

Применение проектного финансирования для модернизации электростанций

Трегубова Екатерина Алексеевна

Канд. экон. наук, доц. каф. экономики и управления в топливно-энергетическом комплексе

ORCID: 0000-0002-0922-7055, e-mail: ea_tregubova@guu.ru

Государственный университет управления, г. Москва, Россия

Аннотация

Перед российской электроэнергетикой на современном этапе развития стоит амбициозная задача по модернизации оборудования электрических станций (далее – электростанции), что обусловлено их физическим и моральным износом. Как следствие, в отрасли существуют большие резервы повышения энергетической эффективности за счет увеличения коэффициента полезного действия и уменьшения удельного расхода топлива. Однако проекты модернизации в отечественной практике являются дорогими и финансируются за счет нерыночных механизмов – увеличения тарифов для потребителей (специальных надбавок за мощность и платы по договорам о предоставлении мощности). В зарубежной практике при реализации крупных инфраструктурных проектов, в частности, в энергетике, применяются механизмы проектного финансирования, основанные на финансировании инвестиций за счет заемных средств, обеспеченных будущими денежными потоками проекта. Их успешное применение для инвестиционных проектов в отечественной электроэнергетике требует оценки достаточности эффекта от модернизации электростанций для возврата привлекаемых заемных средств и их обслуживания. В работе выполнен анализ зарубежного и отечественного опыта проектного финансирования инвестиционных проектов в сфере производства электроэнергии. На примере Хабаровской теплоэлектроцентрали показано, что аккумулированная величина экономии топливных затрат, получаемая в результате модернизации станции, позволяет компенсировать значительную часть инвестиционных затрат.

Ключевые слова

Электроэнергетика, модернизация ТЭС, удельный расход топлива, инвестиции, плата за мощность, проектное финансирование, экономия затрат

Для цитирования: Трегубова Е.А. Применение проектного финансирования для модернизации электростанций // Вестник университета. 2025. № 7. С. 170–179.

Application of project financing for modernisation of power plants

Ekaterina A. Tregubova

Cand. Sci. (Econ.), Assoc. Prof. at the Economics and Management in the Fuel and Energy Complex Department
ORCID: 0000-0002-0922-7055, e-mail: ea_tregubova@guu.ru

State University of Management, Moscow, Russia

Abstract

The Russian electric power industry faces an ambitious task to modernise the equipment of power plants at the current development stage, which is due to their physical and moral deterioration. As a result, there are large reserves in the industry to increase energy efficiency by increasing coefficient of performance and reducing specific fuel consumption. However, the modernisation projects are costly and are financed by non-market mechanisms in the domestic practice – by increasing tariffs for consumers (special supplements to the power fee and payments under power supply agreements). In the foreign practice, when implementing large infrastructure projects, in particular, in the energy sector, project financing mechanisms are used, based on financing investments with borrowed funds secured by future cash flows of the project. Their successful application for the investment projects in the Russian Federation requires assessing the sufficiency of the effect of the power plants modernisation for repayment of borrowed funds and their maintenance. The paper analyses the foreign and domestic experience of the project financing of investment projects in the electric power industry. Using the example of the Khabarovsk combined heat and power plant, it is shown that the accumulated amount of fuel cost savings resulting from the modernisation of the plant makes it possible to compensate for a significant part of the investment costs.

Keywords

Electric power industry, modernisation of TPP, specific fuel consumption, investments, power charges, project financing, cost savings

For citation: Tregubova E.A. (2025) Application of project financing for modernisation of power plants. *Vestnik universiteta*, no. 7, pp. 170–179.



ВВЕДЕНИЕ

Наиболее энергоемкими отраслями отечественной экономики являются электро- и теплоэнергетика (27 % от всего объема потребления энергии), при этом почти половину (44 %) от всего объема энергии в отрасли потребляют электрические станции (далее – электростанции)¹. В качестве основных причин высокой энергоемкости российской генерации можно отметить:

- исторически большую долю тепловых электростанций (далее – теплоэлектростанций) в структуре установленной мощности (163,7 ГВт, или более 65 %)²;
- использование физически изношенного и морально устаревшего оборудования.

В частности, в структуре тепловой генерации Российской Федерации (далее – РФ, Россия) доля ПГУ (современных парогазовых установок, отличающихся более высоким коэффициентом полезного действия и низкими удельными расходами топлива) составляет только 16 %³.

