

Об экономической конкурентоспособности малых модульных АЭС с толерантным топливом. Часть 2

Мичурина Дарья Андреевна

магистрант, Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»,
Москва, Россия, mi4urina.daria@yandex.ru

Семенов Евгений Вадимович

старший преподаватель, Национальный исследовательский ядерный университет «МИФИ»,
Москва, Россия, evsmv@bk.ru

Харитонов Владимир Витальевич

доктор физико-математических наук, профессор, Национальный исследовательский
ядерный университет «МИФИ», Москва, Россия, vvkharonov@mephi.ru

Аннотация. Представлен метод аналитического расчета микроэкономических критериев эффективности инвестиций в атомные станции малой мощности (АСММ) с реактором типа PWR в зависимости от инженерно-физических и экономических параметров реактора. Предлагаемый метод удобен для многовариантных предварительных поисков приемлемых критериев конкурентоспособности АСММ. В качестве прототипа реактора рассматривается наземный вариант РИТМ-200Н с периодом непрерывной работы 6 лет (до перегрузки топлива) и использованием толерантного топлива, устойчивого к авариям, состоящего из металлокерамической топливной композиции в оболочке из хромоникелевого сплава 42ХНМ. Приведены результаты расчетов взаимосвязи инженерно-физических параметров реактора, себестоимости электроэнергии и периода окупаемости реактора.

Ключевые слова: атомные станции малой мощности (АСММ), толерантное топливо, ядерная энергетика, реактор РИТМ-200, микроэкономические критерии, приведенная стоимость электроэнергии, период окупаемости, экономическая конкурентоспособность, эффективность инвестиций

Для цитирования: Мичурина Д.А., Семенов Е.В., Харитонов В.В. Об экономической конкурентоспособности малых модульных АЭС с толерантным топливом. Часть 2 // Микроэкономика. 2025. № 5. С. 13–20. DOI: <https://doi.org/10.33917/mic-5.124.2025.13–20>

ECONOMY OF FUEL AND ENERGY COMPLEX

Original article

ABOUT ECONOMIC COMPETITIVENESS OF SMALL MODULAR REACTOR WITH ACCIDENT TOLERANT FUEL. PART 2**Darya A. Michurina**

Master's student, National Research Nuclear University MEPhI, Moscow, Russia, mi4urina.daria@yandex.ru

Evgeny V. Semenov

Senior lecturer, National Research Nuclear University MEPhI, Moscow, Russia, evsmv@bk.ru

Vladimir V. Kharitonov

Doctor of Sciences (Physical and Mathematical), Professor, National Research Nuclear University MEPhI, Moscow, Russia, vvkharitonov@mephi.ru

Abstract. The method of analytical calculation of the microeconomic criteria of investment efficiency into PWR Small Modular Reactor is presented as depending on the engineering, physical and economic parameters of the reactor. This method is convenient for multi-variant preliminary searches of acceptable criteria for SMR competitiveness. As a prototype SMR reactor is being considered RITM-200N with a period of 6 years of continuous work (before fuel overload) and the use of tolerant fuels, accident-resistant, consisting of metal ceramic composition in a chromium-nickel alloy shell (42XHM). The results of calculations of the relationship between engineering and physical parameters of the reactor, electricity costs and the payback period for investments are given.

Keywords: Small Modular Reactor, accident tolerant fuel, nuclear energy, reactor RITM-200, criteria of microeconomic, levelized cost of electricity, payback period, economic competitiveness, Investment efficiency

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

Окончание.

Начало см. в №4 (123)/2025. с. 62–69

Исходные параметры реактора для АСММ**Инженерно-физические параметры реактора АСММ.**

В качестве базового варианта рассмотрим одноблочную АСММ с реактором, прототипом которого служит водо-водяной реактор интегрального типа РИТМ-200Н с установленной электрической мощностью $W=55$ МВт (табл. 1) [20, 21]. Для использования АСММ в удаленных или лишенных сетей районах,

а также в целях гарантированного питания электроэнергией дата-центров или ледоколов и т.п., желательно как можно дольше не останавливать реакторы для перегрузки топлива, например, лет 5–7. В конце этого периода (кампании реактора) целиком меняется вся активная зона, а не частично, как в реакторах ВВЭР каждые полтора — два года. Это означает, что надо кратность перегрузок сделать $n = 1$ [20–23]. Как показано в [22, 23] кратность перегрузок связана с выгоранием топлива B (МВт-сут/кгU), кампанией реактора T (сут) и тепловой напряженностью топлива $q = Q/M_{A3}$ выражением $B = nqT$.

