

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-2026-03-09>

УДК 621.039.003

EDN VSDCMW

Оригинальная статья / Original paper



Влияние параметров ядерного топливного цикла на экономику
атомных станций малой мощности

К.Ж. Аусенов, В.А. Карпов, В.В. Харитонов  

Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», г. Москва, Российская Федерация

 VVKharitonov@mephi.ru

Резюме. Актуальность темы обусловлена развёртыванием работ в России и мире по сооружению атомных станций малой мощности (АСММ), в частности, для энергоснабжения центров обработки данных в условиях стремительного роста облачных вычислений и искусственного интеллекта, а также для удалённых районов и для атомного флота. Одним из преимуществ АСММ называют возможность длительной непрерывной работы реактора без перегрузки топлива (до 10 лет и более). Дискретная замена целиком активной зоны реактора через несколько лет его непрерывной работы означает, что затраты на топливо также будут дискретными в отличие от больших энергетических реакторов, в которых частичные перегрузки топлива проводятся каждые 12-18 месяцев, то есть с экономической точки зрения практически непрерывно. В данной работе приведена комплексная аналитическая методика оценки взаимосвязей технологических параметров ядерного топливного цикла (ЯТЦ) водо-охлаждаемых реакторов типа РИТМ и влияния этих параметров на экономику АСММ. Впервые получены аналитические выражения для оценки взаимосвязанных критериев эффективности инвестиций в АСММ (NPV, LCOE, DPP, IRR) при дискретных перегрузках всей активной зоны реактора. Поскольку длительная работа реактора АСММ между перегрузками (5–10 лет) требует более высокого обогащения и выгорания топлива, по сравнению с большими энергетическими реакторами, в статье приведены универсальные аналитические взаимосвязи выгорания, обогащения и тепловой напряжённости топлива с топливной кампанией реактора (периодичностью перегрузок), расходом топлива и природного урана, а также стоимостными показателями ключевых технологических переделов, что необходимо для полноценного экономического анализа АСММ. Представленные материалы применимы и для инженерно-экономического анализа энергетических реакторов большой мощности. В статье приведены многочисленные количественные примеры и результаты расчетов рассмотренных экономических критериев АСММ в широком диапазоне технологических параметров ЯТЦ.

Ключевые слова: атомная станция малой мощности, критерии эффективности инвестиций, стоимость электроэнергии, выгорание, обогащение, ядерный топливный цикл, кратность и периодичность перегрузок топлива

Для цитирования: Аусенов К.Ж., Карпов В.А., Харитонов В.В. Влияние параметров ядерного топливного цикла на экономику атомных станций малой мощности. *Глобальная ядерная безопасность*. 2026;16(3):93-107. <https://doi.org/10.26583/gns-2026-03-09>

For citation: Ausenov K.G., Karpov V.A., Kharitonov V.V. Impact of nuclear fuel cycle parameters on the economics of small-capacity nuclear power plants. *Nuclear Safety*. 2026;16(3):93-107. (In Russ.). <https://doi.org/10.26583/gns-2026-03-09>

Impact of nuclear fuel cycle parameters on the economics
of small-capacity nuclear power plants

Kumar G. Ausenov, Vladislav A. Karpov, Vladimir V. Kharitonov  

National Research Nuclear University «MEPhI», Moscow, Russian Federation

 VVKharitonov@mephi.ru

Abstract. The relevance of the topic is determined by the ongoing efforts in Russia and around the world to construct small modular nuclear power plants (SMR), particularly for powering data centers amidst the rapid growth of cloud computing and artificial intelligence, as well as for remote areas and the nuclear fleet. One of the advantages of SMRs is the capability for long-term continuous operation of the reactor without refueling (up to 10 years or more). The discrete replacement of the entire active zone of the reactor after several years of continuous operation means that fuel costs will also be discrete, unlike large power reactors where partial refueling occurs every 12-18 months, which is practically continuous from an economic perspective. This paper presents a comprehensive analytical methodology for assessing the interrelationships of technological parameters of the nuclear fuel cycle (NFC) of water-cooled reactors of the RITM type and the impact of these parameters on the economics of SMRs. For the first time, analytical expressions have been derived to evaluate interconnected investment performance criteria for SMRs (NPV, LCOE, DPP, IRR) under discrete refueling of the entire active zone of the reactor. Since the long operation of SMR reactors between refuelings (5-10 years) requires higher enrichment and burnup of fuel compared to large power reactors, the article provides universal analytical relationships between burnup, enrichment, and thermal stress of the fuel with the reactor's fuel campaign (refueling frequency), fuel consumption, and natural uranium, as well as cost indicators of key technological stages, which are necessary for a thorough economic analysis of SMRs. The presented materials are also applicable for the engineering and economic analysis of large power reactors. The article includes numerous quantitative examples and results of calculations of the discussed economic criteria for SMRs across a wide range of technological parameters of the NFC.

Keywords: small modular reactor, investment efficiency criteria, levelized cost of electricity, burnout, enrichment, nuclear fuel cycle, frequency and duration of fuel transfers

Введение

Актуальность темы обусловлена развертыванием работ в России и мире по сооружению атомных станций малой мощности (АСММ) с установленной электрической мощностью реакторов менее 300 МВт, называемых по классификации МАГАТЭ малыми модульными реакторами – Small Modular Reactor [1-8]¹. Различные варианты АСММ рассматриваются как перспективные безуглеродные источники электроэнергии для энергоснабжения центров обработки данных (ЦОД) в условиях стремительного роста облачных вычислений, искусственного интеллекта и GPU-инфраструктуры (графических процессоров для ускорения параллельных вычислений). По некоторым оценкам [4], в 2023 г. по всему миру ЦОД потребляли электроэнергию в количестве 300-380 ТВт·ч (такое количество электроэнергии производят за год 30-40 реакторов типа ВВЭР-1200), а в перспективе в 2030 г. для ЦОД потребуется более 1000-2000 ТВт·ч/год. В ряде публикаций реакторы АСММ рекламируют как более дешевые, быстрые в строительстве и простые в финансировании по сравнению с традиционными крупными реакторами. Среди важных особенностей и преимуществ

АСММ называют возможность длительной непрерывной работы реактора без перегрузки топлива (до 10 лет и более²) [9-12], тогда как большие энергетические реакторы останавливаются на перегрузку топлива каждые 12-18 месяцев. Однако следует признать, что доказательная база в области экономики АСММ практически отсутствует [8]. Поэтому цель настоящей работы заключается в создании аналитической методики для расчетов критериев эффективности инвестиций в АСММ с учетом взаимосвязей между основными характеристиками ЯТЦ (периодичностью перегрузок топлива, его выгоранием, обогащением и тепловой напряженностью, расходом топлива и природного урана, стоимостными показателями ключевых технологических переделов) в широком диапазоне технологических параметров применительно к реакторам типа ВВЭР/PWR/BWR, включая АСММ.

Методология и методы

Аналитический метод расчета критериев эффективности инвестиций в АСММ при дискретной замене (перегрузке) активной зоны. Согласно рекомендациям UNIDO³ [13,14], главным микроэкономиче-

¹ В аналитической работе [6] авторы тенденциозно не упоминают деятельность России на рынке строительства новых АЭС, в том числе АСММ.

² Реактор А1В тепловой мощностью $Q=700$ МВт для авианосцев США может работать без замены топлива в течение 50 лет.

³ UNIDO – организация по промышленному развитию при ООН.

ским критерием эффективности инвестиций служит чистый дисконтированный доход NPV (Net Present Value), представляющий собой накопленную (суммированную) дисконтированную прибыль за весь период жизненного цикла проекта. Инвестиционный анализ проекта начинается с самой важной и трудной финансово-экономической задачи – с прогнозирования денежных потоков, схематично показанных на рисунке 1, на примере одноблочной АСММ с длительностью жизненного цикла $T_{ж} = T_c + T_{э} + T_d$ (лет), состоящего из трех основных периодов: сооружения T_c , эксплуатации $T_{э}$ и вывода из эксплуатации (де-комиссии) T_d .