В 2019 г. была анонсирована масштабная программа модернизации тепловой генерации (ТЭС) в РФ. Основными инструментами привлечения инвестиций на модернизацию отечественных электростанций являются увеличенная плата за мощность по договорам о предоставлении мощности (далее – ДПМ) и инвестиционная надбавка к цене мощности. Плата по ДПМ является источником финансирования инвестиционных проектов по объектам генерации, расположенным в границах оптового рынка электрической энергии (далее – электроэнергия) и мощности, а инвестиционная надбавка – по электростанциям Дальнего Востока. При целом ряде достоинств (оперативность получения, целевой характер расходования средств) упомянутые инструменты характеризуются дороговизной, недостаточными стимулами для инвесторов к повышению эффективности инвестиций и способствуют росту перекрестного субсидирования. По данным Ассоциации «Некоммерческое партнерство „Совет рынка“» в структуре цены на мощность за 1 МВт пикового потребления на ДПМ-составляющую ТЭС приходится 20 %⁴. Альтернативой увеличению платы за мощность является реализация проектов модернизации на принципах проектного финансирования за счет заемных средств, возвращаемых из доходов, генерируемых самим проектом.

Целью настоящего исследования является изучение условий использования проектного финансирования при реализации инвестиционных проектов модернизации электростанций РФ. Для этого были последовательно изучены следующие вопросы:

- масштабы инвестиционной деятельности на электростанциях России;
- особенности финансирования инвестиций в отечественную генерацию через определение платы за мощность;
- зарубежный опыт проектного финансирования в сфере производства электроэнергии;
- сравнение возможной экономии топливных затрат, получаемой в результате модернизации электростанции, и инвестиционных затрат (на примере Хабаровской теплоэлектроцентрали (далее – ТЭЦ)).

МАСШТАБЫ ИНВЕСТИЦИОННОЙ АКТИВНОСТИ НА ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯХ РФ

В целях повышения энергетической эффективности (далее – энергоэффективность) проводится замена устаревшего оборудования действующих электростанций и вводы новой генерации. В целом за последние 10 лет объемы ввода в эксплуатацию новых генерирующих мощностей на ТЭС в России составили 24,5 ГВт, что дало возможность вывести из эксплуатации 17,4 ГВт изношенной генерации⁵, или 13 % от установленной мощности ТЭС. Всего на замену оборудования было затрачено около 4 трлн руб. Однако начиная с 2019 г. масштабы ввода нового оборудования не превышают объемы вывода и имеют

¹ Постановление Правительства Российской Федерации от 09.09.2023 г. № 1473 «Об утверждении комплексной государственной программы Российской Федерации „Энергосбережение и повышение энергетической эффективности“». Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_456694/ (дата обращения: 01.05.2025).

² Системный оператор Единой энергетической системы. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2023 году. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2024/tech-disc2024ups/> (дата обращения: 01.05.2025).

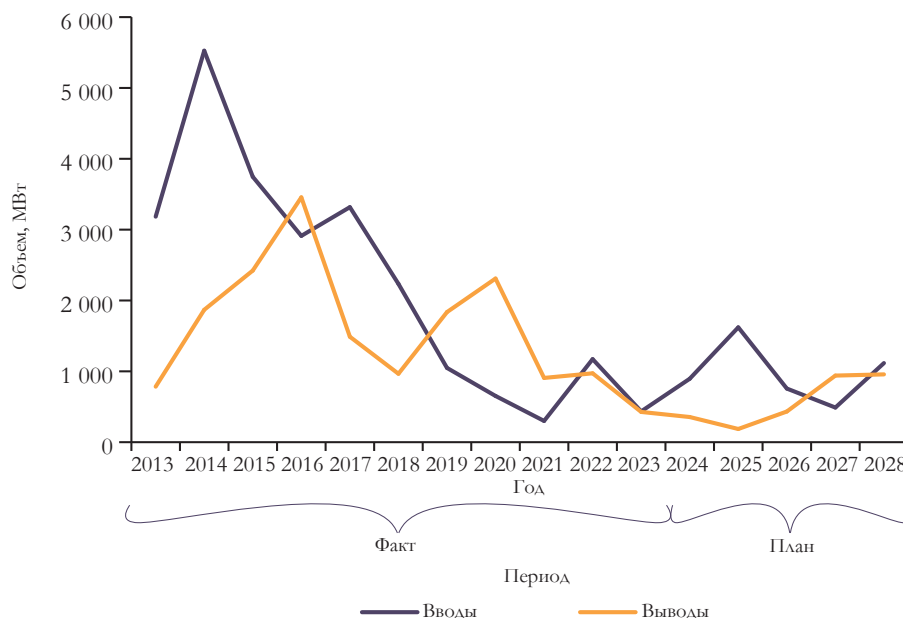
³ Системный оператор Единой энергетической системы. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 году. Режим доступа: <https://www.so-ups.ru/functioning/tech-disc/tech-disc2022/tech-disc2022ups/> (дата обращения: 02.05.2025).

⁴ Некоммерческое партнерство «Совет рынка». Прогнозы свободных (нерегулируемых) цен на электрическую энергию (мощность) по субъектам Российской Федерации на 2023 год и исходные данные для построения прогнозов. Режим доступа: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/20221101_anprsr_ishodnye_dannye_i_prognoz_na_2023.pdf (дата обращения: 02.05.2025).

