

DOI: 10.26794/2587-5671-2026-30-5-123-134

УДК 336.645.1(045)

JEL G31, H43, H54

Возможности совмещения финансовых и нефинансовых мер поддержки инвестиционных проектов: пример энергетической отрасли

Д. В. Тихомиров

Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации, Москва, Российская Федерация

АННОТАЦИЯ

Объектом исследования являются инвестиционные проекты в энергетической отрасли России, реализуемые с применением механизма договора о предоставлении мощности. Этот механизм предполагает конкурентный отбор мощности для модернизации и известен как ДПМ (КОММод). **Предмет** исследования — применение мер государственной поддержки инвестиционных проектов энергетической отрасли, возможность и целесообразность совмещения механизма договора о предоставлении мощности с финансовыми мерами поддержки, в частности, механизмом Фабрики проектного финансирования. Исследование актуально, потому что энергетика играет ключевую роль в экономике и социальной жизни. Эта отрасль обладает финансово-экономическими особенностями, среди которых: крайне высокая капиталоемкость и длительные сроки окупаемости, умеренные показатели доходности, высокий износ мощностей ряда компаний и/или необходимость увеличения мощностей; высокая стоимость заемного финансирования, которая может выступать стоп-фактором при реализации инвестиционных проектов, а также активное формирование различных мер государственной поддержки инвестиционной активности, требующих гармонизации, согласования при применении и дальнейшего совершенствования. **Цель** исследования заключается в оценке целесообразности и достаточности мер государственной поддержки инвестиционных проектов в выбранном секторе энергетической отрасли. В статье использованы **методы** инвестиционной оценки, финансового анализа и синтеза для обзора экономики отрасли и показателей избранных компаний. Приведен анализ влияния мер поддержки на различные аспекты и риски инвестиционного проекта. На основе сравнительного анализа и методологии инвестиционной оценки выявлены различия в плановой доходности проектов, реализуемых с использованием механизма ДПМ, и фактической доходностью инвестора (внутренней нормой доходности проекта и акционера). По результатам исследования и обобщения материала сделан **вывод** о целесообразности совмещения указанных мер поддержки в энергетической отрасли, необходимости учета выявленных особенностей проектов, реализуемых на основе механизма ДПМ (КОММод), и особенностей самого механизма при определении доходности проектов для акционеров. Сформулированы дополнительные задачи для проработки со стороны инициаторов проектов, аналитиков-практиков и научного сообщества. **Ключевые слова:** инвестиции; капитальные вложения; инвестиционный проект; энергетика; инвестиционная привлекательность; окупаемость инвестиций; проектное финансирование; государственная поддержка

Для цитирования: Тихомиров Д. В. Возможности совмещения финансовых и нефинансовых мер поддержки инвестиционных проектов: пример энергетической отрасли. *Финансы: теория и практика*. 2026;30(5):123-134. DOI: 10.26794/2587-5671-2026-30-5-123-134

ORIGINAL PAPER

Possibilities of Combining Financial and Non-Financial State Support Measures for Investment Projects: Power Energy Sector Case

D.V. Tikhomirov

Financial University under the Government of the Russian Federation, Moscow, Russian Federation

ABSTRACT

The **object** of the study relates to investment projects in the power energy sector of Russia, implemented using a special mechanism of the *contract for the provision of capacity*, known as DPM KOMMOD in project implementation practice. The **subject** of the study is the application of measures of state support for investment projects in the power energy sector, specifically with regard to the possibility and reasonableness of combining the mechanism of the contract for the provision of capacity with financial support measures, such as Factory of Project Finance in Russia. The **relevance** of the study is caused by the role played by the power energy sector in the economic and social life of society. The financial and economic features

© Тихомиров Д. В., 2026

of the industry include extremely high capital intensity, long payback periods, moderate profitability indicators, and high depreciation of the capacities of some companies, as well as the need for increased capacity in the future. Additionally, there is a high cost of debt financing, which act as a barrier to implementation of investment projects. Also, there are active measures of state support for investment activity that require harmonization and coherence in application and further improvement. The **purpose** of the study is to assess the feasibility and sufficiency of measures of state support for investment projects in the selected sector of the power energy industry. This article uses the **methods** of investment appraisal and financial analysis. The methods of analysis and synthesis are used to review the industry drivers and the indicators of selected companies. An analysis of the separate impact of support measures on various aspects and risks of an investment project is also given. Based on the comparative analysis and investment appraisal methodology, we have identified differences between the planned and total profitability of investment projects implemented using the DPM KOMMOD mechanism and properly determined planned, as well as actual internal rates of return for the *investor*. Based on the results of the study, we have made a **conclusion** on the reasonableness of combining the specified support measures in the energy sector, and the need to take into account the identified characteristics of projects implemented on the basis of the DPM KOMMOD mechanism as well as the features of the mechanism itself, when determining the profitability of these projects for shareholders. Additional tasks are formulated for investigation and implementation by the project initiators, practicing analysts in the field and the scientific community.

Keywords: investments; capital expenditures; investment project; power energy sector; investment attractiveness; return on investment; project finance; state support

For citation: Tikhomirov D.V. Possibilities of combining financial and non-financial state support measures for investment projects: Power energy sector case. *Finance: Theory and Practice*. 2026;30(5):123-134. DOI: 10.26794/2587-5671-2026-30-5-123-134

ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая отрасль в силу совокупности факторов, среди которых капиталоемкость, длительные сроки окупаемости, недостаточная доходность ряда сегментов деятельности, значительная инфраструктурная нагрузка и иные — нуждается в той или иной государственной поддержке при реализации инвестиционных проектов.

Сегодня эта отрасль — мировой лидер по общему объему инвестиций в проектное финансировании. Так, согласно отчету Global Project Finance Review за 2024 г. от LSEG Deals Intelligence¹, общий объем предоставленных в мире кредитов для всех отраслей с применением инструментария проектного финансирования за 2024 г. составил порядка 417,4 млрд долл. США. Больше всего кредитов было предоставлено на энергетические проекты. Их сумма составила 207,0 млрд долл. (49,6%). Для сравнения, за 2023 г. было предоставлено всего 364,5 млрд долл. кредитов, из которых 159,2 млрд долл. — на проекты в энергетической отрасли (43,7%). Многие проекты и в мире, и в России не могли бы быть реализованы без той или иной поддержки со стороны государства.