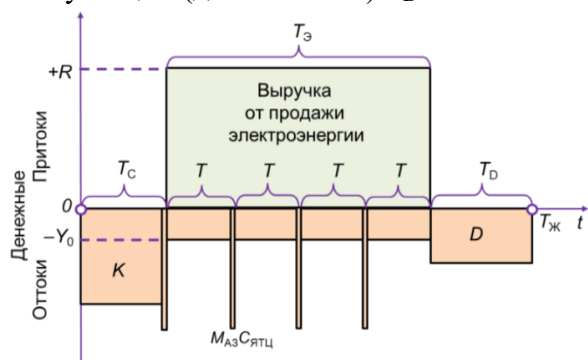


Рисунок 1. Схема денежных потоков (притоков и оттоков) на разных стадиях жизненного цикла одноблочной АСММ с дискретными топливными затратами каждые T лет между перегрузками топлива

Figure 1. Diagram of cash flows (inflows and outflows) at different stages of the life cycle of a single-block ISMM with discrete fuel costs every T years between refueling

При математическом определении NPV в обстоятельной работе авторов [14] предполагалось, что все денежные потоки (капитальные, эксплуатационные и декомиссионные затраты и выручка) являются непрерывными функциями времени на соответствующих этапах жизненного цикла проекта. Такой подход для реакторов большой мощности (как и для других инвестиционных проектов) приемлем, поскольку периодическая перегрузка части топлива (для компенсации выгорания топлива) производится каждые 12-18 месяцев с остановкой реактора на 3-4 недели⁴. Однако, в ряде проектов

реакторов для АСММ, в отличие от больших реакторов, предполагается длительная работа реактора в течение нескольких лет T (до 10 лет и более) без частичных перегрузок топлива, а с полной заменой (перегрузкой) сразу всей активной зоны [9-12]. То есть, за проектное время эксплуатации реактора АСММ $T_{э} \approx 50-60$ лет произойдет ограниченное количество $m = T_{э}/T$ замен активной зоны ($m = 5-10$ при $T_{э} = 50$ лет и $T = 5-10$ лет). В этом случае (дискретных замен целиком активной зоны реактора) затраты на топливо также будут дискретными, а не непрерывными функциями времени. Новый «дискретный подход» к расчету главного критерия эффективности инвестиций – чистого дисконтированного дохода NPV проекта АСММ – приведен ниже.

В общем случае, как показано авторами в работе [14] и на рисунке 1, положительный ежегодный денежный **приток** R_t (руб./год) возникает только на стадии эксплуатации ($t \geq T_c$) благодаря выручке от продажи электроэнергии (Revenue). На всех стадиях жизненного цикла возникает ежегодный отрицательный денежный **отток** C_t (затраты, Costs, руб./год), который для вышеназванных периодов жизненного цикла обозначен как капитальные затраты K_t (руб./год), эксплуатационные затраты Y_t (руб./год), затраты на вывод реактора из эксплуатации D_t (декомиссию, руб./год). Эксплуатационные затраты обычно разделяют на операционные Y_0 и топливные Y_T : $Y_t = Y_0(t) + Y_T(t)$. Если дисконтировать денежные потоки относительно начала эксплуатации энергоблока (окончания сооружения) T_c и воспользоваться экспоненциальным коэффициентом дисконтирования $\exp(-r(t-T_c))$, что характерно для непрерывных денежных потоков при ставке дисконтирования r , выражение для NPV , согласно рекомендациям UNIDO, получим в виде выражения (1):

$$NPV = \int_{t=0}^{T_{ж}} (R_t - C_t) e^{-r(t-T_c)} dt = e^{rT_c} \int_{t=0}^{T_{ж}} (R_t - C_t) e^{-rt} dt = NPV_0 e^{rT_c} > 0. \quad (1)$$

Здесь NPV_0 – чистый дисконтированный доход при дисконтировании денежных потоков

⁴ Топливо для перегрузки энергетических реакторов заказывается за 2 года и более, поэтому в первом приближении топливные затраты можно рассматривать как непрерывные.

от начала проекта ($t=0$), а не от начала эксплуатации.

В связи с выгоранием делящихся нуклидов в топливе приходится проводить периодическую перегрузку топлива каждые T лет. Отношение массы урана в активной зоне M_{AZ} к массе перегружаемого урана M называют кратностью перегрузок топлива $n=M_{AZ}/M=N_{AZ}/N$, где N_{AZ} – количество тепловыделяющих сборок (ТВС) в активной зоне, N – количество перегружаемых ТВС. В рассматриваемых реакторах для АСММ перегружается целиком активная зона каждые $T>3$ лет, поэтому кратность перегрузок $n=1$. В таком случае топливные затраты с учетом их дискретности представим в виде суммы дельта-функций, равных нулю всюду, кроме моментов времени замены топлива, выражение (2):

$$Y_T(t) = K_T[\delta(t - T_C) + \delta(t - (T_C + T)) + \dots + \delta(t - (T_3 - T))]. \quad (2)$$

Здесь обозначено $K_T=M_{AZ}C_{ЯТЦ}$ – затраты на топливную загрузку активной зоны, равные произведению массы урана в активной зоне M_{AZ} на стоимость ядерного топливного цикла $C_{ЯТЦ}$ в расчете на 1 кг урана в топливе (руб./кгU). Для постоянных денежных потоков в каждом периоде жизненного цикла проекта, как на рисунке 1, имеем $K_t=K/T_C$, $Y_0(t)=Y_0$, $D_t=D/T_D$, где K и D – полные суммарные капитальные⁵ и де-комиссионные затраты, соответственно (руб.). Подставляя эти выражения в (1) и разбивая интеграл на три части в соответствии с тремя периодами жизненного цикла проекта АСММ, получаем в результате интегрирования итоговое новое выражение (3) для главного критерия эффективности инвестиций с учетом дискретности топливных затрат:

$$NPV = -K\varphi_C + \left(\frac{R - Y_0}{r}\varphi_3 - K_T\varphi_T\right) - D\varphi_D = RT_R - Z. \quad (3)$$

⁵ В настоящей работе в капитальные затраты K не включена стоимость первой загрузки активной зоны. Математически ее удобнее отнести к топливным затратам. Стоимость первой загрузки активной зоны логично включать в капитальные затраты, учитывающие все те затраты, без которых создание и пуск реактора невозможны. Однако, в рассматриваемом случае реакторов АСММ это не влияет на величину NPV и других вытекающих из NPV критериев.

В этом выражении $T_R=\varphi_3/r \leq T_3$ – дисконтированный период накопления прибыли, равный периоду эксплуатации энергоблока T_3 только при $r=0$; Z – сумма всех отрицательных слагаемых, представляющая собой суммарные приведенные затраты за время жизненного цикла (руб.). Безразмерные коэффициенты приведения φ_i отражают влияние ставки дисконтирования и длительности i -периода жизненного цикла на его вклад в величину NPV (рис. 2 и 3), выражения (4) и (5):

$$\varphi_C = \frac{1}{K} \int_{t=0}^{T_C} K_t e^{-r(t-T_C)} dt = \frac{e^{rT_C}-1}{rT_C} \geq 1; \quad (4)$$

$$\varphi_3 = 1 - e^{-rT_3} \leq 1; \quad \varphi_T = \frac{1 - e^{-rT_3}}{1 - e^{-rT}} > 1;$$

$$\varphi_D = e^{-rT_3} \frac{1 - e^{-rT_D}}{rT_D} \leq 1. \quad (5)$$

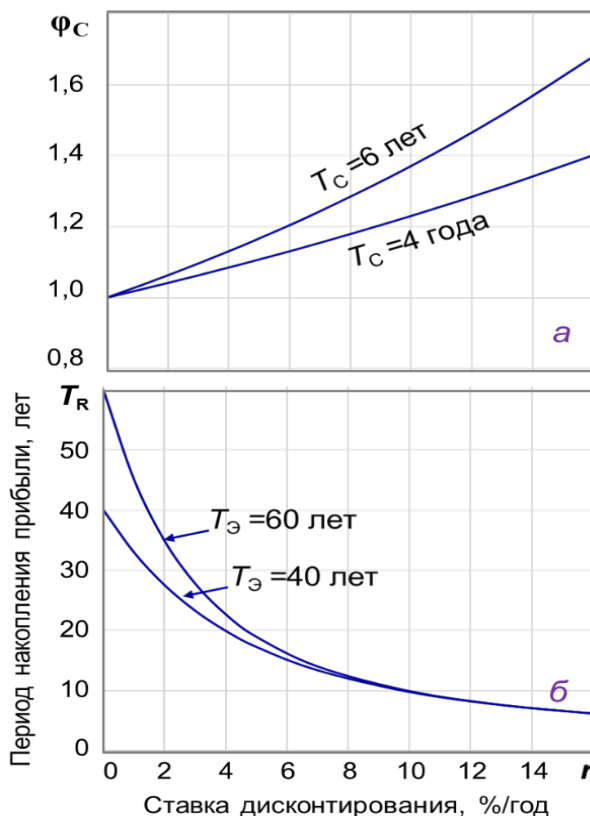


Рисунок 2. Влияние ставки дисконтирования $r=0-16$ %/год на коэффициент приведения φ_C (а) при длительности сооружения энергоблока $T_C=4-6$ лет и на период накопления прибыли $T_R=\varphi_3/r$ (лет) при длительности эксплуатации $T_3=40-60$ лет (б). Расчет по формулам (4) и (5)

Figure 2. The effect of the discount rate $r=0-16$ %/year on the present value factor φ_C (a) for the duration of power unit construction $T_C=4-6$ years and on the profit accumulation period $T_R=\varphi_3/r$ (years) for the service life of the power unit $T_3=40-60$ years. Calculation using formulas (4) and (5)