⁵ Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств. Электроэнергетика государств-участников СНГ за 2013–2023 гг. Режим доступа: http://energo-cis.ru/wyswyg/file/Gertzen/СБОРНИК%202013-2023_ИТОГ%20pdf.pdf (дата обращения: 02.05.2025).

устойчивую тенденцию к снижению (рис. 1). В предстоящий 5-летний период (с 2024 г. по 2029 г.) объемы ввода-вывода оборудования ТЭС, запланированные схемой и программой развития Единой энергетической системы (далее – ЕЭС) России на этот период будут заметно меньше, чем в предыдущее десятилетие с 2013 по 2023 гг.:

- вводы – 4,9 ГВт (в 5 раз меньше);
- выводы – 2,9 ГВт (в 6 раз меньше).



Составлено автором по материалам источников^{6,7}

Рис. 1. Динамика объемов ввода и вывода мощности тепловой генерации в РФ

Уменьшение масштабов ввода нового оборудования обусловлено наличием избытков мощности в ЕЭС России. В частности, согласно отчету Системного оператора ЕЭС, в 2021 г. располагаемая мощность электростанций РФ была выше показателя их нагрузки на годовой максимум потребления мощности на 38,5 %.

В предстоящее десятилетие акцент будет сделан не на ввод новых электростанций, а на модернизацию действующих, поскольку проблема устаревшего оборудования в электроэнергетике сохраняется. Две трети парка (60 %) выработали свой ресурс, а возраст более одной трети превысил 45 лет. Устаревшее оборудование характеризуется низкой энергоэффективностью (низким КПД и высокими удельными расходами топлива). Так, расчетный КПД в конденсационном режиме работы у массово используемых паросиловых блоков находится в диапазоне 30–37 %, в то время как у современных блоков ПГУ большой мощности он заметно выше и составляет 50–58 % [1].

В 2022–2031 гг., в соответствии с программой модернизации тепловой энергетики (далее – теплоэнергетика) КОММод (конкурентный отбор мощности на модернизацию), финансируемой по ДПМ и предусматривающей конкурентный отбор проектов на территории ценовых зон ЕЭС РФ, планируется обновить 41 ГВт генерации (25 % от всего парка ТЭС), при этом инвестиционные расходы должны составить примерно 1,9 трлн руб.⁸ Дополнительно, за счет специальной инвестиционной надбавки к плате за мощность, на территории неценовой зоны Дальнего Востока за период 2023–2027 гг. планируется модернизировать 3,5 ГВт тепловой генерации⁹. Однако серьезным вызовом для реализации планов

⁶ Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета Содружества Независимых Государств. Электроэнергетика государств-участников СНГ за 2013–2023 гг. Режим доступа: http://energo-cis.ru/wyswyg/file/Gertzen/СБОРНИК%202013-2023_ИТОГ%20pdf.pdf (дата обращения: 02.05.2025).

⁷ Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 28.02.2022 г. № 146 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2022–2028 годы». Режим доступа: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_416587/aeba12ece61ec9f95c1253615feb282bbef5db4c/ (дата обращения: 02.05.2025).

⁸ Рейтер Т. КОММод contra КОМ: первые итоги. Режим доступа: <https://www.eprussia.ru/epr/377/3721923.htm> (дата обращения: 01.05.2025).

⁹ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 19.06.2023 г. № 1604-р «Об утверждении перечня генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка электрической энергии и мощности». Режим доступа: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/406969004/> (дата обращения: 01.05.2025).

по обновлению оборудования теплоэлектростанций в РФ в условиях санкций и проводимой политики импортозамещения является отставание продукции отечественного энергетического машиностроения (далее – энергомашиностроение) по технологическому уровню от мировых компаний-производителей [2].

ПРИНЦИПЫ ОТБОРА ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ФОРМИРОВАНИЯ ПЛАТЫ ЗА МОЩНОСТЬ В РФ

В среднем плата за мощность по ДПМ выше платы за мощность, получаемую генерирующими компаниями в рамках традиционного ежегодного конкурентного отбора мощности (далее – КОМ), в 5 раз [3]. Причина расхождения обусловлена тем, что вторая предусмотрена для финансирования условно-постоянных эксплуатационных расходов электростанций, а первая – для финансирования инвестиций. Дорогая мощность для промышленных предприятий ведет к снижению конкурентоспособности их продукции, для населения – к увеличению неплатежей.

Анализ составляющих платы за мощность по проектам ДПМ показал, что эффекты от реализации проектов модернизации (ожидаемая экономия эксплуатационных расходов) при определении размера платы за мощность не учитываются.

Так, согласно п. 273 Правил оптового рынка электроэнергии и мощности ценовая заявка на участие в отборе проектов модернизации включает три стоимостных параметра:

- значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта после реализации проекта модернизации;
- значение капитальных затрат на его реализацию;
- коэффициент, характеризующий прогнозную прибыль от продажи электроэнергии по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед¹⁰.