В России одним из основных механизмов реализации инвестиционных программ и проектов в отрасли энергетики является договор о предоставлении мощности (ДПМ). Он применяется уже более 10 лет и позволяет стимулировать инвестиции в строительство и модернизацию генерирующих мощностей,

повышать показатели окупаемости инвестиций со стороны инициаторов проектов.

В то же время указанные особенности отрасли и данного механизма, позволяющего снизить только часть рисков (по существу — рыночный риск), выявили недостаточность поддержки по ряду крупных российских проектов, а в условиях высоких ставок заимствования — значительные ограничения на привлечение внешнего финансирования для реализации инвестиционных проектов.

В течение 2023–2024 гг. на уровне федеральных органов исполнительной власти прорабатывался вопрос возможности совмещения ДПМ с иной отечественной мерой поддержки инвестиционных проектов — Фабрикой проектного финансирования, совместно разработанной Минэкономразвития России, Минфином России, государственной корпорацией развития ВЭБ.РФ с участием крупнейших банков и иных участников рынка проектного финансирования. По результатам анализа проектов и необходимости обновления мощностей отрасли в 2023 г. был выработан компромиссный вариант о возможности совмещения механизмов с определенными ограничениями, внесены изменения в программу работы Фабрики проектного финансирования.

Целью настоящей статьи является оценка целесообразности и достаточности мер государственной поддержки инвестиционных проектов в энергетической отрасли — в частности, совмещения механизма ДПМ с финансовой поддержкой в рамках Фабрики проектного финансирования. В связи с этим предполагается решение ряда задач: обзор ключевых показателей рентабельности мировой и российской энергетической отрасли в целом и отдельных компаний, анализ механизма ДПМ с позиции обеспе-

¹ Отчет Global Project Finance Review. 2024 LSEG data and analytics, p. 3. До 2024 г. аналогичные отчеты регулярно публиковались и известны практикующим специалистам от имени Thomson Reuters / Refinitiv.

чения необходимого уровня инвестиционной привлекательности, применение риск-ориентированного подхода к оценке инвестиционных проектов, формирование основанных на конкретных данных и условных типовых примерах выводов и предложений. Акцент делается на окупаемость и доходность проекта как в целом, так и для его инициатора, особенности инвестиционно-финансовой оценки проектов и необходимости поддержки. В статье не рассматриваются вопросы эффективности мер государственного стимулирования и поддержки за счет использования механизма ДПМ, инструментария Фабрики проектного финансирования, иных мер и их комбинаций, подходов к выбору конкретных приоритетных инвестиционных проектов. Необходимо оговориться, что в настоящее время в Российской Федерации разработано несколько механизмов ДПМ, акцент в статье делается на варианте ДПМ 2.0 (ДПМ² или КОММод — конкурентный отбор проектов модернизации, конкурентный отбор мощности на модернизацию) — программе модернизации мощностей для газовой и угольной генерации, тепловых станций (ТЭЦ и ГРЭС).

ОБЗОР ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ (МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ)

Для решения поставленных задач исследования использованы требования современного законодательства в Российской Федерации и иных регулирующих документов и постановлений в области инвестиций в энергетическую отрасль и мер государственной поддержки в части финансирования инвестиций, научные статьи отечественных исследователей, данные зарубежных аналитических агентств, а также конкретных публичных компаний и инвестиционных проектов энергетической отрасли. В целях конфиденциальности данные по проектам обезличены, приведены условные значения, демонстрирующие общие зависимости, не искажающие общие результаты и выводы.

В части **регулирования** механизма ДПМ и инструментария Фабрики проектного финансирования необходимо выделить ряд постановлений Правительства Российской Федерации, в том числе:

- Постановление Правительства Российской Федерации от 29.12.2011 № 1178 «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», приложение № 5 (3) к Основам ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, регламентирующее расчет коммерческим оператором регулируемых цен (тарифов) на мощность в отношении генерирующих объектов в неценовых зонах ОРЭМ;

- Постановление Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности» (в ред. от 07.04.2025), регламентирующее формулы возврата капитальных вложений [пункты 170(1)–170(4)];

- иные постановления и распоряжения Правительства за 2018–2025 гг., регулирующие отбор генерирующих объектов или проектов и подходы к повышению доходности их функционирования или реализации;

- Постановление Правительства Российской Федерации от 15.02.2018 № 158 «О программе “Фабрика проектного финансирования”» (с изменениями и дополнениями по 04.10.2024);

- дополнительные нормативные документы, к которым автор обращается далее в тексте статьи.

Информационной базой для **обзора экономики отрасли** в условиях отсутствия доступа к информационно-аналитическим системам Блумберг, Томсон Рейтерс и т.п. послужила детальная аналитика в разрезе отраслей, регионов и перечней используемых компаний профессора А. Дамодарана, исследования и обзоры отрасли компании Керт. Для уточнения и актуализации данных по отрасли проведено и представлен анализ избранных компаний (по секторам отрасли, в которых возможно применение механизма ДПМ) на основе публично доступной финансовой отчетности российских компаний и данных по их капитализации. В частности, приведены актуальные данные компаний ПАО «Ругодро», «ПАО Интер РАО ЕЭС», ПАО «Юнипро», ПАО «ЭЛС-Энерго», ПАО «ТГК-2», ПАО «Сахалинэнерго», ПАО «ТГК-14», ПАО «Магаданэнерго», ПАО «Курганская генерирующая компания» и др.

