

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО ЯДЕРНОГО ЭНЕРГБЛОКА МАЛОЙ МОЩНОСТИ В УСЛОВИЯХ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР АРКТИЧЕСКИХ РЕГИОНОВ РОССИИ

Е. Л. Степанова, И. Г. Донской

Институт систем энергетики имени Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (Иркутск, Российская Федерация)

Статья поступила в редакцию 21 марта 2025 г.

### Для цитирования

Степанова Е. Л., Донской И. Г. Техничко-экономическое обоснование эффективности режимов работы теплофикационного ядерного энергоблока малой мощности в условиях низких температур арктических регионов России // Арктика: экология и экономика. — 2025. — Т. 15, № 2. — С. 246—254. — DOI: 10.25283/2223-4594-2025-2-246-254.

*Представлена методика технико-экономического обоснования эффективности работы теплофикационного ядерного энергоблока с реакторной установкой РИТМ-200 и паротурбинной установкой электрической и тепловой мощностью до 55 МВт и 30 Гкал/ч соответственно при эксплуатации в условиях низких температур арктических регионов России. Приведено описание оптимизационной математической модели энергоблока. В результате оптимизационных исследований получены предварительные данные о возможной стоимости отпускаемой электрической энергии и обеспеченности потребителей, имеющих потребность в электрической нагрузке до 55 МВт, тепловой нагрузке 10, 20 или 30 Гкал/ч в широком диапазоне средних температур наружного воздуха на протяжении отопительного периода.*

**Ключевые слова:** атомная энергетика, атомные станции малой мощности, теплофикационные ядерные энергоблоки, технико-экономические показатели, паротурбинные установки, моделирование, математические модели.

### Введение

В России и ряде зарубежных стран в последнее время активно ведутся исследования возможности использования в качестве энергоисточников атомных станций малой мощности (АСММ). Для изолированных и отдаленных регионов, в которых электрические сети отсутствуют или слабо развиты, а стоимость доставки углеводородного топлива до-

вольно высока, эксплуатация и строительство АСММ особенно актуальны [1]. Перспективными реакторными установками (РУ) такого типа для развития энергоснабжения арктических территорий России, где потребляют электроэнергию, как правило, предприятия по добыче полезных ископаемых, насосные станции на магистральных газонефтепроводах, поселки коренных народов и терминалы морских портов, являются РУ линейки РИТМ, разрабатываемой в Опытном конструкторском бюро машиностроения

© Степанова Е. Л., Донской И. Г., 2025

им. И. И. Африкантова (ОКБМ Африкантов) <sup>1</sup>. Одними из определяющих факторов экономического развития арктических территорий являются природные ресурсы. В Арктической зоне Республики Саха (Якутия) планируются восстановление и разработка новых месторождений природного газа, нефти и редкоземельных металлов <sup>2</sup>. Такие мероприятия требуют бесперебойного обеспечения электрической энергией. В настоящее время энергоисточники, снабжающие предприятия по добыче полезных ископаемых и поселения проживающих на данных территориях людей, работают на углеводородном топливе, зачастую на дизельном топливе, что значительно влияет на экологическую обстановку [2; 3]. И это является дополнительным доводом в пользу эксплуатации АСММ. Госкорпорация «Росатом» занимается реализацией проекта наземной АСММ с реакторной установкой РИТМ-200Н (электрической мощностью 55 МВт) в Усть-Янском районе Якутии вблизи поселка Усть-Куйга [4; 5]. Кроме того, разрабатывается проект по энергоснабжению Баимского золотомедного месторождения на Чукотке <sup>3</sup>.