При этом удельные затраты на эксплуатацию генерирующего объекта после модернизации определяются с учетом проиндексированной цены КОМ (цена на мощность, сложившаяся по итогам проведенного в 2017 г. КОМ и проиндексированная с учетом индекса роста цен в период с 1 января 2018 г. по 31 декабря года, предшествовавшего году проведения отбора проекта модернизации) в 2017 г. (не могут превышать это значение).

Оплата мощности по реализованному проекту определяется по сумме проиндексированной величины удельных затрат на эксплуатацию, капитальных затрат, скорректированных с учетом прибыли, получаемой на рынке РСВ (рынок электроэнергии на сутки вперед), и ожидаемых расходов по налогам на прибыль и имущество.

Таким образом, применяемые принципы отбора проектов модернизации и определения платы за мощность по модернизируемым объектам не отражают возможный эффект в части экономии эксплуатационных затрат, не сопоставляют его величину с инвестиционными расходами и, таким образом, не отвечают в полной мере принципам проектного финансирования. Как следствие, у генерирующих компаний отсутствуют стимулы для получения экономии расходов в результате реализации проектов, поскольку их инвестиционные расходы будут в любом случае профинансированы из увеличенной платы за мощность.

РЕАЛИЗАЦИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ НА ПРИНЦИПАХ ПРОЕКТНОГО ФИНАНСИРОВАНИЯ: ЗАРУБЕЖНЫЙ И ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ

Проектное финансирование предусматривает возврат средств, привлекаемых для оплаты капитальных вложений по проекту, за счет доходов от его реализации, получаемых на этапе эксплуатации. Другими словами, оно обозначает заем, обеспечиваемый самим проектом, а не его спонсорами [4]. При этом создается специальная проектная компания, реализующая проект, акционерами которой становятся организации, заинтересованные в его реализации и предоставляющие собственный капитал для финансирования капитальных затрат (до 25 % от всего объема инвестиций). Основной объем инвестиций финансируется за счет заемных средств (кредит банков, экспортных кредитных агентств или облигационные займы).

Таким образом, для успешной реализации инвестиционного проекта на принципах проектного финансирования необходимо, чтобы он на протяжении своего жизненного цикла генерировал прибыль, достаточную для оплаты капитальных затрат и затрат на привлечение заемных средств в период финансирования инвестиций.

¹⁰ Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 г. № 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» (редакция от 29.12.2023 г.). Режим доступа: <https://base.garant.ru/12184415/> (дата обращения: 01.05.2025).

К отличительным характеристикам проектного финансирования Э.Р. Йескомб относит:

- 1) реализацию проекта через специальную проектную компанию, деятельность которой ограничена только данным проектом;
- 2) доминирующую долю заемного капитала (до 70–90 % от всего объема инвестиций) в структуре источников финансирования проекта;
- 3) отсутствие гарантий от инвесторов проектной компании в части возврата заемных средств;
- 4) определение возможностей проектной компании по выплате и обслуживанию долга на основании денежных потоков, генерируемых самим проектом;
- 5) ограниченный срок реализации [5].

Проектная компания в целях перераспределения рисков между участниками инвестиционного проекта может заключать различные соглашения, включая:

- соглашение на производство и продажу продукции, производимой в рамках проекта, по формуле долгосрочного ценообразования (как пример – продажа электроэнергии по себестоимости акционерам компании манкала [6]);
- концессионное соглашение, заключаемое с представителями органов государственной власти на предмет реализации проекта и поставки услуг общественности;
- договор на инжиниринг, поставку оборудования и строительство под ключ (EPC contract, англ. engineering, procurement, construction – инжиниринг, закупка, строительство) и др.

Широкое распространение проектное финансирование получило за рубежом, как в развитых, так и в развивающихся странах, при реализации крупных инфраструктурных проектов, характеризующихся длительными сроками эксплуатации возводимых объектов и значительными объемами инвестиций в энергетике, телекоммуникации и на транспорте. Заметный рост числа международных инвестиционных соглашений наблюдался в период 1990–2000 гг., когда было заключено около 1 300 новых соглашений. В последующие годы количество вновь заключенных соглашений уменьшалось – в период 2001–2010 гг. их число составило около 1 150 ед., в 2010–2022 г. – не более 600 ед. Отмечается, что более 88 % всех действующих в настоящее время соглашений основано на договорах, заключенных до 2012 г. В 2021–2022 г. лидировали по сделкам проектного финансирования Соединенные Штаты Америки (далее – США), (301 млрд долл. США), на 2-м месте – Индия и Великобритания (187 и 183 млрд долл. США)¹¹.