Текущее состояние, перспективы развития отрасли, а также тренды финансирования проектов энергетики в целом преимущественно обсуждаются на практических площадках и в обзорах агентств и консультантов, но периодически являются и предметом рассмотрения отдельных монографий [1–3], научных статей российских [4–8] и зарубежных [9, 10] авторов. В части стимулирования и государственной поддержки проектов, анализа мирового и российского опыта современные авторы больше всего уделяют внимание инвестициям в возобновляемую энергетику, в том числе гидроэнергетику [11–14]. Это вполне объяснимо, принимая во внимание как зарубежные тренды последних десятилетий, так и российское регулирование и существовавшие с 2010-х гг. меры поддержки посредством механизма

ДПМ именно для проектов возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Усиление роли государства в течение последнего десятилетия в стимулировании инвестиционной активности привело к необходимости рефлексии исследователей. Обзору различных мер господдержки инвестиций и инвестиционных проектов посвящен ряд научных статей, в том числе автора [15–18 и др.]. В предыдущих статьях автором предпринимались попытки формирования и формулировки критериев поддержки, однако это было реализовано с общеметодологической точки зрения, без привязки к конкретной отрасли или набору механизмов. Непосредственно исследованию особенностей механизма ДПМ (в частности, КОММод), анализу трендов и критике практики применения механизма посвящены статьи ряда отечественных авторов [19–21], которые несут несомненную пользу в контексте целей и задач настоящей статьи. Несмотря на рост внимания к инструментам государственной поддержки инвестиционных проектов в научной и практической литературе, исследования в части возможности совмещения мер с теоретико-методологической и практической позиций сегодня практически отсутствуют.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Экономика энергетической отрасли в мире и в России.

Показатели рентабельности и инвестиционной активности компаний

В условиях отсутствия доступа к информационно-аналитическим системам Блумберг и Томсон Рейтерс источником для анализа рентабельности, инвестиционной активности и иным показателям энергетической отрасли в мире может служить детальная аналитика в разрезе отраслей, регионов и перечней используемых компаний профессора А. Дамодарана².

Так, рентабельность по EBITDA компаний энергетической отрасли в мире и в различных регионах, по данным 2024 г., выглядит достаточно высокой относительно выборки компаний всех отраслей. Например, рентабельность по EBITDA компаний глобальной выборки (42 750 компаний) и выборки по развивающимся рынкам (23 970 компаний) составляет, соответственно, 22,4 и 20,6%. В то же время рентабельность компаний всех отраслей, кроме финансовой, составила порядка 12–14%. Очевидно, что рентабельность по EBITDA компаний энергетического сектора может быть недостаточно репрезентативным показателем для сравнения с учетом их высокой капиталоемкости. Действительно, при сравнении

рентабельности по операционной прибыли / EBIT значения различаются в меньшей степени. Однако в целом рентабельность по операционной прибыли компаний энергетической отрасли также выше выборки всех компаний по всем регионам группировки. В данном контексте важно отметить следующее: несмотря на приемлемую рентабельность, денежные потоки компаний энергетической отрасли могут быть недостаточными для долгосрочного устойчивого развития по ряду причин, среди основных — необходимость значительных капитальных вложений.

В табл. 1 представлены данные о капитальных затратах компаний энергетической отрасли в сравнении с данными по всем отраслям, за исключением финансовой. Целесообразно рассмотреть капитальные затраты в абсолютном выражении, а также их отношение к выручке и операционной прибыли после налога на прибыль (NOPAT).

Как видно из сводной информации, представленной в табл. 1, в течение всего пятилетнего периода 2020–2024 гг. наблюдается рост капитальных затрат в энергетической отрасли в абсолютном выражении (с 297,2 до 386,1 млрд долл.). Среднегодовой темп роста (CAGR) капитальных затрат в отрасли составил 6,8%. При этом заметно некоторое отставание от иных отраслей: по выборке компаний всех отраслей за исключением компаний финансового сектора среднегодовой темп роста капитальных затрат за аналогичный период составил 8%.

При этом на протяжении всего периода наблюдается рост относительных показателей капитальных затрат к выручке и к операционной прибыли как по энергетической отрасли (рост с 8,6 до 11,3% и с 79,4 до 102,8% соответственно), так и по выборке всех отраслей.

На основе данных сводной аналитики можно выделить особенности показателей отрасли в части капитальных затрат:

- отрасль энергетики занимает первое место по объему затрат в абсолютном выражении, далее следуют компании нефтегазовой и телекоммуникационной отраслей;
- отношение капитальных затрат к выручке в течение всего анализируемого периода (6,9–11,3%) практически в три раза превышало аналогичный показатель по всем отраслям (2,8–4,1%);
- отношение капитальных затрат к операционной прибыли компаний в энергетической отрасли также значительно (в целом, двукратно) превышает аналогичный показатель всех отраслей (79,4–102,8% против 42,4–53%);
- в 2024 г. капитальные затраты мировой энергетической отрасли впервые превысили в общей сумме операционную прибыль после налога

² URL: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>, разделы Current или Archived Data (дата обращения: 23.10.2025).

Таблица 1 / Table 1

Капитальные затраты компаний энергетической отрасли за 2020–2024 гг. (в млн долл. США или в % к доходам) / Capital Expenditures of Energy Industry Companies For 2020–2024 (in Millions of US dollars or as a Percentage of Revenue)

Показатель / Indicator	Количество компаний в 2024 г. / Number of companies in 2024	2020	2021	2022	2023	2024
Энергетическая отрасль						
Капитальные затраты, итого	492	297 217	318 959	305 842	348 102	386 053
Место отрасли по объему капитальных затрат		№ 1	№ 1	№ 1	№ 1	№ 1
Отношение капитальных затрат к выручке		8,6%	8,7%	6,9%	9,8%	11,3%
Отношение капитальных затрат к NOPAT		79,4%	98,5%	—	91,6%	102,8%
Все компании (без финансового сектора)						
Капитальные затраты, итого	42 750	3 178 230	3 353 480	3 433 693	3 843 051	4 316 719
Отношение капитальных затрат к выручке		2,8%	3,5%	3,6%	3,5%	4,1%
Капитальные затраты к NOPAT		44,0%	42,4%	43,8%	44,3%	53,0%

Источник / Source: разработано автором на основе аналитических данных сайта А. Дамодарана / Developed by the Author Based on Data From the Website of A. Damodaran.

на прибыль — соотношение капитальных затрат к NOPAT составило 102,8%.

В части наличия российских компаний в данных выборках необходимо отметить следующее. По актуальным данным аналитики А. Дамодарана, российские компании отсутствуют в общих списках компаний, что следует из перечня 42 750 компаний всех отраслей на начало 2025 г. Причина, видимо, в анти-российских санкциях недружественных государств, закрытии котировок и т.п. В то же время в распоряжении автора имеется перечень компаний в разрезе стран, которые были включены на начало 2020 г. Так, в 2020 г. в общую выборку 538 энергетических компаний мировой отрасли было включено 53 российских компании. Среди наиболее крупных можно выделить ПАО «Мосэнерго», ПАО «Россети Ленэнерго», ПАО «Интер РАО ЕЭС», ПАО «Русгидро», ПАО «Энел Россия», ПАО «Квадра», Группа «Россети» и др.

