быстрого реактора (без учета затрат на топливо) при разных капитальных ( $K_0=4-8$  млрд долл.) и де-комиссионных затратах ( $D_0=0,4K_0=1,6-3,2$  Гдолл.) (рис. б). Расчет по формулам (7) и (10)

**Figure 3.** The effect of the discount rate  $r$  (%/year) by the amount of the depreciation rate of capital expenditures  $A$  (%/year) and de-commissioning costs  $\delta$  (%/year) for the duration of the construction of the power unit  $T_K=6-10$  years (fig. a), and the present (discounted) cost of electricity  $LCOE_0$  (\$/MWh) of fast reactor (excluding fuel costs) at different capital levels ( $K_0=B\$4-8$ ) and de-commissioning costs ( $D_0=0,4K_0=B\$1,6-3,2$ ) (fig. б). Calculation is done by formulas (7), (10)

При выборе инженерно-экономических параметров пристанционного завода по переработке ОЯТ и фабрикации ТВС приняты следующие допущения. Согласно данным таблицы 1 для равновесного (установившегося) режима работы двухблочной АЭС с быстрыми реакторами требуется ежегодно

$2 \times 11$  т т.м./год топлива и столько же переработки ОЯТ (при среднем выгорании топлива 80 МВт·сут/кг т.м.). Увеличение выгорания топлива до 100 МВт·сут/кг т.м. и выше, к чему стремятся разработчики новых поколений быстрых реакторов [1,11,14], снижает годовой объем переработки ОЯТ и фабрика-

ции ТВС до менее  $2 \times 9$  т т.м./год (табл. 1). Для первой загрузки активной зоны двух реакторов требуется  $2 \times 55$  т U-Pu-топлива, и еще в течение около трех лет, пока выгружаемое ОЯТ хранится в бассейне выдержки реактора, нужно изготовить  $3(2 \times 11)$  т топлива для перегрузки реакторов, то есть всего около 176 т топлива с содержанием делящегося плутония около 23 тPu. Такое количество плутония можно получить либо из складских запасов (в России до 100 тPu [1,11]), либо путем переработки более 3000 т ОЯТ тепловых реакторов, где массовая концентрация плутония меньше 0,8%. На переработку такого количества ОЯТ на заводе РТ-1 мощностью 400 т т.м./год потребуется более 7 лет<sup>3</sup>. Поэтому в литературе рассматриваются варианты пуска первых быстрых реакторов на обогащенном уране. Исходя, видимо, из аналогичных соображений на энергоблоке с опытно-демонстрационной реакторной установкой БРЕСТ-ОД-300 на площадке «ГХК» предусмотрена мощность переработки ОЯТ 220 т т.м./год, тогда как среднегодовой расход топлива не превышает 7 т т.м./год [1]. В нескольких рассмотренных работах [3,4,13] приведены капитальные, эксплуатационные и де-комиссионные затраты для ряда крупных перерабатывающих заводов мощностью от 200 до 2500 т т.м./год, превышающие соответственно 3 Гдолл., 0,19 Гдолл./год и 0,8 Гдолл., причем между капитальными, эксплуатационными и де-комиссионными затратами перерабатывающих заводов существует приближенная линейная взаимосвязь в виде выражения (11):