Отсюда следует, что для увеличения кампании реактора требуется увеличение выгорания топлива и его тепловой напряженности, определяемой отношением средней тепловой мощности реактора к массе урана в активной зоне. Тепловая напряженность топлива зависит от его состава, геометрии твэлов и лимитируется запасом до кризиса кипения воды на уровне $q=25-50$ кВт/кгU [22, 23]. В свою очередь, выгорание связано также с обогащением и кратностью перегрузок топлива [22–24]. В обзорной работе МТИ [24, с. 119] для реакторов PWR предложена квадратичная корреляция между обогащением топлива $x < 20\%$ изотопом

^{235}U , выгоранием B (МВт·сут/кгU) и кратностью перегрузок топлива n в виде:

$$x = 0,4120 + 0,1150 \left(\frac{n+1}{2n} B \right) + 0,00023937 \left(\frac{n+1}{2n} B \right)^2 \quad (9)$$

Так при выгорании $B = 90-110$ МВт·сут/кгU, характерном для реакторов РИТМ, и $n=1$ отсюда получаем $x = 12,7-16,0\%$. Более простая по сравнению с (9) формула $x (\%) = 0,0676 \cdot B (1+n)/n$, полученная в [22, 23], дает результаты, совпадающие с расчетом по формуле (9) с погрешностью менее 4,5% при $x < 13\%$. Приведенные соотношения использованы для обоснования принятых инженерно-физических параметров прототипа реактора РИТМ-200Н, приведенных

Таблица 1. Принятые инженерно-физические параметры прототипа реактора РИТМ-200Н

№ п/п	Наименование параметра	Величина параметра
1	Установленная электрическая мощность, W	55 МВт
2	Установленная тепловая мощность, Q_0	190 МВт
3	КПД цикла (брутто), $\eta = W/Q_0$	29%
4	Коэффициент использования установленной мощности, КИУМ	0,8
5	Среднегодовое производство электроэнергии, E	0,385 ТВт·ч/год
6	Среднегодовая тепловая мощность, $Q = Q_0 \text{КИУМ} = W \cdot \text{КИУМ} / \eta$	152 МВт
7	Выгорание топлива (в энергетических единицах), B	104 МВт·сут/кгU
8	Выгорание топлива (в относительных единицах), $B_0 = B/\lambda^*$	10,8%
9	Среднее обогащение топлива, x	15%
10	Среднегодовой расход топлива, $P = 365 \cdot Q/B$	533 кгU/год
11	Среднегодовое производство продуктов деления, $M_{\text{PAO}} = B_0 P = Q/\lambda$	0,158 кг т. м./год
12	Кратность перегрузок, $n = B/qT$	1
13	Кампания реактора (время работы с одной и той же загрузкой топлива до перегрузки), T	6 лет
14	Энергоресурс топлива, $\Xi = QT$	8 ТВтч
15	Расход топлива за кампанию реактора (=масса урана в топливе активной зоны), $PT = M_{\text{A3}}$	3,2 тU
16	Масса ^{235}U в активной зоне, $M_s = xM_{\text{A3}}$	480 кгU
17	Средняя тепловая напряженность топлива, $q = Q/M_{\text{A3}}$	47,5 кВт/кгU
18	Расход природного урана за кампанию реактора, $PT(x-y)/(c-y)^{**}$	93 тU

Примечания:

* $\lambda = E_f/m_f = 0,83 \cdot 10^{14}$ 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.

Источник: оценки авторов по данным [20, 21].

в табл. 1 (эти параметры близки, но не тождественны параметрам реального проекта).

Капитальные затраты (или капитальные вложения, capital expenses — CAPEX) согласно материалам Всемирной ядерной ассоциации¹ включают две составляющие: «мгновенные» капитальные затраты (overnight cost) и дополнительные затраты из-за инфляции и процентной ставки на капитал (interest during construction — IDC) в процессе сооружения. В «мгновенные» капитальные затраты включаются затраты на проектирование, закупки оборудования и строительство (Engineering, Procurement and Construction — EPC), составляющие около 80% для реакторов большой мощности, плюс затраты владельцев (земля, инфраструктура, управление проектом, лицензии, обучение персонала и т.д.) и различные непредвиденные расходы — около 20%. «Мгновенные» капитальные затраты рассчитываются по ценам либо на начало проекта, либо на начало эксплуатации энергоблока. По данным [1, 5] и др. удельные капитальные затраты (K/W , долл./кВт) для реакторов типа PWR большой мощности, строящихся в разных странах, существенно различаются: от 2–4 тыс. долл./кВт (Китай, Корея, Россия) до 5–8 тыс. долл./кВт (США, Франция, Великобритания, Финляндия²). Для реакторов АСММ в силу масштабного фактора можно ожидать удельные капитальные затраты выше. Так, по данным [20] для реакторов РИТМ-200 ожидается $K/W=5,1–6,4$ тыс. долл./кВт (без учета стоимости топлива активной зоны). В настоящей работе этот параметр для АСММ варьируется в диапазоне $K/W=6\pm 2$ тыс. долл./кВт, что дает $K=330\pm 110$ млн долл. при $W=55$ МВт.