В качестве одного из примеров проектного финансирования можно привести проект строительства крупной ТЭС (1 292 МВт) в Пакистане. В качестве собственника ТЭС выступала компания Hub Power Company (далее – HUBCO), которая для строительства собрала консорциум организаций, возглавляемый японской фирмой Mitsui&Co. Параллельно HUBCO были подписаны долгосрочные соглашения о закупках топлива у пакистанской государственной компании Pakistan State Oil Company и о продаже электроэнергии государственному управлению гидро-и теплоэнергетики WARDA¹². Управляющая компания консорциума (британская National Power) и подрядчики стали крупнейшими акционерами HUBCO. Более 75 % от всего объема инвестиций по проекту финансировалось за счет заемных средств-кредитов Всемирного банка и группы крупных международных банков. Публичный выпуск облигаций не использовался для финансирования проекта. По итогам его реализации HUBCO стала производить пятую часть всей электроэнергии, вырабатываемой в Пакистане.

Инициаторами инвестиционных проектов и создаваемых для их реализации проектных компаний, как правило, выступают структуры, формирующие спрос и предложение на производимую энергию или имеющие доступ к конечным потребителям (производители электроэнергии, энергосбытовые компании, крупные промышленные предприятия). Так, инициаторами проекта строительства угольной станции 840 МВт в Болгарии Martiza East III, предоставившими собственные средства в размере 25 % от общего объема инвестиций, стали итальянская энергетическая компания Enel и болгарская национальная компания НЕК (доли которых в акционерном капитале созданной проектной компании составили 73 и 27 % соответственно [7]). С целью обеспечения сбыта производимой новой электростанцией электроэнергии был также заключен долгосрочный 15-летний контракт на покупку мощности НЕК. Заемные средства по проекту первоначально были предоставлены Европейским банком реконструкции и развития, болгарскими банками и консорциумом международных банков.

¹¹ Росконгресс. Доклад о мировых инвестициях в 2023 году. Режим доступа: <https://roscongress.org/materials/doklad-o-mirovykh-investitsiyakh-v-2023-godu/> (дата обращения: 01.05.2025).

¹² Power Technology. Hub power station, Pakistan. Режим доступа: <https://www.power-technology.com/marketdata/hub-power-station-pakistan/> (дата обращения: 01.05.2025).

Электроэнергия, производимая электростанцией Termoelectrica Penoles в Мехико (2004 г., 230 МВт), построенная с использованием схемы проектного финансирования, снабжает заводы крупнейшего в Латинской Америке комплекса по производству цветных металлов и серебра Industrias Penoles по долгосрочному соглашению, действующему до 2027 г.¹³

Нередко в реализации проектов участвуют поставщики топлива на основании долгосрочных соглашений или по толлинговым контрактам, предусматривающим снабжение энергией, производимой на основании поставляемого топлива. В частности, швейцарский энергетический трейдер EGL (инициатор проекта Calenia Energia по строительству парогазовой электростанции мощностью 760 МВт в Италии) по толлинговому контракту брал на себя обязательства по поставке газа и взамен получал 85 % от объема производимой электростанцией электроэнергии [7].

В США электроэнергетические коммунальные компании объединяют свои усилия по строительству ТЭЦ с промышленными предприятиями. По результатам реализации проекта коммунальная компания получает электроэнергию для снабжения коммунальных потребителей, а участвующее промышленное предприятие – отработанное тепло для производственных целей. При этом банки кредитуют до 90 % затрат.

Интерес также представляет проект сооружения третьего и четвертого энергетических блоков на атомной электростанции «Вогл» (штат Джорджия), реализация которого стартовала в 2008 г. с использованием схемы государственно-частного партнерства. Собственниками электростанции являются четыре крупнейшие энергетические компании, а финансирование проекта осуществлялось с использованием:

- облигационных займов;
- льготных кредитов под государственные гарантии;
- схем авансового возврата инвестиций (CWIP);
- акционерного финансирования (собственного капитала компании);
- прибыли, получаемой от основной деятельности [8].

В 2019–2021 гг. отмечался заметный приток средств международных инвесторов в проекты устойчивого развития, направленные на энергосбережение и сохранение климата, в том числе на развитие ВИЭ-генерации (электростанций на возобновляемых источниках энергии). В 2022 г. объем всего рынка устойчивого финансирования (облигации, фонды и добровольные углеродные рынки) достиг 5,8 трлн долл. США. При этом зафиксирован пятикратный рост инвестиций в зеленые облигационные займы за последние 5 лет¹⁴. Крупнейшим в мире по объему эмиссии зеленых облигаций является рынок зеленых финансовых инструментов США (одна пятая от всего мирового рынка) – страны, которая также сохраняет лидерство по величине выбросов углекислого газа в атмосферу. Выпуск зеленых облигаций на финансовом рынке США осуществляют как крупные международные компании (Alphabet в 2020 г. – на сумму 5,75 млрд долл. США, Apple в 2021 г. – на 4,7 млрд долл. США, Amazon в 2021 г. – на 1 млрд долл. США), так и внутренние (ипотечное агентство Fannie Mae (на финансирование ипотечного строительства домов с зеленым сертификатом соответствия), операторы городского транспорта в Нью-Йорке и Лос-Анджелесе) [9].