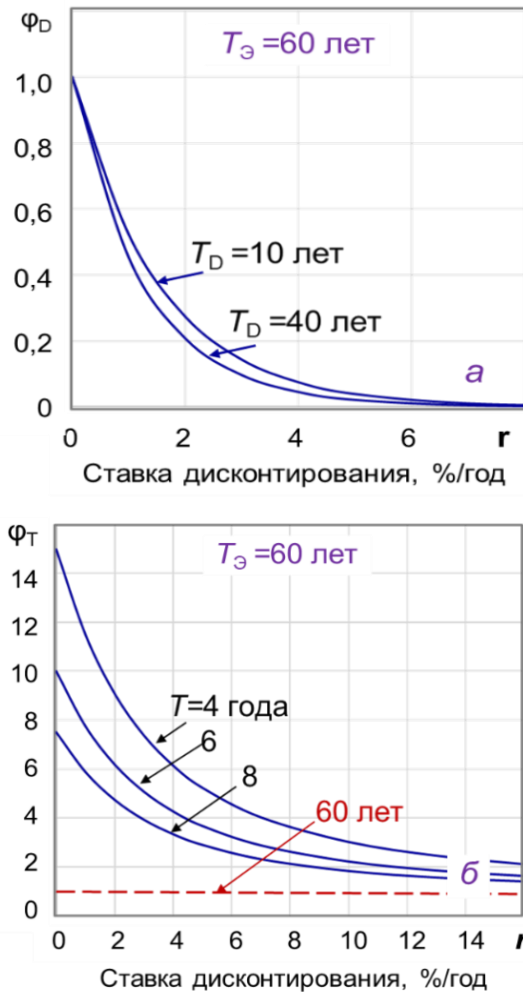


Рисунок 3. Влияние ставки дисконтирования $r=0-16$ %/год на коэффициенты приведения φ_D (а) и φ_T (б) при длительности де-комиссии энергоблоков $T_D=10-40$ лет (а) и длительности периода между перегрузками топлива активной зоны $T=4-8$ лет (б). Расчет по формулам (5)

Figure 3. The effect of the discount rate $r=0-16$ % per year on the discounting coefficients φ_D (a) and φ_T (b) for the duration of power unit decommissioning $T_D=10-40$ years (a) and the duration of the period between fuel reloading of the core $T=4-8$ years (b). Calculation according to formulas (5)

При расчете коэффициента приведения дискретных топливных затрат φ_T использовано свойство дельта-функции:

$$\int_{t=T_C}^{T_C+T_3} \delta(t-x) e^{-rt} dt = e^{-rx}$$

и суммы геометрической прогрессии:

$$1 + e^{-rT} + e^{-r2T} + \dots + e^{-r(T_3-T)} = \frac{1 - e^{-rT_3}}{1 - e^{-rT}} \equiv \varphi_T.$$

Например, при $T_C=T=5$ лет, $T_3=60$ лет, $T_D=20$ лет и $r=7$ %/год из выражений (4) и (5) получаем $\varphi_C=1,20$, $\varphi_3=0,985$, $\varphi_T=3,34$ и $\varphi_D=0,0081$. При отсутствии дисконтирования денежных потоков ($r \rightarrow 0$) коэффициенты приведения и накопленная прибыль NPV принимают вид $\varphi_C=\varphi_D=1$, $\varphi_3 \rightarrow rT_3$, $\varphi_T=T_3/T$ (см. рис. 2 и 3), выражение (6):

$$NPV = -K + \left(R - Y_0 - \frac{K_T}{T} \right) T_3 - D. \quad (6)$$

Отношение K_T/T представляет среднегодовые топливные затраты (руб./год).

Как следует из рисунка 2б дисконтированный период накопления прибыли быстро снижается с ростом ставки дисконтирования, что ведет и к резкому снижению накопленной дисконтированной прибыли.

Приведенная стоимость электроэнергии АСММ при дискретных затратах на перегрузку топлива. Для прибыльности проекта необходимо обеспечить $NPV > 0$. Из выражения (3) для главного критерия эффективности инвестиций находим минимальную выручку $R_{\min}$, при которой $NPV=0$, выражение (7):

$$R_{\min} = Z \frac{r}{\varphi_3} = AK + (Y_0 + A_T K_T) + aD \quad (7)$$

В этом выражении размерные коэффициенты $A=r\varphi_C/\varphi_3$ и $A_T=r\varphi_T/\varphi_3$ имеют смысл дисконтированных норм амортизации (1/год) капитальных затрат и затрат на топливную загрузку активной зоны, соответственно, а параметр $a=r\varphi_D/\varphi_3$ – дисконтированной нормы отчислений в резервный фонд под вывод АЭС из эксплуатации (1/год). Так, при $T_C=T=5$ лет, $T_3=60$ лет, $T_D=20$ лет и $r=7$ %/год имеем $A=8,5$ %/год, $A_T=23,4$ %/год, $a=0,06$ %/год. При отсутствии дисконтирования денежных потоков имеем $A=a=1/T_3=1,67$ %/год, $A_T=1/T=20$ %/год. То есть, с ростом ставки дисконтирования возрастают нормы амортизации $A > 1/T_3$ и $A_T > 1/T$, а норма отчислений в резервный фонд под де-комиссию a , наоборот, уменьшается до менее 1-2 %/год при длительных периодах эксплуатации

и де-комиссии вследствие дисконтирования отдаленных денежных потоков⁶.

К числу важнейших критериев экономической конкурентоспособности электростанций принято относить так называемую **приведенную (дисконтированную) стоимость электроэнергии $LCOE$** (Levelized Costs of Electricity) [14-18]. Величина $LCOE$ – это такая среднегодовая минимально допустимая стоимость отпускаемой электроэнергии, при которой проект окупается только в конце жизненного цикла энергоблока. Чем меньше $LCOE$ по сравнению с реальной ценой на рынке электроэнергии, тем экономически выгоднее проект АСММ. Для одно-продуктовой АСММ, продающей только электроэнергию в количестве E (МВт·ч/год) по цене C_E (руб./МВт·ч), выручка составит $R=EC_E$. Минимальная цена отпускаемой электроэнергии, соответствующая минимальной выручке (7), и есть приведенная стоимость электроэнергии АСММ, выражение (8):

$$LCOE = \frac{R_{\min}}{E} = \frac{AK + (Y_0 + A_T K_T) + aD}{E}. \quad (8)$$

Согласно (7) числитель выражения (8) прямо пропорционален полным приведенным (дисконтированным) затратам Z на всех трех этапах жизненного цикла проекта АСММ (строительство, эксплуатация и де-комиссия), а знаменатель E представляет производительность АСММ, то есть среднегодовое количество продаваемой электроэнергии (МВт·ч/год). Выражение (8) для $LCOE$ с учетом дискретных затрат на полную перегрузку топлива активной зоны реакторов АСММ включает 3 составляющих в явном виде: капитальную (амортизационную) AK/E , эксплуатационную в виде суммы операционной Y_0/E и топливной $A_T K_T/E$ составляющих, и де-комиссионную aD/E . С ростом ставки дисконтирования вместе

с ростом норм амортизации A и A_T растет и стоимость электроэнергии от минимального значения (9):

$$LCOE_{\min} = \frac{1}{E} \left(\frac{K+D}{T_3} + Y_0 + \frac{K_T}{T} \right), \quad (9)$$

соответствующего $r=0$.

Внутренняя норма доходности проекта АСММ. Выражение (3) для NPV показывает, что с ростом ставки дисконтирования величина NPV почти по гиперболе уменьшается и при некоторой величине $r=IRR$, называемой внутренней нормой доходности, достигает 0. Таким образом, внутренняя норма доходности проекта IRR ограничивает сверху величину допустимой ставки дисконтирования ($r < IRR$), но сама всегда ниже предельной величины $IRR_0 = (R - Y_0)/K$. При инвестиционных расчетах часто используют в качестве ставки дисконтирования так называемую средневзвешенную стоимость привлекаемого капитала ($WACC$). Однако прежде, чем ее использовать, необходимо убедиться, что $r=WACC < IRR$. В противном случае требуется изменение параметров проекта или поиск источника дешевых кредитов.

Период окупаемости инвестиций в АСММ с дискретными затратами на топливо. В работах [14,17,18] показано, как, анализируя зависимость NPV от времени на стадии эксплуатации реактора ($t > T_C$), можно оценить дисконтированный период окупаемости инвестиций DPP (Discounted Pay-Back Period), отсчитываемый от начала эксплуатации реактора. Применяя ту же методику, что и в работе [14], получаем аналитическое выражение (10) для дисконтированного периода окупаемости инвестиций (лет) в реактор АСММ при дискретных затратах на перегрузку топлива в явном виде:

$$DPP = -\frac{1}{r} \ln \left(1 - \frac{r \varphi_C}{IRR_0 - r(K_T/K)/(1-e^{-rT})} \right) \quad (10)$$

Период окупаемости, как и стоимость электроэнергии, возрастает с ростом ставки дисконтирования от минимального значения (11):

$$DPP_{\min} = \frac{1}{IRR_0 - K_T/K_T}, \quad (11)$$

соответствующего $r = 0$.