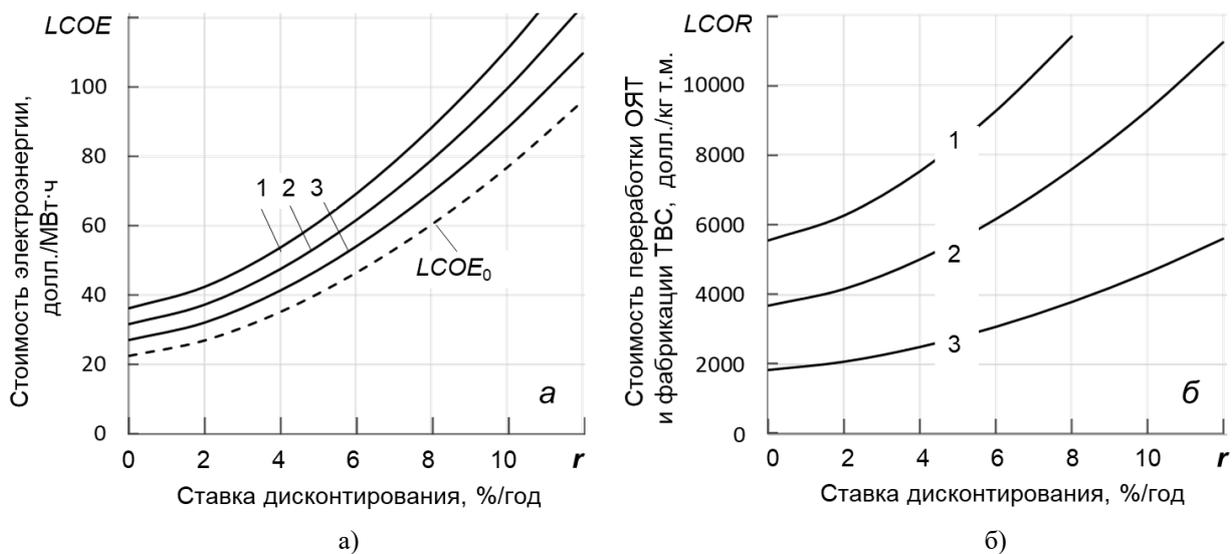
$$\begin{aligned} Y_R(\text{Гдолл./год}) &\approx K_R(\text{Гдолл.})/17; \\ D_R(\text{Гдолл.}) &\approx 0,35K_R(\text{Гдолл.}). \end{aligned} \quad (11)$$

Учитывая вышеприведенные неопределенности с мощностью пристанционного завода и отсутствие в литературе надежных данных о стоимостных параметрах переработки ОЯТ быстрых реакторов и фабрикаций ТВС, будем варьировать его экономиче-

ские характеристики (11) в диапазоне  $K_R=1-3$  Гдолл и рассматривать только установившийся режим работы реактора (без учета начального переходного периода пуска реактора). Как следует из рисунка 4а, приведенная (дисконтированная) стоимость электроэнергии двухблочной АЭС с быстрыми реакторами (параметры из табл. 1 и 2) и пристанционным заводом с переработкой ОЯТ и фабрикой ТВС ( $K_R=1-3$  Гдолл) быстро увеличивается от 27–36 до 88–111 долл./МВт·ч при увеличении ставки дисконтирования от  $r=0$  до 10 %/год. При этом суммарная стоимость переработки ОЯТ и фабрики ТВС возрастает от 1850–5550 до 4635–13906 долл./кг т.м. (рис. 4б).

Если ограничить *LCOE* АЭС величиной 80 долл./МВт·ч (из соображений конкурентоспособности на рынке генерации электроэнергии), то, согласно рисунку 4а, ставка дисконтирования должна быть меньше 7–9 %/год, а суммарная стоимость переработки ОЯТ и фабрики ТВС не должна превышать *LCOR*=4000, 7500 или 10000 долл./кг т.м. при  $K_R=1, 2$  или 3 Гдолл., соответственно. Из рисунка 4 следует также, что даже при высоких затратах на пристанционный завод ( $K_R=3$  Гдолл.,  $Y_R=176$  Мдолл/год,  $D_R=1$  Гдолл), обуславливающих и высокую стоимость переработки ОЯТ и фабрики ТВС на уровне *LCOR*=8000 долл./кг т.м., приведенная стоимость электроэнергии оказывается вполне конкурентоспособной *LCOE*=60 долл./МВт·ч (при ставке дисконтирования  $r=5$  %/год).

<sup>3</sup> При столь длительной переработке может заметно измениться содержание плутония-241, имеющего период полураспада 14 лет.