Для анализа показателей российских компаний было использовано исследование компании Керт «Энергетический сектор: Обзор мультипликаторов компаний в России и за рубежом» от декабря 2024 г.³, включающее классификацию всех компаний отрасли

по пяти секторам: электросетевые компании, гидро-генерация, газовая генерация, угольная генерация, энергосбытовые компании. Проведен собственный анализ-верификация показателей крупнейших российских компаний секторов газовой генерации и угольной генерации (по аналогичному перечню компаний согласно указанному отчету консультанта Керт с уточнением значений мультипликаторов, рентабельности и добавлением информации о соотношении капитальных затрат к выручке) на основе данных публикуемой финансовой отчетности и рыночной капитализации. Результаты уточненных расчетов представлены в табл. 2.

Как видно из табл. 2, EBITDA рентабельность большей части компаний находится на уровне указанных ранее среднемировых показателей или превышает их. Мультипликаторы стоимости бизнеса к EBITDA ниже общемировых уровней (по данным указанного отчета Керт — от 9,8 по 14,5), что не просто свидетельствует о возможной недооценке российских компаний, но и является негативным фактором для инвестиций с коммерческой точки зрения (как инвестиций в объекты капитального строительства, так и инвесторов в капитал данных компаний). Тем не менее соотношение капитальных затрат к выручке половины указанных компаний значительно выше среднемировых значений отрасли.

³ URL: <https://kert.ru/news/energeticheskiy-sektor-obzor-multiplikatorov-kompaniy-v-rossii-i-v-mire/> (дата обращения: 05.06.2025).

Таблица 2 / Table 2

Избранные финансовые и оценочные показатели российских энергетических компаний, 2022–2024 гг. / Selected Financial and Evaluation Indicators for Russian Energy Companies, 2022–2024

№	Компания / Company	EBITDA margin			EV / EBITDA			Capex / Выручка / Revenue		
		2022	2023	2024	2022	2023	2024	2022	2023	2024
Гидрогенерация										
1	Группа «РусГидро»	21,9%	25,8%	26,0%	5,9	5,0	4,9	26,8%	37,8%	34,4%
2	ПАО «Якутскэнерго»	20,9%	18,3%	–29,2%	6,6	7,4	н.п.	23,5%	32,0%	29,8%
Газовая генерация										
1	ПАО «Интер РАО ЕЭС»	14,5%	13,4%	11,2%	н.п.	н.п.	н.п.	4,3%	4,9%	7,4%
2	ПАО «Юнипро»	39,6%	37,3%	38,3%	1,3	1,7	0,4	5,6%	12,0%	10,3%
3	ПАО «ЭЛС-Энерго»	18,6%	19,9%	19,7%	5,2	4,3	3,2	15,5%	15,5%	9,9%
4	ПАО «ТГК-2»	8,2%	5,9%	10,3%	5,0	5,7	3,7	2,2%	2,8%	3,5%
5	ПАО «Сахалинэнерго»	28,8%	38,7%	51,3%	2,0	2,4	2,1	40,0%	69,7%	66,2%
Угольная генерация										
1	ПАО «ТГК-14»	13,4%	16,9%	19,7%	2,4	6,3	4,1	7,7%	10,1%	19,3%
2	ПАО «Магаданэнерго»	14,3%	12,8%	4,8%	4,3	5,9	17,6	20,4%	15,4%	32,7%
3	ПАО «Курганская генерирующая компания»	11,2%	14,7%	14,2%	6,4	6,0	5,1	9,7%	9,5%	7,5%

Источник / Source: составлено автором на основе подходов Kept, годовой отчетности компаний по МСФО, интернет-ресурсов cbonds.com и smart-lab.ru / Compiled by the author based on the annual IFRS financial statement of the selected companies (дата обращения: 10.07.2025) / (accessed on 10.07.2025). Для ПАО «ТГК-2» использован показатель «EBITDA (операционная) от продолжающейся деятельности».

Механизм договора о предоставлении мощности: общие понятия

Как было указано выше, основным инструментом стимулирования инвестиций в строительство и модернизацию генерирующих мощностей в электроэнергетике в 2010–2020-х гг. служит механизм ДПМ — договор о предоставлении мощности или договор купли-продажи мощности.

Суть механизма заключается в гарантировании инвестору доходности на вложенный капитал в течение установленного ДПМ срока (как правило, 15 лет) через получение платы за мощность от потребителей (аналог тарифа, который все потребители обязаны платить). Инвестор обязуется построить либо модернизировать станцию в рамках заявленных параметров в оговоренные сроки, при этом затраты сверх бюджета не возвращаются, не компенсируются и снижают доходность инвестора, невыполнение сроков ввода ведет к существенным штрафам. Также необходимо отметить, что, помимо стимулирования инвестиций, ДПМ является важным драйвером энергетического машиностроения, поскольку в механизм заложено требование локализации производства. Необходимо учитывать, что ДПМ предполагает именно регуляторную поддержку, но не предоставление

бюджетных федеральных или региональных средств, доходная часть полностью обеспечивается платежками от потребителей электроэнергетики.

В российском законодательстве и практике отрасли существует несколько видов ДПМ. Как было указано во введении, в статье рассматривается вариант механизма ДПМ 2.0 (ДПМ' или КОММод) — программа модернизации мощностей для газовой и угольной генерации, тепловых станций (ТЭЦ и ГРЭС).

Наиболее распространенными из иных вариантов механизма ДПМ являются:

- ДПМ ВИЭ-1 и ДПМ ВИЭ-2 (с 2025 г.) — строительство новых солнечных и ветряных станций, малых ГЭС и др., характеризующихся иной экономикой инвестиционных проектов, иными рисками и перспективами, не рассматриваемыми в данной статье;
- ДПМ 1.0 — программа строительства новых мощностей, действовала с 2010 г., на текущий момент завершена;
- ДПМ ДФО — программа, нацеленная на строительство и модернизацию ряда тепловых станций в Дальневосточном федеральном округе по решениям правительства Российской Федерации;

Таблица 3 / Table 3

**Фактические значения доходности по ДПМ (публикуются коммерческим оператором) /
The Actual Values of the Profitability of DPM, as Published by the Commercial Operator**

Год / Year	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Среднее значение / Mean Value
Доходность (НД _і)	13,5%	13,0%	11,7%	12,6%/12,8%	15,4%	17,0%	13,9%

Источник / Source: составлено автором на основе общедоступной информации / Compiled by the author based on publicly available information.