⁶ Малый вклад довольно дорогой де-комиссии в приведенную стоимость электроэнергии АЭС обусловлен сильным дисконтированием отдаленных денежных потоков и означает, что можно накопить за длительный период эксплуатации АЭС необходимую денежную сумму для де-комиссии, если ежегодно сумму aD инвестировать с доходностью не ниже ставки дисконтирования

Таким образом, в настоящей работе впервые получены аналитические выражения (3,7,8,10) для оценки базовых микроэкономических критериев эффективности инвестиций (NPV, Z, Rmin, LCOE, DPP) в реакторы АСММ при дискретных затратах на перегрузку топлива активной зоны.

Результаты расчета критериев эффективности инвестиций в АСММ. Для расчета использованы исходные данные (табл. 1), близкие к параметрам проекта реактора РИТМ-200Н [17,18]. Важно отметить, что экономические параметры АСММ представлены в литературе крайне скудно, поэтому в настоящей работе они носят оценочный характер. Для реакторов АСММ в силу масштабного фактора можно ожидать

удельные капитальные затраты выше, чем для больших реакторов. Следуя данным [17,18] для водо-охлаждаемых реакторов типа РИТМ принимаем в качестве первого приближения $K/W=6\pm 2$ тыс. долл./кВт. Операционные расходы, включающие эксплуатацию, фонд оплаты труда, техническое обслуживание, физическую защиту, страхование и налоги, принимаем в виде $Y_0/E=13\pm 6$ долл./МВт·ч. Результаты расчетов $LCOE$ и DPP , представленные на рисунке 4, показывают высокую чувствительность этих критериев к ставке дисконтирования. Как видно стоимость электроэнергии АСММ превышает 50 долл./МВт·ч, а период окупаемости превышает 11-25 лет от начала эксплуатации.

Таблица 1. Инженерно-физические и экономические параметры водо-водяного реактора АСММ (аналог реактора РИТМ-200Н). Источник: оценки авторов по данным [9-12,17,18]

Table 1. Engineering, physical, and economic parameters of the ASMM water-cooled reactor (an analogue of the RITM-200N reactor). Source: authors' estimates based on data from [9-12,17,18]

№ п/п	Наименование параметра	Величина параметра
1.	Установленная электрическая мощность, W	55 МВт
2.	Установленная тепловая мощность, Q	190 МВт
3.	КПД цикла (брутто), $\eta=W/Q$	29%
4.	Коэффициент использования установленной мощности, КИУМ	0,8
5.	Среднегодовое производство электроэнергии, $E=W \cdot \text{КИУМ} \cdot 8760^*$	0,385 ТВт·ч/год
6.	Выгорание топлива (в энергетических единицах), B	104 МВт·сут/кгU
7.	Выгорание топлива (в относительных единицах), $B_0=B/\lambda^{**}$	10,8%
8.	Среднее обогащение топлива, x	15%
9.	Среднегодовой расход топлива, $P=365 \cdot \text{КИУМ} \cdot Q/B^*$	533 кгU/год
10.	Масса урана в топливе активной зоны, M_{A3}	3,2 тU
11.	Масса ^{235}U в активной зоне, $M_5=xM_{A3}$	480 кгU
12.	Среднегодовой расход природного урана, $F=P(x-y)/(c-y)^{***}$	15,4 тU/год
13.	Средняя тепловая напряженность топлива, $q=\text{КИУМ} \cdot Q/M_{A3}$	47,5 кВт/кгU
14.	Кампания реактора (время работы между перегрузками топлива), $T=B/nq$ при кратности перегрузок $n=1$	6 лет
15.	Энергоресурс топлива (производство тепла за кампанию реактора), $\Xi=QT=24BM_{A3}$	8 ТВт·ч
16.	Капитальные затраты, K	330 млн долл.
17.	Операционные затраты, Y_0	4 млн долл./год
18.	Стоимость тепловыделяющей сборки, $C_{\text{ТВС}}$	15 тыс долл./кгU
19.	Стоимость обращения с ОЯТ, $C_{\text{ОЯТ}}$	2 тыс долл./кгU
20.	Затраты на ядерный топливный цикл, $C_{\text{ЯТЦ}}=C_{\text{ТВС}}+C_{\text{ОЯТ}}$	17 тыс долл./кгU
21.	Стоимость топлива активной зоны, $M_{A3}C_{\text{ЯТЦ}}$	54,4 млн долл.
22.	Расход природного урана за кампанию реактора, $PT(x-y)/(c-y)^{***}$	93 тU
23.	Примечания: $*8760$ (час/год) – число часов в году, 365 (сут./год) – число суток в году. $**\lambda = E_f/m_f = 0,83 \cdot 10^{14}$ Дж/кгU = 961 МВт·сут/кгU – теплотворная способность (калорийность) урана ($E_f=202,5$ МэВ без учета 10 МэВ нейтрино, $m_f=235$ а.е.м.) $***c=0,711\%$ – массовая концентрация ^{235}U в природном уране, $y=0,2\%$ – массовая концентрация ^{235}U в отвале разделительного производства	

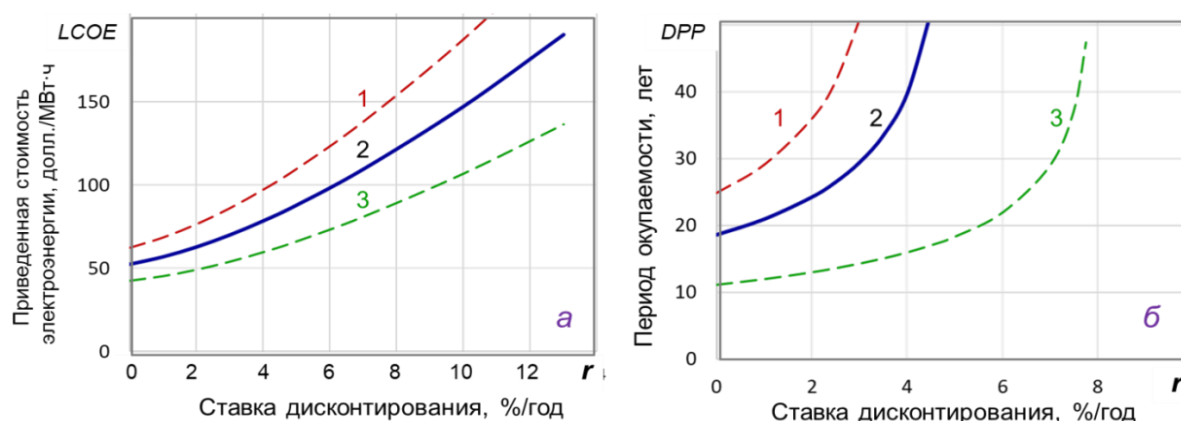


Рисунок 4. Влияние ставки дисконтирования $r=0-13$ %/год на приведенную (дисконтированную) стоимость электроэнергии АСММ LCOE (долл./МВт·ч) (а) и на дисконтированный период окупаемости DPP (лет) от начала эксплуатации энергоблока (б). Расчет по формулам (8) и (10) при топливной кампании $T=6$ лет, капитальных затратах $K=330\pm 110$ млн долл. и операционных затратах $Y_0=4\pm 2$ млн долл./год. Цифры 1 соответствуют максимальным затратам, цифры 3 – минимальным (остальные параметры из таблицы 1)

Figure 4. The effect of the discount rate $r=0-13$ %/year on the present (discounted) cost of electricity for an ASMM LCOE (USD/MWh) (a) and on the discounted payback period DPP (years) from the start of the power unit's operation (b). Calculation using formulas (8) and (10) with a fuel campaign of $T=6$ years, capital expenditures of $K=330\pm 110$ million USD, and operating expenditures of $Y_0=4\pm 2$ million USD/year. Numbers 1 correspond to maximum costs, numbers 3 to minimum costs (the remaining parameters are from Table 1)

Определение стоимости ЯТЦ АСММ

Затраты на дискретную топливную загрузку активной зоны $K_T = M_{A3} C_{ЯТЦ}$ зависят от стоимости ядерного топливного цикла $C_{ЯТЦ} = C_{ТВС} + C_{ОЯТ}$, которая включает стоимость свежей ТВС $C_{ТВС}$ и стоимость обращения с ОЯТ (с облученными ТВС) в расчете на 1 кг урана в топливе (руб./кгU). Стоимость свежего топлива $C_{ТВС} = C_X + C_F$, включающая стоимость обогащенного урана C_X и фабрикации (изготовления) ТВС C_F , отражает экономические отношения промышленных предприятий начальной стадии ЯТЦ, требования разработчиков реактора к рабочим параметрам топлива и учитывают рыночные или договорные цены технологических переделов.