Тарифы на электрическую и тепловую энергию для населения на территории Арктической зоны достаточно высоки и доходят до 9 руб./кВт·ч, 1549—3135 руб./Гкал и выше — для Чукотского автономного округа (АО) — соответственно. Экономически обоснованные тарифы на электрическую и тепловую энергию находятся в диапазонах: для электроэнергетики — 16—210 руб./кВт·ч, для тепловой энергии — 900—45 580 руб./Гкал и выше (для Чукотского АО) <sup>4</sup> [6—9]. Применение АСММ с теплофикационными энергоблоками позволит значительно уменьшить тарифы. В связи с вышесказанным тема настоящей статьи авторами видится актуальной, а выполненные исследования могут быть интересны специалистам в области изучения технико-экономической эффективности режимов работы АСММ для энергообеспечения арктических территорий.

Целью данной работы является представление методики проведения технико-экономического обоснования эффективности режимов работы теплофи-

кационного ядерного энергоблока малой мощности с учетом низких температур арктических регионов России, а также опробование методики на примере энергоблока.

### Методы исследования

В статьях, посвященных исследованиям АСММ с РУ типа РИТМ-200, в основном рассматривается работа в конденсационном режиме, в частности, с конденсационной паротурбинной установкой (ПТУ) К-50-3,4/50 [4]. В материалах по этой теме встречаются обоснования применения и теплофикационных ПТУ, но без подробных исследований режимов работы таких энергоблоков в условиях низких температур. Поэтому авторы ставили задачу исследовать технико-экономическую эффективность режимов работы именно теплофикационного ядерного энергоблока на основе его математической модели (ММ) при предполагаемой эксплуатации в условиях низких температур арктических территорий. Применение ядерных энергоблоков с теплофикационными ПТУ может быть востребовано для горячего водоснабжения (ГВС) и отопления корпусов самих АСММ, зданий предприятий по добыче природных ресурсов и домов близлежащих поселений, а также для обеспечения производственной потребности предприятий в паре теплофикационных параметров (0,12 МПа).

Теплофикационный ядерный энергоблок может производить электрическую и тепловую энергии (когенерационный режим работы). Исследуемый энергоблок включает в себя РУ РИТМ-200 и теплофикационную ПТУ максимальной мощностью 55 МВт. В открытом доступе нет подробной информации о теплофикационной турбине для совместной работы с РИТМ-200. В связи с этим была разработана ММ ПТУ на основе ПТУ ТК-35/38-3,4 Калужского турбинного завода <sup>5</sup>, предположительно названная ТК-50/55-3,4. Более подробная информация о данной ПТУ приведена в [10]. Паровая турбина ТК-50/55-3,4 располагает теплофикационным отбором для покрытия потребности ГВС и отопления, электрической и тепловой мощностью до 55 МВт и 30 Гкал/ч соответственно.

ММ энергоблока с РУ РИТМ-200 и ПТУ ТК-50/55-3,4 подготовлена в лаборатории исследования энергетических установок отдела теплотехнических систем Института систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН с применением программно-вычислительного комплекса (ПВК) TerIsh. На ММ, произведенных посредством ПВК, можно осуществлять конструкторские, поверочные расчеты и оптимизационные исследования режимов работы энергоустановок, применяя метод ступенчатой оптимизации [11—13]. В соответствии

<sup>1</sup> <https://www.okbm.nnov.ru/business-directions/atomnye-stantsii-maloy-sredney-moshchnosti-i-plavuchie-atomnye-teploelektrostantsii/>.

<sup>2</sup> Постановление Правительства Республики Саха (Якутия) от 13 июля 2022 года № 417; Государственная программа Республики Саха (Якутия) «Развитие промышленности и производство минерально-сырьевой базы в Республике Саха (Якутия)». — URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/1400202207150002?ysclid=m7sgdjrhs3802958339>; Стратегия социально-экономического развития Республики Саха (Якутия) до 2030 года с определением основных направлений до 2050 года. — URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/1400201701030003?ysclid=m7sgc1mmoy583953839>.

<sup>3</sup> <https://strana-rosatom.ru/2022/04/22/rosatom-investiruet-bolshe-150-mlrd-ru/>.

<sup>4</sup> <http://rosstat.gov.ru>.