• в настоящее время обсуждаются варианты поддержки ввода новых мощностей, которые запланированы до 2050 г. (итого порядка 26 ГВт), одним из возможных механизмов может быть модификация ДПМ.

Возврат капитальных затрат в рамках рассматриваемого варианта ДПМ (КОММод) осуществляется в течение 15 лет (со второго года ввода проекта) с доходностью, пересчитываемой каждый год по следующей формуле:

$$НД_i = (1 + НД_6) \times \frac{1 + ДГО_{i-1}}{1 + ДГО_6} - 1,$$

где НД_і — норма доходности инвестированного капитала по ДПМ; НД₆ — базовый уровень нормы доходности инвестированного капитала в размере порядка 14%; ДГО₆ — базовый уровень доходности долгосрочных государственных обязательств (ДГО) в размере 8,5%; ДГО_{і-1} — средняя доходность ДГО, определяемая коммерческим оператором по фактическим данным за предыдущий год.

Фактические значения доходности по ДПМ (публикуются коммерческим оператором) представлены в табл. 3.

Указанные ставки доходности демонстрируют рост и выглядят приемлемыми в сравнении со ставками ОФЗ, однако важно отметить, что указанная доходность может не быть прямым эквивалентом фактической внутренней нормы доходности (IRR или аналогов) для всего проекта или акционеров и может не обеспечить требуемую инвестиционную привлекательность, что, в свою очередь, может требовать иных мер снижения рисков или поддержки.

**Механизм ДПМ (КОММод):
доходность для инвестора**

Анализ экономики механизма показывает, что ДПМ является именно механизмом возврата первоначальных инвестиций через оптовый рынок электроэнергии и мощности. Платежи по ДПМ предполагают:

- возврат капитальных затрат (сумма фиксируется по итогам конкурентного отбора проекта) с ежегодно плавающей доходностью (базовый уровень — порядка 14%);
- компенсацию операционных расходов (топливо, оплата труда) считается по нормативам с учетом прогнозного индекса цен.

Право заключить ДПМ, как правило, разыгрывается на конкурсной основе и/или предоставляется на основе специальных правительственных решений. Механизм конкурса, с одной стороны, оправдан для отбора и повышения эффективности предоставления права, однако повышает риски превышения капитальных затрат над плановыми, значительно снижая фактическую норму доходности и сумму чистой приведенной стоимости по проекту. Например, согласно данным энергетических компаний, «фактическая доходность для ДПМ ГЭС и АЭС в 2024 г. находится на уровне 13%, а для части новых ВИЭ и для объектов на Дальнем Востоке показатель достигает 14%»⁴, при этом детали определения фактической доходности и их сопоставимость с внутренней ставкой доходности для проекта или для инвесторов отсутствуют.

Условный пример экономики механизма можно представить в расчетах табл. 4. Ключевое упрощение в иллюстративных целях заключается в сроке (3 года вместо 15–20 лет), единой ставке доходности (14% приближена к средней ставке ДПМ за 2020–2024 гг.), применении формулы аннуитета для определения ежегодной суммы дохода и иных предпосылках. В табл. 4 представлены упрощенные условные расчеты доходности по трем сценариям: базовая экономика механизма без учета финансирования, базовый вариант с учетом заемного финансирования и стресс-сценарий, предполагающий однократный рост капитальных затрат и процентной ставки.

⁴ Энергетику оформили на ставку. ОФЗ дорожают — доходность инвестпроектов растет. 07.06.2024. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/6748009?ysclid=mg8fl0z3fx824267232> (дата обращения: 02.10.2025).

В данном расчете плановый IRR всего проекта совпадает с плановой доходностью с учетом упрощения расчетов. В то же время реальный IRR может быть ниже вследствие механики формул финансовой математики: доходность на активы не равна внутренней норме доходности с применением дисконтирования денежных потоков и нюансов расчетов, возможного роста капитальных затрат и сдвига сроков инвестиционной стадии, иных факторов. Как видно из расчетов, при любом незначительном отклонении инвестиционных и ряда иных параметров от исходных, заложенных в механизм ДПМ, доходность для инвесторов снижается существенно, меры поддержки вряд ли можно считать избыточными в таких условиях.

Механизм ДПМ (КОММод):

использование заемного финансирования

Очевидно, что использование заемного финансирования в рамках корпоративного или проектного финансирования при приемлемых ставках может повысить доходность для акционера проекта. Однако это актуализирует задачу управления процентным риском, а также выявляет значительную чувствительность доходности к объему капитальных затрат, процентной ставке и иным факторам. Сам механизм ДПМ не снижает иные риски, в частности, финансовые. ДПМ не предполагает государственного финансирования, доходная часть полностью обеспечивается за счет платежей от потребителей. В расчете платежа по ДПМ не учитывается привлечение кредитных средств и расходов (расчет выручки по ДПМ единый даже при отсутствии кредитов).

В связи с этим возникает вопрос о возможности использования иных мер поддержки, направленных на снижение процентной ставки или финансовых рисков — в частности, использования инструментария Фабрики проектного финансирования.

В современном механизме Фабрики заложена возможность совмещения мер государственной поддержки, но не их дублирование для возмещения части затрат на уплату процентов. Субсидии из федерального бюджета для возмещения расходов на кредиты и займы в рамках Фабрики проектного финансирования не предоставляются на те части траншей синдицированного кредита, которые уже получили другую государственную поддержку в виде субсидий на возмещение части затрат по уплате процентов, что утверждено Постановлением Правительства РФ от 15.02.2018 № 158. Однако это создавало практическую сложность при использовании инструментов Фабрики для программ ДПМ.

В 2023–2024 гг. возникла необходимость активизировать инвестиционные проекты в отрасли.