¹ WNA. Economics of Nuclear Power. URL: <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power>

² Высокие капитальные затраты в этих странах могут быть связаны с утратой производственных компетенций специалистов отрасли, поскольку более 30 лет там не построено ни одного реактора.

Эксплуатационные расходы (Operating Expenditures — OPEX) Y (долл./год) включают в себя операционные расходы $Y_{O\&M}$ на эксплуатацию и техническое обслуживание, включая физическую защиту, (Operation and Maintenance — O&M) и расходы на топливо (Fuel) Y_F , включая обращение с отработавшим ядерным топливом (ОЯТ). По данным [25, с. 156] для 20 реакторов большой мощности удельные операционные расходы АЭС составляют $Y_{O\&M}/E = 13\pm 6$ долл./МВт·ч, а по данным [15] для реактора типа РИТМ — около 240 руб./МВт·ч. В настоящей работе этот параметр для АСММ варьируется в диапазоне $Y_{O\&M}/E = 10\pm 5$ долл./МВт·ч, то есть $Y_{O\&M} = 3,85 \pm 1,92$ млн долл./год при $E = 0,385$ ТВт·ч/год (табл. 1).

Среднегодовые топливные затраты есть произведение среднегодового расхода топлива $P = 365Q / B = M_{A3} / T$ (кгU/год) на стоимость 1 кг топлива $C_F = C_{TBC} + C_{OЯТ}$ (долл./кгU), включающую стоимость свежей тепловыделяющей сборки C_{TBC} и стоимость обращения с облученным топливом $C_{OЯТ}$, тот есть $Y_F = PC_F$. Удельные топливные затраты, равные топливной составляющей стоимости электроэнергии (долл./МВт·ч), можно представить в виде

$$\frac{Y_F}{E} = \frac{C_{TBC} + C_{OЯТ}}{24\eta B}. \quad (10)$$

Здесь коэффициент 24 в знаменателе учитывает число часов в сутках, так как выгорание имеет размерность МВт·сут/кгU. Стоимость ТВС отражает затраты на покупку природного урана по цене C_U , его конверсию в гексафторид урана по цене C_{UF6} , обогащение урана по цене C_R , фабрикации ТВС по цене C_Φ и определяется выражением [19, 23]:

$$C_{TBC} = (C_U + C_{UF6}) \frac{x-y}{c-y} + C_R \left[V(x) + V(y) \frac{x-c}{c-y} - V(c) \frac{x-y}{c-y} \right] + C_D \frac{x-c}{c-y} + C_\Phi, \quad (11)$$

где C_D — цена утилизации отработанного (обедненного) гексафторида урана (по разным

оценкам от 7 до 30 долл./кгU для хранения или переработки), $V(z) = (1 - 2z) \ln(1/z - 1)$ раз- делительный потенциал; $z = x, y, c$ — массовая концентрация ^{235}U соответственно в топливе (обогащение топлива), в отвале раз- делительного производства (0,2%) и в природном уране (0,711%).

Из выражения (11) следует, что при заданном обогащении топлива (x) и определенных ценах ($C_U, C_{\text{UF}_6}, C_R, C_D, C_\Phi$) себестоимость ТВС зависит только от глубины отвала раз- делительного про- изводства (y), причем существует оптимальная глубина отвала (y_0), при которой себестоимость ТВС минимальна. Величина y_0 зависит только от отношения цен $(C_U + C_{\text{UF}_6} + C_D)/C_R$ [19, 23]. Так, при $(C_U + C_{\text{UF}_6} + C_D)/C_R = 1$ имеем $y_0 = 0,228\%$. По дан- ным АО «Атомэнергопром» [25] за последние 15 лет рыночные котировки на природный уран, конверсию и работу разделения претерпели существенные изменения (табл. 2). Авария на АЭС «Фукусима» в 2011 г. привела к долго- срочному падению рыночных цен, которые достигли минимума в 2017–2018 гг., а к 2024 г.