Таким образом, зарубежный опыт характеризуется финансированием проектов модернизации, направленных на экономию энергетических ресурсов (далее – энергоресурсы), главным образом за счет возвратных заемных средств. Источником возврата заемных средств для подобных проектов становится получаемая экономия эксплуатационных расходов (включая затраты на энергоресурсы). Чем лучше технико-экономические показатели устанавливаемого оборудования, тем большую экономию материальных (в том числе энергетических) ресурсов можно получить. На этом принципе также основана реализация энергосервисных контрактов, когда поставщик оборудования в качестве платы за его поставку получает аккумулированную экономию.

В отечественной практике финансирование инвестиционных проектов в энергетике за счет экономии средств, получаемой в результате их реализации, осуществляется при использовании следующих механизмов:

- концессионные соглашения на предприятиях коммунального теплоснабжения;
- энергосервисные контракты для бюджетных организаций и предприятий газоснабжения;
- регуляторные соглашения в электросетевом комплексе.

¹³ Industrias Peñoles. Annual report 2020. Energy. Режим доступа: <https://www.penoles.com.mx/IA20/en/energia.html> (дата обращения: 01.05.2025).

¹⁴ Росконгресс. Доклад о мировых инвестициях в 2023 году. Режим доступа: <https://roscongress.org/materials/doklad-o-mirovykh-investitsiyakh-v-2023-godu/> (дата обращения: 01.05.2025).

Также имеются единичные примеры привлечения народных средств в формате облигационных займов на финансирование экологических энергоэффективных проектов. В мае 2023 г. под гарантии Правительства города Москвы состоялся успешный выпуск народных облигаций на проект замены автобусов на электробусы¹⁵.

СРАВНЕНИЕ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ЗАТРАТ ПО ПРОЕКТУ МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ПОЛУЧАЕМОЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ ЭКОНОМИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ (НА ПРИМЕРЕ ХАБАРОВСКОЙ ТЭЦ)

Осуществляемые в настоящее время проекты модернизации ТЭС характеризуются целым рядом эффектов, приводящих к уменьшению эксплуатационных затрат, а именно повышением КПД и снижением удельных расходов на топливо, сокращением расходов на ремонт и на оплату труда в результате автоматизации систем управления технологическими процессами и оснащения цифровыми системами диагностики технического состояния. Проведем сравнительную оценку инвестиционных затрат и экономии топливных затрат по одному из таких проектов – проекту модернизации Хабаровской ТЭЦ.

Он осуществляется публичным акционерным обществом (далее – ПАО) «РусГидро» в период 2021–2027 гг. в рамках государственной программы модернизации теплоэнергетики России в неценовых зонах оптового рынка электроэнергии и мощности¹⁶ и предусматривает замену Хабаровской ТЭЦ-1 (далее – ХТЭЦ-1), построенной еще в 1954 г. В результате будет введена в эксплуатацию новая Хабаровская ТЭЦ-4 (далее – ХТЭЦ-4) мощностью 410 МВт, использующая современное и высокоэффективное оборудование. Ее снабдят четырьмя газотурбинными установками, сопряженными с котлами-утилизаторами, а также новой водогрейной котельной с 5 водогрейными котлами для выработки тепловой энергии. В качестве топлива для новой электростанции будет использоваться природный газ (часть котлов на ХТЭЦ-1 работает на угле). Основные здания ХТЭЦ-4 будут располагаться на площадке ХТЭЦ-1.

Согласно Постановлению Правительства РФ от 25 января 2019 г. № 4317 для проводимых в 2021 г. отборов проектов модернизации с поставкой мощности в период с 1 января 2027 г. по 31 декабря 2029 г., предусматривающих установку инновационных газовых турбин мощностью не менее 100 МВт, предельные максимальные удельные капитальные затраты составляли 73 437 руб./кВт. Таким образом, предельная величина инвестиционных расходов по проекту, аналогичному проекту модернизации Хабаровской ТЭЦ, составляет $410\,000\text{ кВт} \cdot 73\,437\text{ руб./кВт} = 30\,109,2\text{ млн руб.}$

По результатам технологической экспертизы проекта модернизации Хабаровской ТЭЦ, размещенной на сайте ПАО «РусГидро»¹⁸, его реализация приведет к заметному сокращению удельного расхода топлива на производство электроэнергии – более чем на 28 %, с 353,8 гут/кВт·ч [10] до 252,35 гут/кВт·ч (см. таблицу).