Так, стоимость обогащенного урана учитывает затраты на приобретение природного урана C_U в форме закиси-оксида U_3O_8 и его конверсию C_K в гексафторид урана (UF_6), на работу разделения изотопов урана C_R и на утилизацию обедненного урана C_D , и зависит от обогащения x топлива (массовой концентрации делящегося изотопа уран-235 в составе урана в топливе) согласно известному выражению (12) [14]:

$$C_X = C_F \frac{x-y}{c-y} + C_R \left(\Phi(x) + \Phi(y) \frac{x-c}{c-y} - \Phi(c) \frac{x-y}{c-y} \right) + C_D \frac{x-c}{c-y}, \quad (12)$$

где $C_F = C_U + C_K$ – цена гексафторида природного урана; x и y – массовые концентрации делящегося изотопа уран-235 в обогащенном и обедненном потоках урана раздельного производства (%); $c=0,711\%$ – концентрация урана-235 в природном уране; $\Phi = (1 - 2z) \ln(1/z - 1)$ – разделительный потенциал природного, обогащенного и обедненного урана соответственно ($z = c, x, y$).

По имеющимся данным [19] рыночные цены на продукцию ЯТЦ в 2024 г. составляли $C_U=224$ долл./кгU, $C_K=68$ долл./кгU, $C_R=174$ долл./ЕРР, $C_D \approx 10$ долл./кгU. При таких рыночных ценах стоимость обогащенного урана, согласно (12), составит $C_X=4,3$ тыс долл./кгU при обогащении $x=5\%$ и 15 тыс долл./кгU при $x=15\%$. Отметим, что дробь $(x-y)/(c-y)=F/P$, входящая в выражение (12), характеризует потребность реактора в природном уране F (тU/год) по отношению к потребности в обогащенном уране P (тU/год) (см. табл. 1).

Цены на фабрикацию ТВС и обращение с ОЯТ зависят как от технологии процессов,

так и от обогащения и выгорания топлива, поскольку их увеличение, характерное для реакторов АСММ, ведет к повышению радиоактивности как свежего высокообогащенного топлива, так и, в особенности, ОЯТ из-за большего содержания продуктов деления, что требует дополнительных расходов на поддержание радиационной безопасности. Например, по ранее полученным данным [20], при увеличении глубины выгорания традиционного топлива PWR с 35 до 95 МВт·сут/кгU стоимость фабрикации ТВС возрастает от $C_F = 300$ до 450 долл./кгU, а стоимость обращения с ОЯТ в открытом цикле – от $C_{OЯТ} = 840$ до 1770 долл./кгU практически пропорционально выгоранию. Эмпирические данные [20] можно аппроксимировать линейными функциями (13) (за неимением других данных):

$$C_F = \gamma \cdot (165 + 3 \cdot B); C_{OЯТ} = \beta \cdot 18,6 \cdot B. \quad (13)$$

Для традиционного топлива UO_2 согласно [20] коэффициенты $\gamma = \beta = 1$. Так, при $B = 70$ МВт·сут/кгU получаем $C_F = 375$ долл./кгU и $C_{OЯТ} = 1302$ долл./кгU. Для кандидатов на замену UO_2 в топливе АСММ найти зависимости, аналогичные (13), не удалось. Поэтому коэффициенты $\gamma \approx \beta \leq 2$ будем рассматривать как эмпирические параметры.

Таким образом, выражения (12) и (13) позволяют оценить стоимостные параметры ядерного топлива в зависимости от его обогащения и выгорания, а также от рыночных цен на ключевые переделы ЯТЦ.

Взаимосвязь обогащения, выгорания и кампании топлива. Выше было показано, что фундаментальные критерии эффективности инвестиций в АСММ зависят от ряда важных технологических параметров ЯТЦ, к которым относятся периодичность перегрузок топлива (кампания топлива) T , число перегружаемых ТВС, обогащение и выгорание топлива, расходы топлива и природного урана и др. В доступной литературе практически отсутствует информация о функциональных взаимосвязях всех этих параметров, что не позволяет адекватно оценивать конкурентоспособность АСММ. Поэтому ниже приведены необходимые аналитические вза-

имосвязи между всеми вышеперечисленными технологическими параметрами ЯТЦ, впервые установленные в опубликованных ранее работах [21,22].

Из традиционного определения выгорания ядерного топлива B (МВт·сут/кгU) как количества тепловой энергии, выделившейся при сгорании единицы массы топлива за период использования в реакторе до выгрузки, вытекает известное фундаментальное соотношение (14), применимое ко всем типам реакторов [20-22]:

$$B = nqT. \quad (14)$$

где T – период работы реактора до перегрузки топлива; $n = N_{A3}/N = M_{A3}/M$ – кратность перегрузок топлива, выраженная через отношение полного числа тепловыделяющих сборок (ТВС) в активной зоне к числу перегружаемых ТВС (или к соответствующим массам урана), $q = Q/M_{A3}$ – средняя тепловая напряженность топлива, равная отношению тепловой мощности реактора Q (МВт) к массе урана в активной зоне M_{A3} (кгU). Величина q лимитируется условиями охлаждения твэлов и, в частности, запасом до кризиса кипения воды в ТВС. Так, энергетические реакторы типа ВВЭР, PWR, BWR большой мощности (более 400 МВт) обычно работают в 12- или 18-месячных циклах ($T = 330-510$ сут.) с кратностью перегрузок $n = 2-5$ при тепловой напряженности топлива около $q = 40$ кВт/кгU. В реакторах типа РИТМ для АСММ за счет уменьшения диаметра твэлов их тепловая напряженность достигает 48 кВт/кгU (см. табл. 1). Из выражения (14) следует, что в рассматриваемых реакторах АСММ, в которых периодически заменяется целиком активная зона, кратность перегрузок $n = 1$ и $B = qT$.

Вторым фундаментальным положением теории ядерных реакторов служит определение «идеального режима» перегрузок топлива, при котором подпитку реактора осуществляют микродозами свежего топлива с перемешиванием по всему объему активной зоны, то есть, когда $n \rightarrow \infty$ и $T \rightarrow 0$ [21,22]. При конечной кратности перегрузок n достигаемое выгорание B меньше идеального B_∞ согласно выражению (15):

$$B = \frac{n}{n+1} B_{\infty}. \quad (15)$$

В рассматриваемых реакторах АСММ имеем $B \approx B_{\infty}/2$. «Идеальное выгорание» B_{∞} зависит от обогащения топлива x (%) и определяется в результате сложных нейтронно-физических расчетов реактора [20,23,24]. В работах [21,22] на основе обобщения таких расчетов и экспериментальных данных для реакторов типа ВВЭР, PWR, BWR при обогащении топлива $x=2-10\%$ получены ранее не известные простые аналитические взаимосвязи идеального выгорания и обогащения топлива в виде (16):

$$B_{\infty} \approx 14,8 \cdot x \text{ или } x \approx 0,0676 \cdot B_{\infty}, \quad (16)$$

где выгорание измеряется в МВт·сут/кгU, а обогащение в %. То есть, идеальное выгорание топлива является функцией только его обогащения. В публикациях МТИ [24,25] приведена отличающаяся от (16) формула, аппроксимирующая численные расчеты реакторов PWR при обогащениях топлива UO_2 до $x \leq 20\%$, которую можно представить в виде выражения (17):

$$x = 0,41201 + 0,05754 \cdot B_{\infty} + 0,000119685 \cdot B_{\infty}^2 \quad (17)$$

или как $B_{\infty} = 64,635\sqrt{x + 13,419} - 240,38$.

Размерности x и B как и в формуле (16). Как следует из таблицы 2, при обогащениях топлива в диапазоне $x=3-11\%$ отличие в расчетах выгорания по формулам (16) и (17) не превышает 3%. При больших обогащениях расчет по формуле (16) дает более высокие значения выгорания и при $x=20\%$ отличие достигает 11%.

Из выражений (14) и (15) вытекает еще одно важное соотношение между параметрами ЯТЦ (18):

$$B = B_{\infty} - qT. \quad (18)$$

Таким образом, приведенные здесь формально простые выражения (14)-(18) позволяют формировать взаимообусловленный и не противоречивый набор параметров ЯТЦ тепловых реакторов и строить так называемые «сеточные диаграммы» в координатах (B, T) [23,24] для визуализации этих взаимосвязей (рис. 5).