цены возросли в несколько раз. Из выраже- ния (11) и табл. 2 следует что себестоимость обогащенного урана почти линейно возрас- тает, как и выгорание в (9), с ростом обогаще- ния топлива.

Как показано в [23] стоимости фабрика- ции ТВС и обращения с ОЯТ в меньшей степе- ни определяются рыночными котировками, но зависят от выгорания (обогащения) топлива практически по линейному закону в диапазоне $B = 45\text{--}95$ МВт·сут/кгU:

$$C_\Phi = 165 + 3B; \quad C_{\text{ОЯТ}} = 18,6B. \quad (12)$$

Такая закономерность объясняется ростом затрат в связи с увеличением уровня радиоак- тивности обогащенного урана и, особенно- сти, ОЯТ с повышенным содержанием продук- тов деления при высоком выгорании. Напри- мер, при увеличении выгорания топлива с 90 до 110 МВт·сут/кгU стоимость фабрикации ТВС возрастает с 435 до 495 долл./кгU, а стоимость обращения с ОЯТ в открытом цикле — с 1674 до 2046 долл./кгU. Если принять эти данные,

Таблица 2. Историческая динамика рыночных цен на природный уран, конверсию и обогащение урана, и расчетные компоненты топливной составляющей стоимости электроэнергии при этих ценах и обогащениях 4,95 и 15%

№ п/п	Параметр	Годы	2011	2018	2024
1	Цена окиси-закиси урана C_U , долл./кгU		148	65	223
2	Цена конверсии C_{UF_6} , долл./кгU		11	10	68
3	Цена гексафторида урана $C_U + C_{\text{UF}_6}$, долл./кгU		159	75	291
4	Цена работы разделения C_R , долл./ЕРР		149	36	174
5	Оптимальная глубина отвала* y_0 , %		0,22	0,15	0,28
6	Себестоимость обогащенного урана C_x при $x=4,95\%$, долл./кгU		2 772	1 002	4 432
7	Себестоимость обогащенного урана C_x при $x=15\%$, долл./кгU		9 531	3 331	14 910
8	Себестоимость ТВС при $x=15\%$, долл./кгU		10 008	3 808	15 387
9	Стоимость обращения с ОЯТ при $x=15\%$, долл./кгU		1937	1937	1937
10	Топливная составляющая стоимости электроэнергии Y_F/E , долл./МВт·ч		14	8	24

Примечание: *при $CD = 0$

Источник: составлено авторами на основе данных [23, 26], расчет по формулам (10–12).

Таблица 3. Принятые в расчетах затраты на всех этапах жизненного цикла проекта АСММ с реактором типа РИТМ-200Н

Вариант затрат (№ кривой на рис. 2 и рис. 3)	Капитальные затраты K , млн долл.	Операционные затраты $Y_{O\&M}$, млн долл./год	Топливные затраты* Y_F , млн долл./год	Де-комиссионные затраты D , млн долл.
1	440	5,8	9,2	220
2	330	3,8	9,2	165
3	220	1,9	9,2	110

Примечание: * Расчет при ценах 2024 г. из табл. 2.

то топливная составляющая стоимости электроэнергии АСММ при обогащении топлива 15% составит 8–24 долл./МВт·ч в зависимости от рыночных цен на природный уран, конверсию и обогащение (табл. 2).

Оценки де-комиссионных затрат не только АСММ, но и реакторов большой мощности, отличаются большой неопределенностью [6, 7, 10]. С учетом малого вклада де-комиссионных затрат в LCOE вследствие дисконтирования отдаленных денежных потоков принимаем для определенности $D = 0,5K$ и $T_D = 25$ лет (рис. 1 в первой части статьи). Де-комиссионные затраты часто называют отчислениями в резерв на финансирование расходов по выводу установки из эксплуатации (δD в выражении (6)).