<sup>5</sup> [http://paoktz.ru/press/news/oao-quot-kaluzhskiy-turbinnyy-zavod-quot-zavershilo-izgotovlenie-oborudovaniya-dlya-pates/?sphrase\\_id=7942](http://paoktz.ru/press/news/oao-quot-kaluzhskiy-turbinnyy-zavod-quot-zavershilo-izgotovlenie-oborudovaniya-dlya-pates/?sphrase_id=7942).

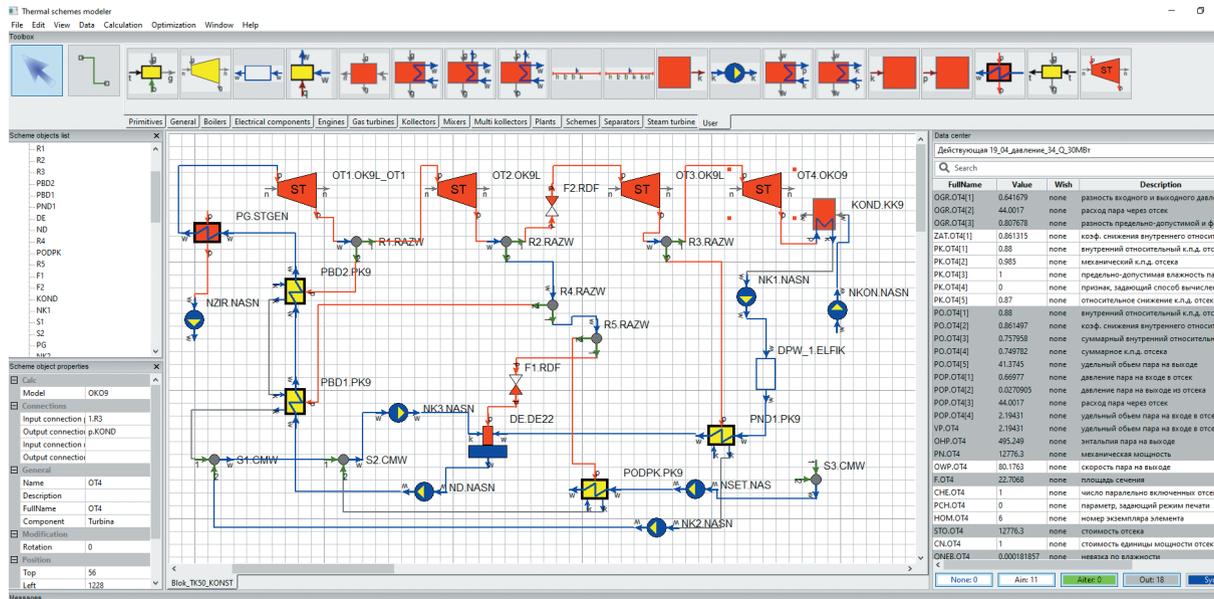


Рис. 1. Скриншот экрана TepISh с отображением расчетной схемы теплофикационного ядерного энергоблока  
Fig. 1. TepISh interface with display of the calculation scheme of a cogeneration nuclear power unit

с данным методом ход решения системы алгебраических и трансцендентных уравнений, описывающих установившийся режим работы ядерной энергоустановки, интегрируется с процессом оптимизации. На рис. 1 приведен скриншот экрана ПВК TepISh с отображением интерактивной расчетной схемы теплофикационного ядерного энергоблока с РУ РИТМ-200 и ПТУ ТК-50/55-3,4.