Таблица 2. Зависимость идеального выгорания B_{∞} (МВт·сут/кгU) от обогащения x (%) топлива UO_2 реакторов типа ВВЭР/PWR/BWR. Расчет по формулам (16) и (17)

Table 2. Dependence of ideal burn-up B_{∞} (MW·d/kgU) on UO_2 fuel enrichment x (%) of type reactors VVER/PWR/BWR. Calculation by formulas (16) and (17)

Обогащение x , %	Идеальное выгорание, B_{∞} , МВт·сут/кгU		Различие в %
	По формуле МТИ (17)	По формуле (16)	
2,5	35,0	37,0	5,7
3	43,0	44,4	3,1
4	58,8	59,2	0,74
5	74,0	74,0	-0,04
6	88,9	88,8	-0,10
7	103,4	103,6	0,21
8	117,5	118,4	0,76
9	131,3	133,2	1,4
10	144,8	148,0	2,2
11	158,0	162,8	3,0
12	171,0	177,6	3,9
14	196,1	207,2	5,6
16	220,4	236,8	7,4
18	243,8	266,4	9,3
20	266,5	296,0	11,0

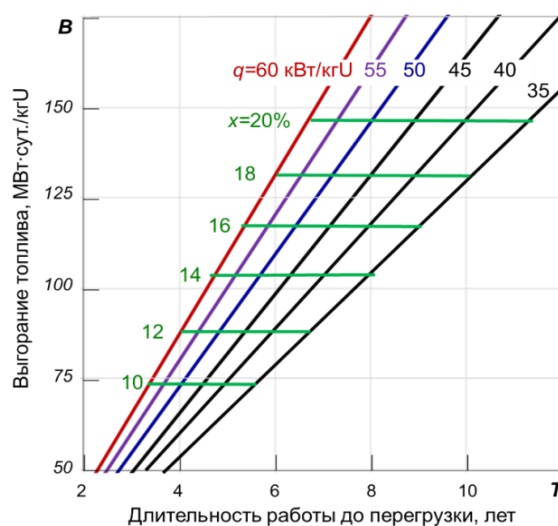


Рисунок 5. «Сеточная диаграмма» взаимосвязей выгорания топлива B (МВт·сут/кгU) реактора типа РИТМ с периодом его непрерывной работы до перегрузки активной зоны T (лет), с обогащением $x=10-20\%$ и тепловой напряженностью топлива $q=35-60$ кВт/кгU. Расчет по формулам (14)-(18) при $n=1$

Figure 5. «Mesh diagram» of the relationships of fuel burnup B (MW·day/kgU) of a RITM-type reactor with the period of its continuous operation before refueling the core T (years), with enrichment $x = 10-20\%$ and fuel thermal load $q = 35-60$ kW/kgU. Calculation according to formulas (14)-(18) for $n = 1$

Как следует из рисунка 5, для увеличения длительности работы T реактора АСММ между перегрузками активной зоны необходимо увеличивать выгорание топлива B , согласно выражению (14), и уменьшать тепловую напряженность топлива q (за счет увеличения массы урана в активной зоне), чтобы рост выгорания не был излишне высоким. Одновременно необходимо повышать обогащение топлива, что приведет к росту стоимости обогащенного урана и т.п. То есть, изменение одного из параметров ЯТЦ требует адекватного изменения остальных и оценки изменения стоимостных показателей. Из рисунка 5 следует, например, что для работы реактора типа РИТМ в течение 8 лет без перегрузки топлива возможны следующие предельные характеристики топливных загрузок: $14\% \leq x \leq 20\%$,

$35 \leq q \leq 50$ кВт/кгU, $104 \leq B \leq 148$ МВтсут/кгU.

Об эффективной работоспособности взаимосвязей параметров ЯТЦ по формулам (14)-(18) свидетельствует также таблица 3, в которой сравниваются результаты расчетов выгорания (п.п.10-12 в табл. 3) по формуле $B=14,8xn/(1+n)$ с эксплуатационными характеристиками топливных загрузок действующего реактора ВВЭР-1200 на Нововоронежской АЭС при переходе с 12-месячного на 18-месячный топливный цикл [26]. Как видно, отличие расчетных и фактических данных не превышает 3,3%. Не трудно убедиться, что сеточные диаграммы, построенные по формулам (14)-(18) для реакторов ВВЭР и PWR, практически не отличаются от таковых, построенных на основе нейтронно-физических численных расчетов активной зоны [20-24].

Таблица 3. Основные характеристики топливных загрузок базовых 12- и 18-месячных топливных циклов реактора ВВЭР-1200 Нововоронежской АЭС и результаты сравнения расчетных и рабочих величин выгорания топлива [исходные данные из источника [26] (таблицы № 8.8 и 8.12), расчет авторов (п. 10-12) по формулам (14)-(18)]

Table. 3. Basic characteristics of fuel loads of 12- and 18- month fuel cycles for reactor VVER-1200 of Novovoronezh NPP and calculated and operational values of fuel burnout [source data from [26] (tabl. № 8.8 и 8.12), calculation of authors (pp. 10-12) using the following formulas (14)-(18)]

№ п/п	Параметр реактора и ЯТЦ	Величина параметра	
		Для 12-месячного цикла	Для 18-месячного цикла
1	Тепловая мощность реактора Q , МВт	3200	
2	Масса урана в активной зоне M_{A3} , тU	76,59	
3	Тепло-напряженность топлива $q=Q/M_{A3}$, кВт/кгU	41,8	
4	Количество ТВС в реакторе N_{A3}	163	
5	Количество перегружаемых ТВС N	42	72–73
6	Кратность перегрузок $n=N_{A3}/N$	3,88	2,25
7	Длительность работы реактора между перегрузками T , суток	343	496
8	Среднее обогащение топлива x , %	4,79	4,695
9	Среднее выгорание B , МВт·сут/кгU	55,5	48,2
10	Расчет выгорания $B=nqT$ и погрешности	55,5 (+ 0%)	46,6 (– 3,3%)
11	Расчет выгорания $B=14,8xn/(1+n)$ и погрешности	56,4 (+ 1,5%)	48,1 (– 0,2%)
12	Расчет выгорания $B=B_{\infty}-qT$ и погрешности	56,6 (+ 1,9%)	48,7 (+ 1,1%)

Удельный расход природного урана для АСММ. К важным характеристикам ЯТЦ относится также среднегодовой расход природного урана F (кгU/год) в расчете на единицу установленной мощности $W=\eta Q$, выражение (19):

$$\frac{F}{W} = \frac{(x-y)}{(c-y)\eta B} = \frac{(n+1)(x-y)}{n(c-y)\eta B_{\infty}}. \quad (19)$$

Здесь η – КПД-брутто АЭС, $c=0,711\%$ – концентрация урана-235 в природном уране,

$y \approx 0,2\%$ – концентрация урана-235 в обедненном уране обогатительного завода⁷. Для АСММ кратность перегрузок $n=1$, а идеальное выгорание B_{∞} , согласно (16) и (17), почти линейно зависит от обогащения как и числитель в (19), следовательно, при

⁷ Минимальная стоимость обогащенного урана (12) достигается при оптимальной концентрации обедненного урана y_0 , зависящей только от отношения цен $(C_R+C_D)/C_F$ [14]. Если это отношение близко к 1, то $y_0 \approx 0,23\%$.

$x \gg u$ удельный расход природного урана практически не зависит от обогащения топлива АСММ (рис. 6).

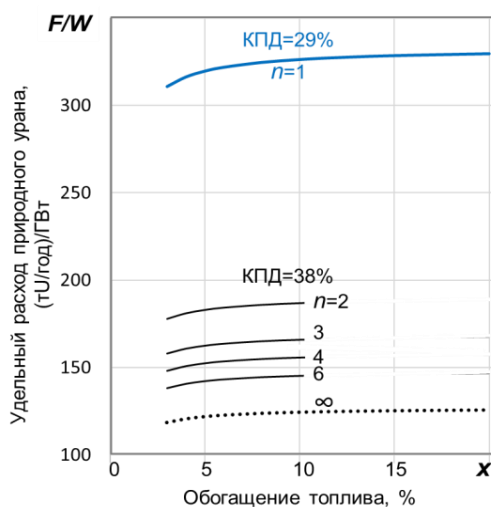


Рисунок 6. Зависимость удельного расхода природного урана F/W , (тУ/год)/ГВт, от обогащения ядерного топлива $x=3-20\%$ и кратности перегрузок топлива $n=1-\infty$. Кривая при $n=1$ соответствует АСММ с реактором типа РИТМ при КПД=29%. Остальные кривые относятся к большим энергетическим реакторам типа PWR с КПД=38%. Расчет по формуле (19) при $y=0,2\%$

Figure 6. Dependence of the specific consumption of natural uranium F/W , (kgU/year)/MW, on the enrichment of nuclear fuel $x=3-20\%$ and the fuel reload multiplicity $n=1-\infty$. The curve at $n=1$ corresponds to a MSR with a RITM-type reactor at $\eta=29\%$. The other curves refer to large power reactors of the PWR type with $\eta=38\%$. Calculated using formulas (19) at $y=0.2\%$

Расход природного урана, согласно выражению (19), более чувствителен к КПД преобразования энергии и кратности перегрузок. Как следует из рисунка 6, удельный расход природного урана в реакторе типа РИТМ ($W=55$ МВт, $Q=190$ МВт, $\eta=29\%$, $n=1$) составляет 326-330 (кгУ/год)/МВт (при обогащении топлива 10–20%), что практически вдвое превышает удельный расход природного урана в реакторе ВВЭР-1200 ($W=1200$ МВт, $Q=3200$ МВт, $\eta=37\%$, $n=2-4$) при обогащении до 10%.

Таким образом, представленные здесь выражения (12)–(19) позволяют связать все основные технологические параметры ЯТЦ водо-охлаждаемых реакторов и оценить их влияние на экономику АСММ.