Критерии конкурентоспособности АСММ

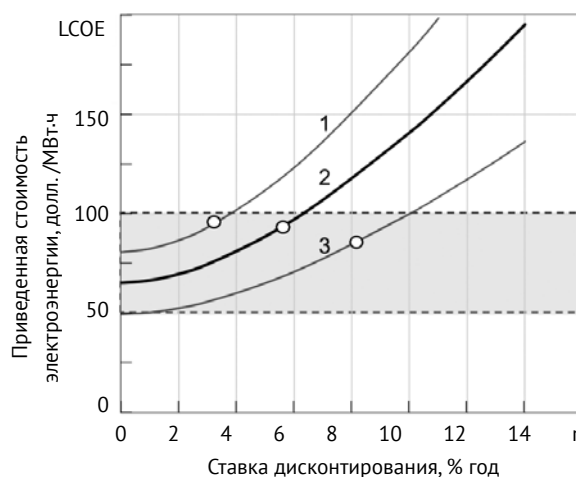
Приведенная стоимость электроэнергии АСММ. Выше отмечено, что в работе рассматриваются три варианта затрат на всех этапах жизненного цикла: высокие затраты (вариант 1 в табл. 3), умеренные — (2) и низкие — (3).

Для всех вариантов затрат величина LCOE увеличивается с ростом ставки дисконтирования (рис. 2) от минимальных значений 50–81 долл./МВт·ч, соответствующих $r=0$. Важно отметить, что допустимая ставка дисконтирования, при которой проект прибыльный, ограничена сверху величиной внутренней нормы доходности IRR, максимально возможное значение которой есть $IRR_0 = (EC - Y)/K$, равное 3,1 (вариант 1), 4,8 (вариант 2) и 8,1%/год (вариант 3) при выбранной отпускной цене электроэнергии

$C=75$ долл./МВт·ч. Эти значения отмечены точками на кривых рис. 2. Чем ниже цена электроэнергии на рынке, тем меньше IRR_0 . Как видно, прибыльность проекта АСММ возможна только при низких ставках дисконтирования. Отметим, что в ряде публикаций при анализе LCOE не учитывают ограничения ставки дисконтирования величиной IRR.

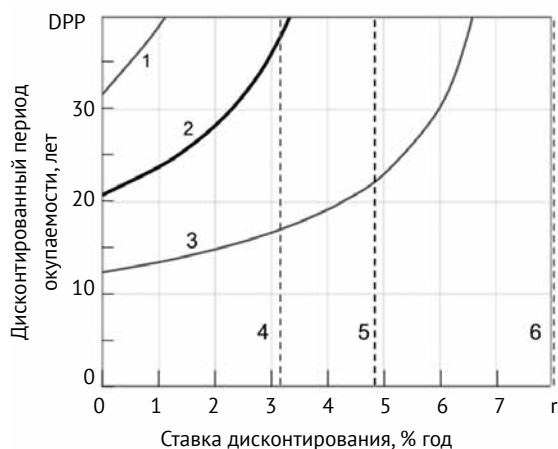
Дисконтированный период окупаемости проекта АСММ как функция ставки дисконти-

Рисунок 2. Зависимость приведенной стоимости электроэнергии (LCOE, долл./МВт·ч) АСММ с реактором типа РИТМ-200Н от ставки дисконтирования (r , %/год) при параметрах из табл. 1–3



Примечание: Закрашенная область — зона конкурентоспособности АСММ на рынке электроэнергии (50–100 долл./МВт·ч). Точками отмечены предельные значения ставки дисконтирования, равные максимальной величине внутренней нормы доходности проекта $IRR_0 = 3,1\%$ /год, 4,8 и 8,1%/год соответственно для кривых 1, 2 и 3. При более высоких ставках дисконтирования (и LCOE) проект убыточен.

Рисунок 3. Зависимость дисконтированного периода окупаемости (DPP, лет), отсчитываемого от начала эксплуатации АСММ (с реактором типа РИТМ-200Н с параметрами из табл. 1–3), от ставки дисконтирования (r , %/год). Расчет по формуле (5) при отпускной цене электроэнергии $C=75$ долл./МВт·ч



Примечание: Вертикальными штриховыми линиями отмечены значения максимальной внутренней нормы доходности $IRR_0=3,1\%$ /год (4); 4,8 (5) и 8,1%/год (6).

рования (рис. 3) в явном виде отражает ее ограничивающее влияние: в окрестности $r < IRR$ период окупаемости резко увеличивается, приближаясь по величине к периоду эксплуатации энергоблока. При отсутствии дисконтирования денежных потоков ($r = 0$) минимальные значения периода окупаемости составили 12, 21 и 32 года для вариантов затрат соответственно 1, 2 и 3 (рис. 3).