Таблица

Экономия расходов на топливо в результате модернизации Хабаровской ТЭЦ

Показатель	Единица измерения	Значение
Годовая выработка электроэнергии на ХТЭЦ-4	тыс. МВт·ч	1 701,0
Среднегодовой удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии на замещаемой ХТЭЦ-1	гут/кВт·ч	353,8
Среднегодовой удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии на строящейся ХТЭЦ-4	гут/кВт·ч	252,35
Переводной коэффициент	тыс. м ³ /т.у.т.	0,81

¹⁵ ИнфоТЭК. Москва выпустила «зеленые» облигации для закупки электробусов. Режим доступа: <https://itek.ru/news/moskva-vypustila-zelenye-obligacii-dlya-zakupki-elektrobusov> (дата обращения: 01.05.2025).

¹⁶ Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.12.2023 г. № 4013-р «Об утверждении перечня генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка электрической энергии и мощности». Режим доступа: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/408223511/> (дата обращения: 01.05.2025).

¹⁷ Постановление Правительства Российской Федерации от 25.01.2019 г. № 43 «О проведении отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций». Режим доступа: <https://base.garant.ru/72160594/> (дата обращения: 01.05.2025).

¹⁸ ПАО «РусГидро». Отчет по проведению публичного технологического и ценового аудита проектной документации по объекту «Хабаровская ТЭЦ-4 с внеплощадной инфраструктурой». Режим доступа: https://rushydro.ru/activity/invest/pricing_audit/2021 (дата обращения: 01.05.2025).

Показатель	Единица измерения	Значение
Годовая экономия расхода топлива, в том числе:		
– условного ((п. 2 – п. 3) · п. 1 / 1 000);	тыс. т.у.т.	170,9
– натурального (п. 5.1 · п. 4)	млн м ³	137,9
Цена на топливо	руб./тыс. м ³	6 746,0
Годовая экономия расходов на топливо (п. 5.2 · п. 6)	тыс. руб.	930 049,36

Составлено автором по материалам источников [10] и ¹⁹

Снижение удельного расхода условного топлива на производство электроэнергии в результате установки нового оборудования и перехода на газовое топливо приведет к получению компанией ежегодной экономии расходов на топливо на сумму 930 млн руб.

Текущая (приведенная) стоимость ежегодной экономии расходов на топливо, аккумулируемой за ожидаемый срок службы нового оборудования, может быть определена на основании формулы текущего аннуитета:

$$PVA_n = \sum_{t=1}^n \frac{PMT}{(1+k)^t} = PMT \cdot \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+k)^t} = PMT \cdot \frac{\left[1 - \frac{1}{(1+k)^n}\right]}{k}, \quad (1)$$

где PMT – ежегодная сумма экономии расходов на топливо; n – срок службы оборудования, лет; k – ставка дисконта, %.

При сроке службы оборудования 25 лет и ставке дисконта 8 % текущая (приведенная к ценам нулевого года) стоимость ежегодной аккумулируемой экономии расходов на топливо составляет:

$$PVA_n = 930,05 \text{ млн руб.} \cdot \frac{\left[1 - \frac{1}{(1+0,08)^{25}}\right]}{0,08} = 930 \text{ млн руб.} \cdot 10,67 = 9\,928,07 \text{ млн руб.} \quad (2)$$

Таким образом, накопленная годовая экономия расходов на топливо, приведенная к началу инвестиционного периода, достигает третьей части от величины инвестиций по проекту (9 928,07 млн руб. / 30 109,2 млн руб. = 33 %).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Источником финансирования (возврата заемных средств) по масштабной программе модернизации ТЭС РФ является дополнительная плата за мощность. При этом получаемая в результате модернизации экономия эксплуатационных расходов при определении данной платы за мощность не учитывается.

За рубежом реализация крупных инфраструктурных проектов осуществляется на принципах проектного финансирования, предусматривающих оплату капитальных затрат на этапе строительства за счет заемных средств, возвращаемых и обслуживаемых за счет прибыли по проекту. В проектах модернизации, направленных на улучшение технико-экономических показателей оборудования, значимым источником прибыли является экономия эксплуатационных затрат.

На примере инвестиционного проекта модернизации Хабаровской ТЭЦ показано, что установка современного оборудования позволяет заметно сократить ежегодные эксплуатационные расходы, прежде всего на топливо. В частности, замена устаревшего паротурбинного оборудования приведет к увеличению КПД электростанции и снижению затрат на топливо почти на 30 % по сравнению с затратами до модернизации. Результаты сравнительного анализа показали, что приведенная стоимость экономии только топливных расходов, накопленной в течение срока службы оборудования, при ставке дисконта 8 %, составляет почти треть нормативных инвестиционных затрат по проекту. Таким образом, учет полной экономии эксплуатационных расходов при определении платы за мощность для генерирующих объектов, подлежащих модернизации, может значительно сократить ее величину.

¹⁹ ПАО «РусГидро». Отчет по проведению публичного технологического и ценового аудита проектной документации по объекту «Хабаровская ТЭЦ-4 с внеплощадной инфраструктурой». Режим доступа: https://rushydro.ru/activity/invest/pricing_audit/2021 (дата обращения: 01.05.2025).