Топливная составляющая стоимости электроэнергии АСММ. Согласно выражению (8) топливную составляющую стоимо-

сти электроэнергии АСММ можно представить в виде выражения (20):

$$LCOE_T = \frac{A_T K_T}{E} = \mu \frac{M_{A3}(C_X + C_\Phi + C_{OAT})}{ET} = \mu \frac{C_X + C_\Phi + C_{OAT}}{24\eta B}; \quad \mu = \frac{rT}{1 - e^{-rT}}. \quad (20)$$

Здесь учтено, что $E = \eta Q \Delta t$, $Q/M_{A3} = q$, $B = qT$. Коэффициент 24 (час/сут) учитывает принятую в отрасли размерность выгорания (МВт·сут/кгУ). Коэффициент приведения $\mu=1$ при отсутствии дисконтирования ($r \rightarrow 0$) или при непрерывной перегрузке ($T \rightarrow 0$).

Поскольку выгорание и обогащение топлива для АСММ связаны соотношением $B=7,4x$ (или более точным (17) при высоких выгораниях), а стоимости C_Φ и C_{OAT} зависят от выгорания, то числитель и знаменатель (20) можно рассматривать как функции только обогащения или только выгорания.

Как следует из рисунка 7, топливная составляющая стоимости электроэнергии АСММ превышает 20 долл./МВт·ч при периодичности перегрузок активной зоны $T > 2$ лет и растет с увеличением T и ставки дисконтирования, слабо изменяясь в зависимости от тепловой напряженности топлива в характерном для водо-охлаждаемых реакторов диапазоне $q=35-60$ кВт/кгУ.

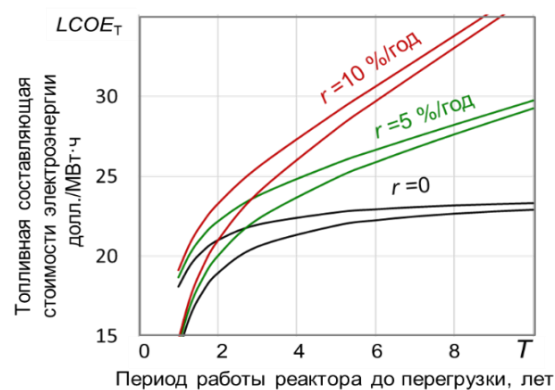


Рисунок 7. Топливная составляющая стоимости электроэнергии $LCOE_T$ (долл./МВт·ч) для АСММ в зависимости от периодичности T (лет) перегрузки активной зоны, от ставки дисконтирования $r=0-10\%$ /год и от тепловой напряженности топлива $q=35$ (нижние кривые) и 60 кВт/кгУ (верхние кривые). Расчет по формуле (20) при кратности перегрузок $n=1$

Figure 7. Fuel component of the electricity cost $LCOE_T$ (USD/MWh) for SMRs depending on the reload frequency T (years) of the active zone, on the discount rate $r=0-10\%$ /year and on fuel linear power density $q=35$ and 60 kW/kgU. Calculation using formula (20) for a reload multiplicity of $n=1$

Приведенные на рисунке 7 значения $LCOE_T$ для АСММ при дискретном финансировании перегрузок активной зоны превышают непрерывные топливные затраты реактора типа ВВЭР-1200 в 1,5-2,0 раза.

Заключение

В работе приведена аналитическая методика расчета критериев эффективности инвестиций в АСММ с реактором типа РИТМ во взаимосвязи с основными технологическими параметрами ЯТЦ - обогащением, выгоранием, тепловой напряженностью, периодичностью и кратностью перегрузок ядерного топлива, расходом обогащенного и природного урана.

1. Впервые получены аналитически критерии эффективности инвестиций в АСММ при дискретном финансировании топливных затрат, обусловленных полной перегрузкой топлива активной зоны с периодичностью 5-10 лет. В частности, получены новые выражения для расчета приведенной стоимости электроэнергии АСММ и дисконтированного периода окупаемости инвестиций в условиях дискретности топливных затрат.

2. Приведена новая полуэмпирическая взаимосвязь между основными технологическими параметрами ЯТЦ и показано их влияние на выгорание ядерного топлива – одного из ключевых энергетических и экономических параметров топлива.

3. На основе полученных результатов и построения сеточной диаграммы для ЯТЦ АСММ в координатах «выгорание-периодичность перегрузок» показано, что непрерывная работа реактора типа РИТМ в течение, например, 8 лет без перегрузки топлива возможна в диапазоне выгорания 104-148 МВт·сут/кгU, обогащения 14-20% и тепловой напряженности топлива 35-50 кВт/кгU.

4. Показано, что удельный расход природного урана в реакторах АСММ типа РИТМ (с обогащением топлива 10-20%) превышает 320 кгU/МВт·эл., что почти вдвое больше удельного расхода природного урана в реакторах ВВЭР-1200. Топливная составляющая стоимости электроэнергии АСММ при дискретном финансировании перегрузок активной зоны превышает непрерывные топливные затраты реактора типа ВВЭР-1200 в 1,5-2,0 раза.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. Small modular reactors: challenges and opportunities. NEA No. 7560, OECD 2021. 56 p. Available at: https://oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2021-03/7560_smr_report.pdf (accessed: 02.07.2026).
2. Advances in small modular reactor technology developments. A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS). 2020 – IAEA, September 2020. 354 p. Available at: https://aris.iaea.org/Publications/SMR-Book_2018.pdf (accessed: 02.07.2026).
3. Boarin S., Mancini M., Ricotti M., Locatelli G. Economics and financing of small modular reactors (SMRs). Handbook of Small Modular Nuclear Reactors. Woodhead Publishing Series in Energy: Number 64. 2015. Elsevier Ltd. 40 p. Available at: <file:///F:/Downloads/HANDBOOKSMR-OurChapterV01.pdf> (accessed: 02.07.2026).
4. Kamiya G., Coroamă V.C. Data centre energy use: critical review of models and results. March 2025, EDNA – IEA 4E TCP. 72 p. Available at: <https://www.iea-4e.org/wp-content/uploads/2025/05/Data-Centre-Energy-Use-Critical-Review-of-Models-and-Results.pdf> (accessed: 02.07.2026).
5. Журавлев И.Б., Квятковский С.А., Птицын П.Б., Смирнова Л.С. Оценка конкурентоспособности отечественных проектов АСММ в изолированных районах. Москва: Госкорпорация «Росатом», 2023. 238 с. Режим доступа: <https://naukarosatom.ru/results/reports/?ysclid=mseok71b3273473796> (дата обращения: 02.07.2026).
6. Zhuravlev I.B., Kvyatkovsky S.A., Ptitsyn P.B., Smirnova L.S. Assessment of the competitiveness of domestic АСММ projects in isolated areas. private institution «Science and Innovation», center for analytical research and development, state corporation «Rosatom», 2023. 238 p. (In Russ.). Available at: <https://naukarosatom.ru/results/reports/?ysclid=mseok71b3273473796> (accessed: 02.07.2026).
7. The path to a new era for nuclear energy. International Energy Agency (IEA). 2025. 99 p. Available at: <https://www.iea.org/reports/the-path-to-a-new-era-for-nuclear-energy> (accessed: 02.07.2026).
8. Смирнова Л.С., Королев С.А. Анализ факторов, важных для комплексного подхода к экономике проектов атомных станций малой мощности. *Атомная энергия*. 2024;137(1-2):3-14. Режим доступа: <https://www.j-atomicenergy.ru/index.php/ae/article/view/5410> (дата обращения: 02.07.2026).

Smirnova L.S., Korolev S.A. Critical factors of an integrated approach to the economics of small modular reactors. *Atomic Energy*. 2024;137;1-11. (In Russ.). <https://doi.org/10.1007/s10512-025-01171-6>

8. Kim Ph., Macfarlane A. Challenges of small modular reactors: A comprehensive exploration of economic and waste uncertainties associated with U.S. small modular reactor designs. *Progress in Nuclear Energy*. 2026;190. Available at: <https://doi.org/10.1016/j.pnucene.2025.105989> (accessed: 02.07.2026).

9. Петрунин В.В. Реакторные установки для атомных станций малой мощности. *Вестник РАН*. 2021;91(6):528-540. <https://doi.org/10.31857/S0869587321050182>

Petrinin V.V. Reactor installations for small nuclear power plants. *Herald of the RAS*. 2021;91(6):528-540. (In Russ.). <https://doi.org/10.31857/S0869587321050182>

10. Петрунин В.В., Шешина Н.В., Фатеев С.А. [и др.] Научно-технические аспекты создания инновационной реакторной установки РИТМ-200Н для АСММ. *Атомная энергия*. 2023;134;1-2:3-10. Режим доступа: <https://www.j-atomicenergy.ru/index.php/ae/article/view/5265> (дата обращения: 02.07.2026).