Заключение

В работе представлена аналитическая методика расчета микроэкономических критериев эффективности инвестиций в АСММ с реакторами типа PWR в зависимости от инженерно-физических и экономических параметров реакторов, удобную для многовариантных предварительных поисков приемлемых критериев конкурентоспособности АСММ. В качестве прототипа реактора для конкретных оценок выбран отечественный проект РИТМ-200Н, для которого аналитически оценены все необходимые для расчетов инженерно-физические параме-

тры. В силу неопределенности исходных экономических характеристик реакторов для АСММ рассмотрено три варианта затрат на всех этапах жизненного цикла: высокие затраты, умеренные и низкие. На основании разработанной авторами методики аналитической оценки критериев эффективности инвестиций рассчитаны для трех вариантов затрат приведенная стоимость электроэнергии LCOE, дисконтированный период окупаемости проекта и внутренняя норма доходности, ограничивающая сверху ставку дисконтирования.

Показано, что прибыльность проекта АСММ возможна только при низких ставках дисконтирования, не превышающих 8%/год даже для варианта с низкими затратами. Минимальная величина LCOE составляет 50–81 долл./МВт·ч, а минимальный период окупаемости 12–32 года. С ростом ставки дисконтирования эти величины быстро увеличиваются. Полученные численные результаты свидетельствуют о возможностях предлагаемой аналитической методики получать достоверные результаты по мере поступления более определенных данных об экономических параметрах АСММ в зависимости от области их применения.

Литература

[1–19] см. в №4 (123)/2025. с. 67–69

20. Петрунин В.В. Реакторные установки для атомных станций малой мощности. Вестник РАН. 2021. Т. 91. №6. С. 528–540.

21. Петрунин В.В. и др. Научно-технические аспекты создания инновационной реакторной установки РИТМ-200Н для АСММ. Атомная энергия. 2023. Т. 134. Вып. 1–2. С. 3–10. URL: <https://www.j-atomicenergy.ru/index.php/ae/article/view/5265>

22. Семенов Е.В., Харитонов В.В. Аналитическое построение сеточных диаграмм для выгорания ядерного топлива различного состава в водоохлаждаемых реакторах. ВАНТ, Сер. Физика ядерных реакторов. 2024. Вып. 1. С. 51–57.

23. Семенов Е.В., Харитонов В.В. Аналитическая зависимость глубины выгора-

ния от обогащения перспективного топлива и параметров топливной кампании реакторов. Известия вузов. Ядерная энергетика. 2023. №3. С. 94–105.

24. Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, 2003. 180 p. URL: <https://web.mit.edu/nuclearpower/pdf/nuclearpower-full.pdf>

25. Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management. NEA No. 7195. OECD 2015. 248 p. URL: <https://oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/7195-nn-build-2015.pdf>

26. АО «Атомэнергпром». Годовой отчет, 2024. 235 с. URL: <https://atomenergoprom.ru/upload/iblock/9de/>

References

[1–19] see in No. 4 (123)/2025. p. 67–69

20. *Petrinin V. V.* Reactors for small nuclear power plants. *Vestnik RAS*. 2021;91 (6):528–540.

21. *Petrinin V. V.* et al. Scientific and technical aspects of reactor RITM-200N creation for small nuclear power plants. *Atomic Energy*. 2023;134

(1-2):3–10. URL: <https://www.j-atomicenergy.ru/index.php/ae/article/view/5265>

22. *Semenov E. V., Kharitonov V. V.* Analytical Construction of Grid Diagrams for Burnup of Nuclear Fuel of Different Compositions in Water-Cooled Reactors. *VANT, Ser. Physics of nuclear reactors*. 2024;1: 51–57.

23. *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

24. Future of Nuclear Power. An Interdisciplinary MIT Study. Massachusetts Institute of Technology, 2003. 180 p. URL: <https://web.mit.edu/nuclearpower/pdf/nuclearpower-full.pdf>

25. Nuclear New Build: Insights into Financing and Project Management. NEA No. 7195. OECD 2015. 248 p. URL: <https://oecd-nea.org/upload/docs/application/pdf/2019-12/7195-nn-build-2015.pdf>

26. JSC Atomenergoprom. Annual Report, 2024. 235 p. URL: <https://atomenergoprom.ru/upload/iblock/9de/>

Вклад авторов: авторы сделали эквивалентный вклад в подготовку статьи.

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию: 04.07.2025;

одобрена после рецензирования 09.08.2025;

принята к публикации 13.08.2025.

Contribution of the authors: the authors

contributed equally to this article.

The authors declare no conflicts of interest.

The article was submitted 04.07.2025;

approved after reviewing 09.08.2025;

accepted for publication 13.08.2025.