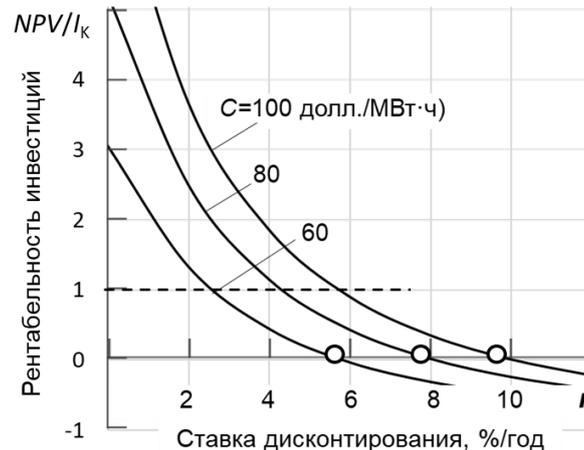
**Рисунок 4.** Влияние ставки дисконтирования  $r=0-12$  %/год на величину приведенной стоимости электроэнергии LCOE (долл./МВт·ч) двухблочной АЭС с быстрыми реакторами (рис. а) и на приведенную стоимость LCOR (долл./кг т.м.) пристанционный переработки ОЯТ и фабрикации ТВС (рис. б). Расчет по формуле (10), (7) и (11) с учетом работы пристанционного завода на два реактора при параметрах: 1 –  $K_R=3$  Гдолл.,  $Y_R=176$  Мдолл/год,  $D_R=1$  Гдолл.; 2 –  $K_R=2$  Гдолл.,  $Y_R=118$  Мдолл/год,  $D_R=0,7$  Гдолл.; 3 –  $K_R=1$  Гдолл.,  $Y_R=59$  Мдолл/год,  $D_R=0,35$  Гдолл. Параметры реактора из таблицы 2

**Figure 4.** The effect of the discount rate  $r=0-12$  %/year by the value of the present value of electricity LCOE (\$/MWh) of two-unit nuclear power plant with fast reactors (fig. a) and by the present cost LCOR (\$/kg) of SNF processing and fuel assembly fabrication (fig. b). Calculation by formulas (10), (7), (11) taking into account the operation of the plant for two reactors at the parameters: 1 –  $K_R=B\$ 3$ ,  $Y_R=M\$ 176$ /year,  $D_R=B\$ 1$ ; 2 –  $K_R= B\$ 2$ ,  $Y_R=M\$ 118$ /year,  $D_R= B\$ 0,7$ ; 3 –  $K_R= B\$ 1$ ,  $Y_R=M\$ 59$ /year,  $D_R= B\$ 0,35$ . Reactor parameters from Table 2

### Выбор ставки дисконтирования.

Ставка дисконтирования, существенно влияющая на NPV и стоимость электроэнергии, характеризует в инвестиционных проектах желаемую доходность проекта по аналогии с доходностью банковского депозита. Чем выше ставка дисконтирования (доходность проекта), тем выгоднее инвестировать в такой проект. Однако, величина накопленной чистой дисконтированной прибыли (NPV) уменьшается с ростом ставки дисконтирования согласно (1) почти по гиперболическому закону и становится равной нулю при  $r=IRR$ , называемой внутренней нормой доходности проекта. При  $r>IRR$  проект убыточен. Поэтому для оценки условий прибыльности проекта и выбора ставки дисконтирования ( $r<IRR$ ) удобно использовать величину  $NPV/I_K$ , называемую рентабельно-

стью инвестиций, равную отношению накопленной дисконтированной прибыли NPV к приведенным (дисконтированным) инвестициям  $I_K=K\phi_K$  (рис. 5). Например, величина рентабельности  $NPV/I_K=1$  означает, что за время жизненного цикла проекта накопится прибыль, достаточная для инвестиций в аналогичный проект. Например, выбирая  $NPV/I_K=1$ , получаем ставки дисконтирования от  $r\approx 2,6\%$ /год при  $S=60$  долл./МВт·ч до  $5,8$  %/год при  $S=100$  долл./МВт·ч. Проекты с низкой ставкой дисконтирования имеют трудности в поиске кредитной организации, но могут иметь важное значение для решения социально-экономических проблем отрасли, региона или страны и, поэтому, могут быть приняты к инвестированию.



**Рисунок 5.** Зависимость рентабельности инвестиций  $NPV/I_K$  в двухблочную АЭС с быстрыми реакторами (табл. 1) и пристанционным заводом переработки ОЯТ и фабрикацией ТВС от ставки дисконтирования  $r=0-12\%/год$  и отпускной цены электроэнергии  $C=60-100$  долл./МВт·ч. Расчет по формуле (1) при параметрах завода  $K_R=2$  Гдолл.,  $Y_R=118$  Мдолл/год,  $D_R=0,7$  Гдолл. Точками отмечены значения внутренней нормы доходности IRR

**Figure 5.** Dependence of the return on investment  $NPV/I_K$  to a two-unit nuclear power plant with fast reactors (tabl. 1) and a plant for SNF processing and fuel assembly fabrication from the discount rate  $r=0-12\%/year$  and the selling price of electricity  $C=60-100$  \$/MWh. Calculation according to formula (1) for plant parameters  $K_R= B\$ 2$ ,  $Y_R=M\$ 118/year$ ,  $D_R= B\$ 0,7$ . The dots indicate the values of the internal rate of return IRR