Petrinin V.V., Sheshina N.V., Fateev S.A. [et al.] Scientific and technical aspects of developing a RITM-200N innovative reactor for SNPPs. *Atomic Energy*. 2023;134(1-2):1-10. (In Russ.). <https://doi.org/10.1007/s10512-023-01020-4>

11. Романов А.И., Папотин В.Ю., Тутуркин М.Ю. Разработка активных зон для АСММ и ПЭБ. Текущее состояние и направления развития. *Вопросы атомной науки и техники. Серия: Материаловедение и новые материалы*. 2023;5(121):86-111. Режим доступа: <https://vniinm.tvet.ru/upload/iblock/b7d/%D0%92%D0%90%D0%9D%D0%A2%20121%20-%202023.5.pdf?ysclid=msep0vfq6v641790600> (дата обращения: 02.07.2026).

Romanov A.I., Papotin V.Yu., Tuturkin M.Yu. Development of active zones for АСММ and PEB. Current state and development directions. *Materials. Aspects of nuclear science and engineering. Series: Materials Science and New Materials (VANT)*. 2023;5(121):86-111. (In Russ.). Available at: <https://vniinm.tvet.ru/upload/iblock/b7d/%D0%92%D0%90%D0%9D%D0%A2%20121%20-%202023.5.pdf?ysclid=msep0vfq6v641790600> (accessed: 02.07.2026).

12. Брыкалов С.М., Бальбердин А.С., Нырклов Д.А., Шешина Н.В., Гущина Е.А. Выбор приоритетного варианта плавучего энергоблока по анализу технико-экономических показателей. *Арктика: экология и экономика*. 2022;12(4):551-558. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2022-4-551-558>

Brykalov, S.M., Balyberdin A.S., Nyrkov D.A., Sheshina N.V., Gushchina E.A. Selection of the priority option for a floating power unit based on the analysis of technical and economic indicators. *Arctic: Ecology and Economy [Arktika: ekologiya i ekonomika]*. 2022;12(4):551-558. (In Russ.). <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2022-4-551-558>

13. Manual for evaluation of industrial projects. United Nations Industrial Development Organization (UNIDO). Vienna, 1986. 139 pp. Available at: http://bizplan5.ru/doc/unido/Manual_for_Evaluation_of_Industrial_Projects.pdf?ysclid=msefbo4315326565850 (accessed: 02.07.2026).

14. 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

15. Electricity Generation Costs 2025. OGL, UK Government, January 2026. 43 p. Available at: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/696697d19d9b9da37c04c2e4/electricity-generation-costs-report2025.pdf> (accessed: 02.07.2026).

16. Nuclear power economics and structuring. 2024, World Nuclear Association. Published: April 2024, Report No. 2024/001. 56 p. Available at: <https://world-nuclear.org/images/articles/economics-report-2024-April.pdf> (accessed: 02.07.2026).

17. Мичурина Д.А., Семенов Е.В., Харитонов В.В. Об экономической конкурентоспособности малых модульных АЭС с толерантным топливом. *Микроэкономика*. 2025;(4):62-69. DOI: 10.33917/mic-4.123.2025.62-69

Michurina D.A., Semenov E.V., Kharitonov V.V. On the economic competitiveness of small modular nuclear power plants with tolerant fuel. Part 1. *Microeconomics*. 2025;(4):67-69. (In Russ.). DOI: 10.33917/mic-4.123.2025.62-69

18. Семенов Е.В., Харитонов В.В., Мичурина Д.А. Об экономической конкурентоспособности малых модульных АЭС с толерантным топливом. Часть 2. *Микроэкономика*. 2025;(5):13-20. DOI: 10.33917/mic-5.124.2025.13-20

Semenov E.V., Kharitonov V.V., Michurina D.A. About economic competitiveness of Small Modular Reactor with accident tolerant fuel. Part 2. *Microeconomics*. 2025;(5):13-20. (In Russ.). DOI: 10.33917/mic-5.124.2025.13-20

19. АО «Атомэнергпром». Годовой отчет, 2024. 235 с. Режим доступа: <https://atomenergoprom.ru/upload/iblock/9de/grmxnj1vnpsjldd309y4caw26z9i4ck.pdf> (дата обращения 02.07.2026). рс

JSC «Atomenergoprom». Annual report, 2024. 235 p. (In Russ.). Available at: <https://atomenergoprom.ru/upload/iblock/9de/grmxnj1vnpsjldd309y4caw26z9i4ck.pdf> (accessed: 02.07.2026).

20. Very High Burn-ups in Light Water Reactors. OECD/NEA No 6224, 2006. Available at: <https://oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/nea6224-burn-up.pdf> (accessed: 02.07.2026).

21. Семенов Е.В., Харитонов В.В. Аналитическая зависимость глубины выгорания от обогащения перспективного топлива и параметров топливной кампании реакторов. *Известия вузов. Ядерная энергетика*. 2023;(3)94-105. <https://doi.org/10.26583/npe.2023.3.08>

Semenov E.V., Kharitonov V.V. Analytical Dependence of the Burnup on the Enrichment of Prospective Fuel and the Parameters of the Fuel Campaign of Reactors. *Izvestiya vuzov. Yadernaya Energetika*. 2023;(3)94-105. (In Russ.). <https://doi.org/10.26583/npe.2023.3.08>

22. 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: <https://nrcki.ru/files/pdf/VANT-2024-01.pdf> (дата обращения: 02.07.2026).

Semenov E.V., Kharitonov V.V. Analytical construction of grid diagrams for burnup of nuclear fuel of different compositions in water-cooled reactors. *Problems of atomic science and technology. Series: Physics of nuclear reactors*. 2024;(1):51-57. (In Russ.). Available at: <https://nrcki.ru/files/pdf/VANT-2024-01.pdf> (accessed: 02.07.2026).

23. Семченков Ю., Павловичев А., Чибиняев А. Близость к сценарию. Перспективы эволюционного развития топлива ВВЭР. *Росэнергоатом (РЭА)*. 2011;10:24-29.

Semchenkov Yu., Pavlovichev A., Chibinyaev A. Closeness to the scenario. Prospects for the evolutionary development of VVER fuel. *Journal of Nuclear Energy*. 2011;10:24-29. (In Russ.).

24. Zhiwen Xu. Design Strategies for Optimizing High Burnup Fuel in Pressurized Water Reactors. Ph.D. dissertation. Massachusetts Institute of Technology, 2003, 305 p. Available at: https://www.researchgate.net/publication/279838782_Design_strategies_for_optimizing_high_burnup_fuel_in_pressurized_water_reactors (accessed: 02.07.2026).

25. The Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, 2003. Available at: <https://web.mit.edu/nuclearpower/> (accessed: 02.07.2026).

26. Поваров В.П., Голубев Е.И., Жук М.М. Физика реактора ВВЭР-1200 и эксплуатационные вопросы : научно-практическое пособие. Филиал АО «Концерн Росэнергоатом» «Нововоронежская атомная станция». Белгород: Константа; Нововоронеж, 2025. 332 с. Режим доступа: <https://openrepository.mephi.ru/handle/123456789/36946> (дата обращения 02.07.2026).

Povarov V.P., Golubev E.I., Zhuk M.M. Physics of the VVER-1200 Reactor and Operational Issues: Scientific and Practical Guide. Branch of JSC «Rosenergoatom Concern» «Novovoronezh Nuclear Power Plant». Belgorod: Konstanta; Novovoronezh, 2025. 332 p. (In Russ.). Available at: <https://openrepository.mephi.ru/handle/123456789/36946> (accessed: 02.07.2026).

ВКЛАД АВТОРОВ

Аусенов К. Ж. – обзор, визуализация, исследование;
Карпов В. А. – программные средства, исследование;
Харитонов В. В. – методология исследования, редактирование.

AUTHORS' CONTRIBUTION

Aussenov K. G. – review, visualization, investigation;
Karpov V.A. – software tools, research;
Kharitonov V.V. – research methodology, editing.

ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ

Работа выполнена без дополнительных источников финансирования

FUNDING

No additional funding

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ

Конфликта интересов нет

CONFLICT OF INTEREST

No conflict of interest

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ:

Кумар Жумакумарович Аусенов – Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», г. Москва, Российская Федерация.
e-mail: kaussenov@mail.ru

Владислав Андреевич Карпов – Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», г. Москва, Российская Федерация.
e-mail: vladesen7b53@mail.ru

Владимир Витальевич Харитонов – доктор физико-математических наук, профессор, Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ», Заслуженный работник высшей школы, г. Москва, Российская Федерация.
<https://orcid.org/0000-0003-0573-0582>
e-mail: VVKharitonov@mephi.ru

INFORMATION ABOUT THE AUTHORS:

Kumar G. Aussenov – National Research Nuclear University «MEPhI», Moscow, Russian Federation.
e-mail: kaussenov@mail.ru

Vladislav A. Karpov – National Research Nuclear University «MEPhI», Moscow, Russian Federation.
e-mail: vladesen7b53@mail.ru

Vladimir V. Kharitonov – Dr. Sci. (Phys. & Math.), Professor at National Research Nuclear University «MEPhI», Honored Worker of the Higher School, Moscow, Russian Federation.
<https://orcid.org/0000-0003-0573-0582>
e-mail: VVKharitonov@mephi.ru

Поступила в редакцию / Received 18.05.2026

После доработки / Revision 07.08.2026

Принята к публикации / Accepted 10.08.2026