В связи с этим была скорректирована программа «Фабрика проектного финансирования». Изменения, внесенные Постановлением Правительства РФ от 10.05.2023 № 731, коснулись пункта № 5 программы. Теперь разрешено совмещать период субсидирования инвестиционных проектов по модернизации или строительству генерирующих объектов с механизмом ДПМ. Длительность этого периода может составлять до пяти лет или равняться продолжительности инвестиционной стадии проекта, увеличенной на два года (отсчитывая от даты начала поставки мощности с помощью модернизированного или нового генерирующего объекта). Дополнительные критерии отбора для таких проектов устанавливаются наблюдательным советом ВЭБ.РФ.

Очевидно, что данная мера, хотя и является ограниченной и компромиссной, может помогать компаниям в снижении финансового риска и повышении в целом невысокой доходности инвесторов, при этом не предполагая значительной нагрузки на бюджет с учетом прогнозов по снижению ставок заимствования в будущем.

Предусмотренный срок выглядит обоснованным с учетом сроков инвестиционной стадии и выхода на плановые показатели операционной стадии ряда проектов отрасли (по опыту автора в анализе ряда проектов с применением ДПМ срок выхода на плановые мощности и удовлетворительные показатели составлял порядка 5–6 лет), а также отсутствия прямого дублирования мер в части государственных расходов, нацеленности различных мер на различные риски и аспекты деятельности проектов.

В перспективе возможно изучение как российского, так и международного опыта в части целесообразности совмещения различных мер поддержки проектов в целях поиска баланса между стимулированием инвестиционной деятельности и одновременно — справедливым распределением ресурсов с учетом реальных потребностей и доходности проектов.

ВЫВОДЫ

В статье рассматривается один из самых востребованных сегодня механизмов поддержки инвестиционных проектов в энергетике — ДПМ2 (КОММод). Анализируются возможности его применения как в рамках текущей регуляторной базы, так и в теоретическом аспекте. Оценивается эффективность сочетания различных мер поддержки для обеспечения привлекательной доходности для инвесторов. На базе упрощенных условных расчетов и сценариев продемонстрировано, что даже умеренные отклонения параметров проекта от первоначальных значительно снижают его доходность. В данных

Таблица 4 / Table 4

**Упрощенный условный пример прогнозов механизма ДПМ /
A Simplified Example of Forecasts for the DPM Mechanism**

1. Базовая экономика механизма без учета финансирования

Предпосылка	Значение			
Капитальные затраты	90,0 млн руб.			
Доходность	14%			
Операционные расходы	10,0 млн руб.			
Индекс цен, условно в год	4%			
Показатель / период	0	1	2	3
Индекс цен, накопленный	–	104,0%	108,2%	112,5%
Капитальные затраты, млн руб.	(90,0)			
Компенсация капитальных затрат, млн руб.		38,8	38,8	38,8
Операционные расходы, млн руб.		(10,4)	(10,8)	(11,2)
Компенсация операционных расходов, млн руб.		10,4	10,8	11,2
IRR плановый всего проекта	14%			

2. Учет заемного финансирования

Предпосылка	Значение			
Заемное финансирование, доля	80%			
Собственное финансирование, доля	20%			
Ставка по кредитам, условно	12%			
Срок кредита, условно	3 года			
Показатель / период	0	1	2	3
Компенсация капитальных затрат, млн руб.	–	38,8	38,8	38,8
Финансовые денежные потоки, млн руб., в том числе:	(72,0)	32,6	29,8	26,9
Привлечение долга, млн руб.	(72,0)	–	–	–
Погашение долга, млн руб.		24,0	24,0	24,0
Погашение процентных расходов, млн руб.		8,6	5,8	2,9
Денежные потоки для акционеров, млн руб.	(18,0)	6,1	9,0	11,9
IRR плановый для акционера	21%			

3. Стресс-сценарии на однократный рост капитальных затрат и процентной ставки

Предпосылка	%			
Рост капитальных затрат	10%			
Рост процентной ставки во втором году прогноза	3%			
Показатель / период	0	1	2	3
Ставка по кредиту		12%	15%	12%
Компенсация капитальных затрат, млн руб.	–	38,8	38,8	38,8
Финансовые денежные потоки, млн руб., в том числе:	(79,2)	35,9	34,3	29,0
Привлечение долга, млн руб.	(79,2)	–	–	–
Погашение долга, млн руб.		26,4	26,4	26,4
Погашение процентных расходов, млн руб.		9,5	7,9	3,2
Денежные потоки для акционеров, млн руб.	(19,8)	2,9	4,4	9,2
IRR плановый для акционера	–7%			

Источник / Source: расчеты автора, показатели изменены в целях конфиденциальности / Author's calculations, indicators changed for confidentiality purposes.

условиях совмещение нефинансовых и финансовых мер поддержки представляется оправданным.

Дополнительно целесообразно отметить множество вопросов для проработки в будущем, которые, по мнению автора, могут повлиять на уточнение критериев и возможности совмещения мер поддержки инвестиций и, в частности, инвестиционных проектов в энергетической отрасли:

- возможность включения постпрогнозной (терминальной) стоимости в расчет показателей инвестиционной привлекательности проектов для всех финансирующих сторон, для акционеров и для государства. Ограничение, которое применяется инвестиционными аналитиками в современных условиях связано с ограниченным сроком возможности использования самого механизма ДПМ (до 15/20 лет). В то же время создаваемые активы могут и в дальнейшем использоваться, приносить доход, что требует выработки уточненной методики расчета;
- разработка модифицированных подходов к определению предела (кэпа) максимальной ставки по кредиту в рамках Фабрики проектного финансирования и критериев их применения;

- проработка иных механизмов снижения рисков, в частности, риска роста капитальных затрат по инвестиционному проекту;

- уточнение иных мер стимулирования и их комбинаций для стимулирования реализации инвестиционных проектов в энергетической отрасли и иных приоритетных отраслях российской экономики;

- формализация и уточнение требований к выделению проектов из состава бизнеса, ведению отдельного бухгалтерского учета и составления управленческой отчетности с указанием исключений из данного правила;

- детализация расчетов на более длительный срок (например, от 3 до 15 лет) в соответствии с реалиями реализуемых инвестиционных проектов отрасли и требований механизма ДПМ;