## Заклучение

В работе предложен новый аналитический подход к инвестиционному анализу двухблочной АЭС с быстрыми реакторами и пристанционным заводом, обеспечивающим оба реактора переработкой облученного ядерного топлива (ОЯТ) и фабрикацией тепловыделяющих сборок (ТВС) для ежегодной перегрузки топлива. Предложена методика расчета критериев микроэкономической конкурентоспособности быстрого реактора в зависимости от капитальных, эксплуатационных и де-комиссионных за-

трат на сооружение реакторов и пристанционного завода, и от ставки дисконтирования. Показано, что даже при высоких затратах на пристанционный завод ( $K_R=3$  Гдолл.,  $Y_R=176$  Мдолл/год,  $D_R=1$  Гдолл), обуславливающих и высокую суммарную стоимость переработки ОЯТ и фабрикацией ТВС для реакторов с электрической мощностью  $2 \times 1200$  МВт на уровне  $LCOR=8000$  долл./кг т.м., приведенная стоимость электроэнергии оказывается вполне конкурентоспособной  $LCOE=60$  долл./МВт·ч при ставках дисконтирования не более  $5\%/год$ .

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. Адамов Е.О., Арутюнян Р.В., Большов Л.А. и др. Белая книга ядерной энергетики. Замкнутый ЯТЦ с быстрыми реакторами. Москва: НИКИЭТ, 2020. 495 с. Режим доступа: [https://rusneb.ru/catalog/000199\\_000009\\_010449673/](https://rusneb.ru/catalog/000199_000009_010449673/) (дата обращения: 02.10.2024).

Adamov E.O., Arutyunyan R.V., Bolshov L.A. [et al.]. The White paper on nuclear energy. A closed-loop nuclear power plant with fast reactors. Moscow: NIKIET, 2020. 495 p. (In Russ.). Available at: [https://rusneb.ru/catalog/000199\\_000009\\_010449673/](https://rusneb.ru/catalog/000199_000009_010449673/) (accessed: 02.10.2024).

2. Глазов А.Г., Леонов В.Н., Орлов В.В., Сила-Новицкий А.Г. [и др.]. Реактор БРЕСТ и пристанционный ядерный топливный цикл. *Атомная энергия*. 2007;103(1):15–21. Режим доступа: <https://www.j-atomicenergy.ru/index.php/ae/article/view/2367/2345> (дата обращения: 02.10.2024).

Glazov A.G., Leonov V.N., Orlov V.V., Sila-Novitskii A.G. [et al.]. BREST reactor and plant-site nuclear fuel cycle. *Atomic energy*. 2007;103(1):501–508. (In Russ.). Available at: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10512-007-0080-5> (accessed: 02.10.2024).

3. Кожокарь И.А., Харитонов В.В. Оценка эффективности инвестиций в переработку отработавшего ядерного топлива. *Атомная энергия*. 2023;135:5-6:204–212. Режим доступа: <https://www.j-atomicenergy.ru/index.php/ae/article/view/5366/5340> (дата обращения: 02.10.2024).

Kozhokar I.A., Kharitonov V.V. Evaluation of the effectiveness of investments in snf processing. *Atomic energy*. 2023;135:5-6:204–212. (In Russ.). Available at: <https://www.j-atomicenergy.ru/index.php/ae/article/view/5366/5340> (accessed: 02.10.2024).

4. The economics of the back end of the nuclear fuel cycle. Paris: OECD, 2013. 193 p. Available at: <https://oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/7061-ebenfc.pdf> (accessed: 02.10.2024).

5. Семенов Е.В., Семенова Д.Ю., Харитонов В.В. Усовершенствованная модель расчета микроэкономических критериев эффективности инвестиций в энергетические проекты. *Микроэкономика*. 2024;3:41–68. doi: 10.33917/mic-3.116.2024.41-68

Semenov E.V., Semenova D.Yu., Kharitonov V.V. An improved model for calculating microeconomic criteria for the effectiveness of investments in energy projects. *Microeconomics*. 2024;3:41–68. (In Russ.). doi: 10.33917/mic-3.116.2024.41-68

6. Путилов А.В., Черняховская Ю.В. Коммерциализация технологий и промышленные инновации. Санкт-Петербург: Лань, 2018. 324 с.