**Оптимизационная модель теплофикационно-ядерного энергоблока.** ММ теплофикационного ядерного энергоблока в целом состоит из моделей основного оборудования энергоблока и служит для оптимизационных исследований режимов работы в принятом разработчиками диапазоне электрических и тепловых мощностей. Оптимизационные исследования могут выполняться для выбранных диапазонов тепловых мощностей РУ, тепловых нагрузок потребителя и температур наружного воздуха. Следует отметить, что ММ самой РУ является упрощенной и результатом расчетов с ее помощью служит определение расхода ядерного топлива. В основу ММ расчета парогенератора (ПГ) РУ при частичных нагрузках заложены поверочные расчеты теплообменных поверхностей нагрева ПГ (экономизерного, испарительного, пароперегревательного). При этом конструктивные параметры ПГ соответствуют параметрам ПГ РИТМ-200, указанным в открытом доступе (см. сноски 1 и 3) [4]. Модель ПГ РУ рассчитывает входные и выходные величины температур, энтальпий теплоносителей, выходные величины расхода, температуры и давления острого пара. ММ ПТУ ТК-50/55-3,4 создана на основе подробных конструкторских и поверочных расчетов и объединяет в себе модели отдельных элементов: отсеков турбоустановки, регенеративных подогревателей

высокого и низкого давления, деаэратора, сетевых подогревателей, конденсатора, регулирующих диафрагм, насосов.

Для более полной оценки технико-экономической эффективности режимов работы теплофикационного ядерного энергоблока с РУ РИТМ-200 и ПТУ ТК-50/55-3,4 предлагается методика, основанная на решении двух задач. Первая задача заключается в минимизации LCOE — средней стоимости выработки электроэнергии за весь срок службы энергоблока при установленной цене тепла и заданной ставке дисконтирования. Решение этой задачи осуществляется посредством проведения конструкторских расчетов на ММ энергоблока (известные конструктивные характеристики оборудования задаются, неизвестные подлежат оптимизации). Математическая запись решаемой первой оптимизационной задачи выглядит следующим образом.

$$\min_{Q^p, x_{kon}} LCOE \quad (1)$$

при условиях:

$$S_{kon} = f(x_{kon}, B_{kon}, \gamma_{kon}, Q^p); \quad (2)$$

$$G_{kon}(x_{kon}, B_{kon}, \gamma_{kon}, Q^p) \geq 0, \quad (3)$$

$$x_{kon}^{\min} \leq x_{kon} \leq x_{kon}^{\max};$$

$$N_{kon} = f(Q^p, B_{kon}, x_{kon}, \gamma_{kon}), \quad (4)$$

$$x_{kon}^{\min} \leq x_{kon} \leq x_{kon}^{\max};$$

$$\begin{aligned} K_{об} &= \theta(S_{кон}, k_{уд}), \\ K_{сум} &= K_{об} + K_{стр}; \end{aligned} \quad (5)$$

$$B_{кон} = G_1^{ТН} (i_p^{ввых} - i_p^{вх}) \frac{3600}{7 \cdot 10^6}; \quad (6)$$

$$\mathcal{E}_{год} = (N - N^{сн})T, \quad B_{год} = B_{кон}T; \quad (7)$$

$$Q_{год}^{отп} = Q_{кон}T, \quad U_T = B_{год}C_T; \quad (8)$$

$$\begin{aligned} LCOE &= \left[ (K_{сум}/N_{стр})\phi + U_T + \right. \\ &\left. + K_{сум}\alpha_{у.п} - Q_{год}^{отп}C^{теп} \right] (\mathcal{E}_{год}^{отп})^{-1}, \end{aligned} \quad (9)$$