- проработка возможности уменьшения объема субсидии в конкретном инструменте поддержки на величину примененных других мер господдержки, как это реализовано в настоящий момент в механизме СЗПК («О защите и поощрении капиталовложений в Российской Федерации»), и иные вопросы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Макаров А.А., Кулагин В.А., Грушевенко Д.А., Галкина А.А., ред. Прогноз развития энергетики мира и России 2024. М.: ИНЭИ РАН; 2024. 208 с. URL: https://esg-library.mgimo.ru/upload/iblock/a51/737h7ok12rlmm2v8421f3ljz8gl3g39u/prognoz_2024.pdf?utm_source=google.com&utm_medium=organic&utm_campaign=google.com&utm_referrer=google.com
2. Кулагин В.А., Грушевенко Д.А., Галкина А.А. Прогноз развития энергетики мира и России до 2050 года. *Современная мировая экономика*. 2024;2(1):6-22. DOI: 10.17323/2949-5776-2024-2-1-6-22
3. Mucha-Geppert A., Agosta A. и др. Global energy perspective 2025. McKinsey & Company; 2025. 42 p. URL: <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective>
4. Калимуллин Л.В. Особенности организации стратегического планирования энергетических компаний России. *Вестник Воронежского государственного университета. Серия: Экономика и управление*. 2020;(1):40-47. DOI: 10.17308/econ.2020.1/2752
5. Стенников В.А. Устойчивое развитие энергетики: тенденции и вызовы. *Энергетическая политика*. 2023;(2):32-39. DOI: 10.46920/2409-5516_2023_2180_32
6. Коновалов Ю.В., Буякова Н.В., Малинин Н.К. и др. Тенденции развития мировой энергетики в современных условиях. *Сборник научных трудов Ангарского государственного технического университета*. 2024;(21):302-308. DOI: 10.36629/2686-7788-2024-1-302-308
7. Бабурин В.Л. Энергетика и развитие России. *Окружающая среда и энерговедение*. 2024;(2):4-13. DOI: 10.24412/2658-6703-2024-2-4-13
8. Цехомский Н.В. Организация финансирования реализации крупных энергетических проектов. *Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета*. 2023;(2):27-33.
9. Gałęcka A., Pyra M. Changes in the global structure of energy consumption and the energy transition process. *Energies*. 2024;17(22):5644. DOI: 10.3390/en17225644
10. Al-Yasiri A.J. Global energy demand for different energy sources: Current status and future prospects. *Akkad Journal of Contemporary Economic Studies*. 2021;1(4):186-196. DOI: 10.55202/ajces.v1i4.96
11. Алхасов А.Б., Аликеримова Т.Д., Джаватов Д.К., Ниналалов С.А. Мировой опыт стимулирования и поддержки возобновляемой энергетики и перспективы его применения в России. *Региональные проблемы преобразования экономики*. 2021;(4):7-20. DOI: 10.26726/1812-7096-2021-4-7-20
12. Воробьев И.С., Воротников А.М. О необходимости государственной поддержки отрасли возобновляемой энергетики в России. *Журнал естественнонаучных исследований*. 2021;6(1):16-23.

13. Хармакшанова Е.В. Меры государственной поддержки развития альтернативной энергетики. *Московский экономический журнал*. 2020;(7):355-362. DOI: 10.24411/2413-046X-2020-10483
14. Гаджиев М.М., Бучаева С.А. Анализ мер государственной поддержки программ развития малой гидроэнергетики для Юга России. *Вестник Финансового университета*. 2016;20(3):19-27. DOI: 10.26794/2587-5671-2016-20-3-19-27
15. Борисова О.В., Древинг С.Р., Лосева О.В., Федотова М.А. Меры финансовой господдержки и риск-факторы, влияющие на стоимость инвестиционных проектов по внедрению промышленных робототехнических комплексов. *Финансы: теория и практика*. 2025;29(3):20-34. DOI: 10.26794/2587-5671-2025-29-3-20-34
16. Тихомиров Д.В., Никифоров В.М., Русинов Д.А. Механизмы поддержки инвестиционных проектов в России: спектр инструментов и обзор ситуации. *Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета*. 2023;(3-1):82-90.
17. Тихомиров Д.В., Никифоров В.М., Русинов Д.А. Механизмы поддержки инвестиционных проектов в России: проблемы критериев и эффективности. *Известия Санкт-Петербургского государственного экономического университета*. 2023;(4):40-47.
18. Цехомский Н.В., Тихомиров Д.В. Стимулирование реализации долгосрочных инвестиционных проектов в России: опыт «Фабрики проектного финансирования». *Экономическое возрождение России*. 2023;(3):87-92. DOI: 10.37930/1990-9780-2023-3-77-87-92
19. Алхасов А.Б., Аликеримова Т.Д., Ниналалов С.А. Программа договоров предоставления мощности как средство стимулирования и поддержки возобновляемых источников энергии в России. *Региональные проблемы преобразования экономики*. 2021;(7):37-45. DOI: 10.26726/1812-7096-2021-7-37-45
20. Бирюков М.А. Затраты российской экономики на программу ДПМ не окупились! *Teplovichok*. 04.01.2025. URL: <https://teplovichok.today/article/electric/zatraty-rossijskoj-ekonomiki-na-programmu-dpm-ne-okupilis/> (дата обращения: 07.07.2025).
21. Шибаев Т.Л. Анализ трендов КОММод (ДПМ-2). Энергетика и промышленность России. 2021;(20):12-13. URL: <https://www.eprussia.ru/epr/424/5063533.htm> (дата обращения: 09.07.2025).