Putilov A.V., Chernyakhovskaya Ju.V. Technology commercialization and industrial innovation. Saint-Petersburg: Lan, 2018. 324 p. (In Russ.).

7. Исанов К.А., Колесов В.В., Коробейников В.В., Усанов В.И., Хныкина Е.С. Расчетные исследования замкнутого топливного цикла реактора типа ВВЭР-1200 на плутонии из отработавшего ядерного топлива. *Известия вузов. Ядерная энергетика*. 2024;2:185–201. <https://doi.org/10.26583/npe.2024.2.15>

Isanov K.A., Kolesov V.V., Korobeynikov V.V., Usanov V.I., Khnykina E.S. Computational analysis of the closed fuel cycle of a VVER-1200 reactor based on plutonium from spent nuclear fuel. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2024;2:185–201. (In Russ.). <https://doi.org/10.26583/npe.2024.2.15>

8. Алексеев П. Н. [и др.]. Двухкомпонентная ядерная энергетическая система с тепловыми и быстрыми реакторами в замкнутом ядерном топливном цикле. Монография. Под редакцией Н.Н. Пономарева-Степного. Москва: Техносфера, 2016. 159 с. Режим доступа: [https://rusneb.ru/catalog/000199\\_000009\\_008251440/](https://rusneb.ru/catalog/000199_000009_008251440/) (дата обращения: 02.10.2024).

Alekseev P.N. [et al.]. Two-component nuclear power system with thermal and fast reactors in a closed nuclear fuel cycle. Moscow: Tekhnosfera, 2016. 159 p. (In Russ.). Available at: [https://rusneb.ru/catalog/000199\\_000009\\_008251440/](https://rusneb.ru/catalog/000199_000009_008251440/) (accessed: 02.10.2024).

9. Поплавский В.М., Цибуля А.М., Хомяков Ю.С. [и др.]. Активная зона и топливный цикл для перспективного быстрого натриевого реактора. *Атомная энергия*. 2010;108(4):206–212. Режим доступа: [https://eposlink.com/ru/catalog/library/elibrary/book/atomnaya\\_energiya-2063/publication/82741/?ysclid=mbj74zn81c119815098](https://eposlink.com/ru/catalog/library/elibrary/book/atomnaya_energiya-2063/publication/82741/?ysclid=mbj74zn81c119815098) (дата обращения: 02.10.2024).

Poplavsky V.M., Tcibula A.M., Khomyakov Ju. S. [et al.]. Core and fuel cycle for a promising fast sodium reactor. *Atomic energy*. 2010;108(4):206–212. (In Russ.). Available at: [https://eposlink.com/ru/catalog/library/elibrary/book/atomnaya\\_energiya-2063/publication/82741/?ysclid=mbj74zn81c119815098](https://eposlink.com/ru/catalog/library/elibrary/book/atomnaya_energiya-2063/publication/82741/?ysclid=mbj74zn81c119815098) (accessed: 02.10.2024).

10. Бабушкин С.В., Васильев Б.А., Васяев А.В., Воронцов В.Е. [и др.]. Реакторные установки с быстрыми реакторами с натриевым теплоносителем для двухкомпонентной ядерной энергетики. *Атомная энергия*. 2020;129(1):20–29. Режим доступа: <https://www.j-atomicenergy.ru/index.php/ae/article/view/3199/4490> (дата обращения: 02.10.2024).

Babushkin S.V., Vasil'ev B.A., Vasyaev A.V., Vorontsov V.E. [et al.]. Reactor installations with sodium-cooled fast reactors for two-component nuclear energy. *Atomic energy*. 2020;129(1):8–17. (In Russ.). Available at: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10512-021-00705-y> (accessed: 02.10.2024).

11. Гулевич А. В., Декусар В. М., Мосеев А. Л., Гурская О. С. Начальный этап замыкания ЯТЦ двухкомпонентной ядерной энергетики. Вызовы и возможные решения: Препринт ФЭИ-3297. Обнинск: АО «ГНЦ РФ-ФЭИ», 2022. 27 с. Режим доступа: <https://www.ippe.ru/images/publications/preprints/2022/3297.pdf> (дата обращения: 02.10.2024).