Список литературы

1. Мясников Н.И. Опыт применения газотурбинных и парогазовых установок в ПАО «Мосэнерго». В кн.: Фундаментальные проблемы исследований, разработок и реализации научных достижений в области газовых турбин в российской экономике: материалы LXV научно-технической сессии по проблемам газовых турбин и парогазовых установок, Санкт-Петербург, 18–19 сентября 2018 г. М.: Всероссийский теплотехнический институт; 2018. С. 25–33.
2. Шувалова Д.Г., Овчинникова Ю.А., Лыкова О.А. Сравнительный анализ отраслевых рынков энергомашиностроительной отрасли и энергетики. E-Managment. 2022;2(5):109–120. <https://doi.org/10.26425/2658-3445-2022-5-2-109-120>
3. Орлова Ю.А. Оптовый рынок электроэнергии и мощности: возрождение регулирования? ЭКО. 2019;4:113–131. <https://doi.org/10.30680/ECO0131-7652-2019-4-113-131>
4. Брейли Р., Майерс С. Принципы корпоративных финансов. Пер. с англ. Н.Н. Барышниковой. 2^е изд. М.: Олимп-Бизнес; 2010. 977 с.
5. Ёскомб Э.Р. Принципы проектного финансирования. Пер. с англ. М.: Альпина Паблишер; 2015. 408 с.
6. Черняховская Ю.В., Дьяконов М.О. Модель финансирования строительства АЭС на примере проекта манкала в Финляндии. Корпоративные финансы. 2017;4(14):44–66.
7. Судас Л.Г., Бобылева А.З., Львова О.А. Зарубежный опыт проектного финансирования в электроэнергетике. Государственное управление. Электронный вестник. 2011;29.
8. Черняховская Ю.В., Корольков Д.А. Государственно-частное партнерство в атомной энергетике: опыт США. Финансы: теория и практика. 2017;1(21):91–105.
9. Горбачева Т.А., Буневич К.Г. Анализ практики «зеленых» финансов в Соединенных Штатах Америки, Великобритании и Российской Федерации. Управление. 2022;3(10):29–37. <https://doi.org/10.26425/2309-3633-2022-10-3-29-37>
10. Штым А.Н., Штым К.А. Энергетика Дальнего Востока: учебное пособие для вузов. Владивосток: Дальневосточный федеральный университет; 2017. 163 с.

References

1. Myasnikov N.I. Experience in the use of gas turbine and combined-cycle gas installations in PJSC Mosenergo. In: Fundamental problems of research, development and implementation of scientific achievements in the field of gas turbines in the Russian economy: Proceedings of the LXV Scientific and Technical Session on the Problems of Gas Turbines and Combined-cycle Gas Installations, St. Petersburg, September 18–19, 2018. Moscow: All-Union Thermal Engineering Institute; 2018. Pp. 25–33.
2. Shuvalova D.G., Ovchinnikova Yu.A., Lykova O.A. Industrial markets of the power engineering industry and energy: comparative analysis. E-Managment. 2022;2(5):109–120. (In Russian). <https://doi.org/10.26425/2658-3445-2022-5-2-109-120>
3. Orlova Yu.A. Russian wholesale markets for electricity and capacity: regulation revival? ECO. 2019;4:113–131. (In Russian). <https://doi.org/10.30680/ECO0131-7652-2019-4-113-131>
4. Brealey R., Myers S. Principles of corporate finance. Trans. from Eng. N.N. Baryshnikova. 2nd ed. Moscow: Olimp-Business; 2010. 977 p. (In Russian).
5. Yescombe E.R. Principles of project finance. Trans. from Eng. Moscow: Alpina Publisher; 2015. 408 p. (In Russian).
6. Chernyakhovskaya Yu.V., Dyakonov M.O. Financial model of a NPP construction a case study of the mankala project in Finland. Journal of Corporate Finance Research. 2017;4(14):44–66. (In Russian).
7. Sudas L.G., Bobyleva A.Z., Lvova O.A. Foreign experience of project financing in the electric power industry. Public Administration. E-Journal. 2011;29. (In Russian).
8. Chernyakhovskaya Yu.V., Korolkov D.L. Public-private partnership in nuclear energy: the USA experience. Finance: Theory and Practice. 2017;1(21):91–105. (In Russian).
9. Gorbacheva T.A., Bunevich K.G. Green finance in the United States of America, United Kingdom and Russian Federation: practice analysis. Management. 2022;3(10):29–37. (In Russian). <https://doi.org/10.26425/2309-3633-2022-10-3-29-37>
10. Shtym A.N., Shtym K.A. Power engineering of the Far East: textbook for universities. Vladivostok: Far Eastern Federal University; 2017. 163 p. (In Russian).