REFERENCES

1. Makarov A.A., Kulagin V.A., Grushevenko D.A., Galkina A.A., eds. Forecast of the development of the energy sector in the world and Russia 2024. Moscow: ERI RAS; 2024. 208 p. URL: https://esg-library.mgimo.ru/upload/iblock/a51/737h7ok12rlmm2v8421f3ljz8gl3g39u/prognoz_2024.pdf?utm_source=google.com&utm_medium=organic&utm_campaign=google.com&utm_referrer=google.com (In Russ.).
2. Kulagin V.A., Grushevenko D.A., Galkina A.A. Global and Russian energy outlook up to 2050. *Sovremennaya mirovaya ekonomika = Contemporary World Economy*. 2024;2(1):6-22. (In Russ.). DOI: 10.17323/2949-5776-2024-2-1-6-22
3. Mucha-Geppert A., Agosta A. et al. Global energy perspective 2025. McKinsey & Company; 2025. 42 p. URL: <https://www.mckinsey.com/industries/energy-and-materials/our-insights/global-energy-perspective>
4. Kalimullin L.V. Features of the organization of strategic planning of Russian energy companies. *Vestnik Voronezhskogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Ekonomika i upravlenie = Proceedings of Voronezh State University. Series: Economy and Management*. 2020;(1):40-47. (In Russ.). DOI: 10.17308/econ.2020.1/2752
5. Stennikov V.A. Sustainable energy development: Trends and challenges. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*. 2023;(2):32-39. (In Russ.). DOI: 10.46920/2409-5516_2023_2180_32
6. Konovalov Yu.V., Buyakova N.V., Malinin N.K., et al. Trends in the development of world energy in the modern conditions. *Sbornik nauchnykh trudov Angarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta = Scientific Papers Collection of the Angarsk State Technical University*. 2024;(21):302-308. (In Russ.). DOI: 10.36629/2686-7788-2024-1-302-308
7. Baburin V.L. Energy industry and development of Russia. *Okruzhayushchaya sreda i energovedenie = Journal of Environmental Earth and Energy Study*. 2024;(2):4-13. (In Russ.). DOI: 10.24412/2658-6703-2024-2-4-13
8. Tsekhomsky N.V. Organization of the major energy projects financing. *Izvestiya Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo ekonomicheskogo universiteta*. 2022;(2):27-33. (In Russ.).
9. Gałęcka A., Pyra M. Changes in the global structure of energy consumption and the energy transition process. *Energies*. 2024;17(22):5644. DOI: 10.3390/en17225644
10. Al-Yasiri A.J. Global energy demand for different energy sources: Current status and future prospects. *Akkad Journal of Contemporary Economic Studies*. 2021;1(4):186-196. DOI: 10.55202/ajces.v1i4.96

11. Alkhasov A.B., Alikerimova T.D., Djavatov D.K., Ninalalov S.A. Global experience in promoting and supporting renewable energy and prospects for its application in Russia. *Regional'nye problemy preobrazovaniya ekonomiki = Regional Problems of Economic Transformation*. 2021;(4):7-20. (In Russ.). DOI: 10.26726/1812-7096-2021-4-7-20
12. Vorob'ev I., Vorotnikov A.M. On the need for state support for the renewable energy industry in Russia. *Zhurnal estestvennonauchnykh issledovaniy = Journal of Natural Sciences Research*. 2021;6(1):16-23. (In Russ.).
13. Harmakshanova E. V. Measures of state support for alternative energy development. *Moskovskii ekonomicheskii zhurnal = Moscow Economic Journal*. 2020;(7):355-362. (In Russ.). DOI: 10.24411/2413-046X-2020-10483
14. Gad'yev M. M., Buchaeva S. A. An analysis of the state measures to support the program for building small hydropower plants in the South Russia. *Vestnik Finansovogo universiteta = Bulletin of the Financial University*. 2016;20(3):19-27. (In Russ.). DOI: 10.26794/2587-5671-2016-20-3-19-27
15. Borisova O. V., Dreving S. R., Loseva O. V., Fedotova M. A. State financial support measures and risk factors affecting the cost of investment projects for the introduction of industrial robotic complex. *Finance: Theory and Practice*. 2025;29(3):20-34. DOI: 10.26794/2587-5671-2025-29-3-20-34
16. Tikhomirov D. V., Nikiforov V. M., Rusinov D. A. State support mechanisms for investment projects in Russia: Range of instruments and current state. *Izvestiya Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo ekonomicheskogo universiteta*. 2023;(3-1):82-90. (In Russ.).
17. Tikhomirov D. V., Nikiforov V. M., Rusinov D. A. State support mechanisms for investment projects in Russia: Ways to define efficiency. *Izvestiya Sankt-Peterburgskogo gosudarstvennogo ekonomicheskogo universiteta*. 2023;(4):40-47. (In Russ.).
18. Tsekhomsky N. V., Tikhomirov D. V. Stimulating the implementation of long-term investment projects in Russia: The experience of the Project Finance Factory. *Ekonomicheskoe vozrozhdenie Rossii = Economic Revival of Russia*. 2023;(3):87-92. (In Russ.). DOI: 10.37930/1990-9780-2023-3-77-87-92
19. Alkhasov A.B., Alikerimova T.D., Ninalalov S.A. The program of contracts for the provision of power as a means of stimulating and supporting renewable resources energy sources in Russia. *Regional'nye problemy preobrazovaniya ekonomiki = Regional Problems of Economic Transformation*. 2021;(7):37-45. (In Russ.). DOI: 10.26726/1812-7096-2021-7-37-45
20. Biryukov M. A. The Russian economy's expenditures on the CDA program have not paid off! *Teplovichok*. 04.01.2025. URL: <https://teplovichok.today/article/electric/zatraty-rossijskoj-ekonomiki-na-programmu-dpm-ne-okupilis/> (accessed on 07.07.2025). (In Russ.).
21. Shibaev T. L. Analysis of KOMMod (DPM-2) trends. *Energy and Industry of Russia*. 2021;(20):12-13. URL: <https://www.eprussia.ru/epr/424/5063533.htm> (accessed on 09.07.2025). (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ О АВТОРЕ / ABOUT THE AUTHOR



Дмитрий Викторович Тихомиров — кандидат экономических наук, доцент, профессор кафедры корпоративных финансов и корпоративного управления факультета экономики и бизнеса, Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации, Москва, Российская Федерация

Dmitry V. Tikhomirov — Cand. Sci. (Econ.), Assoc. Prof., Department of Corporate Finance and Corporate Governance, Financial University under the Government of the Russian Federation, Moscow, Russian Federation

<https://orcid.org/0000-0003-4307-9911>

dvtyhomirov@fa.ru

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Conflicts of interest statement: the author has no conflicts of interest to declare.

Статья поступила в редакцию 23.10.2025; после рецензирования 23.11.2025; принята к публикации 07.08.2026. Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

The article was submitted on 23.10.2025; revised on 23.11.2025; and accepted for publication on 07.08.2026.

The author read and approved the final version of the manuscript.

Переводчик Н.И. Соколова