Gulevich A.V., Dekusar V.M., Moseev A.L., Gurskaya O.S. The initial stage of closing the NFC of two-component nuclear power. Challenges and possible solutions: Preprint FEI-3297. Obninsk: АО «SSC RF-FEI», 2022. 27 p. (In Russ.). Available at: <https://www.ippe.ru/images/publications/preprints/2022/3297.pdf> (accessed: 02.10.2024).

12. Семенов Е.В., Харитонов В.В. Аналитическое построение сеточных диаграмм для выгорания ядерного топлива различного состава в водоохлаждаемых реакторах. *Вопросы атомной науки и техники. Серия: Физика ядерных реакторов*. 2024;1:51–57. Режим доступа: <http://nrcki.ru/files/pdf/VANT-2024-01.pdf> (дата обращения: 02.10.2024).

Semenov E.V., Kharitonov V.V. Analytical construction of grid diagrams for burnup of nuclear fuel of different compositions in watercooled reactors. *Voprosy atomnoy nauki and tehniki. Seria: Fizika Yadernikh reaktorov*. 2024;1:51–57. (In Russ.). Available at: <http://nrcki.ru/files/pdf/VANT-2024-01.pdf> (accessed: 02.10.2024).

13. Bunn M., Zhang H., Kang L. The cost of reprocessing in China. Cambridge, UK: Harvard Kennedy School, 2016. 96 p. Available at: [https://www.belfercenter.org/sites/default/files/2025-03/bunn\\_the\\_cost\\_of\\_reprocessing\\_in\\_china.pdf](https://www.belfercenter.org/sites/default/files/2025-03/bunn_the_cost_of_reprocessing_in_china.pdf) (accessed: 02.10.2024).

14. Архангельский Н.В., Квятковский С.А., Птицын П.Б., Сафиканов Д.И. Перспективные реакторные технологии в Международном форуме «Поколение IV». Аналитический отчет. Москва: Наука и инновации, 2023. 192 с. Режим доступа: <https://naukarosatom.ru/upload/iblock/2b1/161ne3buxa0jt3fc60m78qc99muc294f.pdf> (дата обращения: 02.10.2024).

Arkhangelskiy N.V., Kviatkovskii S.A., Ptitsyn P.B., Safikanov D.I. Promising reactor technologies in the International Forum «Generation IV». Analytical report. Moscow: Science and Innovations, 2023. 192 p. (In Russ.). Available at: <https://naukarosatom.ru/upload/iblock/2b1/161ne3buxa0jt3fc60m78qc99muc294f.pdf> (accessed: 02.10.2024).

**ВКЛАД АВТОРОВ:**

**Мамаев Ю.А.** – участие в проведении расчетов;  
**Харитонов В.В.** – постановка задачи, написание статьи, математическая реализация решения задачи, редактирование текста.

**ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ:**

Авторы заявляют об отсутствии источников финансирования.

**КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ:**

Конфликт интересов отсутствует.

**ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ:**

**Юрий Александрович Мамаев**, магистрант, Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», г. Москва, Российская Федерация.

<https://orcid.org/0009-0005-1912-6337>

e-mail: yuram2001@mail.ru

**Владимир Витальевич Харитонов**, доктор физико-математических наук, профессор, Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», г. Москва, Российская Федерация.

<https://orcid.org/0000-0003-0573-0582>

e-mail: vvkharitonov@mephi.ru

**AUTHORS' CONTRIBUTION:**

**Mamaev Yu.A.** – participation in the calculations;  
**Kharitonov V.V.** – setting the task, writing an article, mathematical realization of the problem solution, editing.

**FUNDING:**

The authors state that there are no sources of funding.

**CONFLICT OF INTEREST:**

No conflict of interest.

**INFORMATION ABOUT THE AUTHORS:**

**Yuri A. Mamaev**, Master's student, National Research Nuclear University «MEPhI», Moscow, Russian Federation.

<https://orcid.org/0009-0005-1912-6337>

e-mail: yuram2001@mail.ru

**Vladimir V. Kharitonov**, Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor, National Research Nuclear University «MEPhI», Moscow, Russian Federation.

<https://orcid.org/0000-0003-0573-0582>

e-mail: vvkharitonov@mephi.ru

Поступила в редакцию / Received 25.11.2024

После доработки / Revision 20.03.2025

Принята к публикации / Accepted 25.04.2025