где  $S_{кон}$  — вектор параметров конструкции установки;  $x_{кон}$  — вектор оптимизируемых параметров, задающих конструктивные характеристики установки;  $\gamma_{кон}$  — вектор начальных данных, обуславливающих внешние условия работы установки;  $Q^p$  — расчетная тепловая нагрузка;  $G_{кон}$  — вектор ограничений-неравенств;  $x_{кон}^{min}$  и  $x_{кон}^{max}$  — векторы минимальных и максимальных значений  $x_{кон}$ ;  $B_{год}$  и  $B_{кон}$  — годовой и часовой расходы топлива соответственно;  $N_{кон}$  — полная электрическая мощность;  $N^{min}$  и  $N^{max}$  — наименьшее и наибольшее значения электрической мощности;  $K_{об}$  — капиталовложения в оборудование;  $k_{уд}$  — вектор удельных стоимостей элементов оборудования;  $K_{сум}$  — суммарные капиталовложения;  $K_{стр}$  — капиталовложения, предусматривающие непредвиденные расходы и затраты на строительство;  $G_1^{ТН}$  — расход теплоносителя 1-го контура;  $i_p^{ввых}$  и  $i_p^{вх}$  — выходная и входная энтальпия теплоносителя 1-го контура соответственно;  $\mathcal{E}_{год}^{отп}$  — годовой отпуск электроэнергии;  $N$  — полная электрическая мощность собственных нужд;  $T$  — число часов использования установленной мощности;  $Q_{год}^{отп}$  и  $Q_{кон}$  — годовой и часовой отпуск тепловой энергии соответственно;  $U_T$  — топливные издержки;  $C_T$  — стоимость топлива;  $N_{стр}$  — продолжительность строительства в годах;  $\phi$  — коэффициент эффективности капиталовложений, зависящий от  $N_{стр}$ , ставки дисконтирования и срока службы;  $\alpha_{у.п}$  — доля условно-постоянных издержек;  $C^{теп}$  — стоимость тепловой энергии.

Решение второй задачи осуществляется при выполнении на ММ энергоблока поверочных расчетов (определяются расходы, давления и температуры теплоносителей) при фиксированных конструктивных характеристиках (известных или полученных в результате решения первой задачи). При принятых значениях тепловой мощности ПГ РУ и тепловой нагрузки потребителей сетевой воды максимизируется полезная электрическая мощность теплофикационного ядерного энергоблока при соблюдении всех технических ограничений его оборудования. Пред-

усматриваются условия неотрицательности конечных температурных перепадов теплообменных аппаратов, неотрицательности перепадов давлений в дроссельном клапане острого пара, дроссельном клапане пара в деаэрактор, сетевом подогревателе, дроссельном устройстве регулируемого отбора, недопустимости превышения предельно разрешенного значения влажности пара из последнего отсека турбоустановки. Математическая запись второй решаемой задачи приведена ниже.

$$\max N_{ПЗ}^{отп}(x_{пов}, y_{пов}, Q^p, Q_{П}, P_{теп}, t_{нв}) \quad (10)$$

при ограничениях:

$$H_{пов}(x_{пов}, y_{пов}, Q^p, Q_{П}, P_{теп}, t_{нв}) = 0; \quad (11)$$

$$G_{пов}(x_{пов}, y_{пов}, Q^p, Q_{П}, P_{теп}, t_{нв}) \geq 0; \quad (11)$$

$$x_{пов}^{min} \leq x_{пов} \leq x_{пов}^{max}, \quad (12)$$

где  $N_{ПЗ}^{отп}$  — полезная электрическая мощность энергоблока;  $x_{пов}$  — вектор независимых оптимизируемых параметров поверочного расчета (расходы пара в конденсатор турбины, пара из регулируемых отборов турбины, давление пара перед регулирующими диафрагмами и др.);  $y_{пов}$  — вектор зависимых вычисляемых параметров поверочного расчета (расходы острого пара, пара из нерегулируемых отборов турбины, электрическая мощность турбины, давление в регулируемых отборах турбины и т. д.);  $Q_{П}$  — средняя тепловая нагрузка потребителя;  $P_{теп}$  — тепловая мощность ПГ РУ;  $t_{нв}$  — средняя температура наружного воздуха;  $H_{пов}$  — вектор ограничений-равенств;  $G_{пов}$  — вектор ограничений-неравенств;  $x_{пов}^{min}$  и  $x_{пов}^{max}$  — векторы минимальных и максимальных значений  $x_{пов}$ .

## Результаты исследования

Согласно описанной выше методике и первой задаче (1)—(9) в настоящей работе был проведен оптимизационный расчет по критерию оптимальности LCOE для исследуемого ядерного энергоблока при соблюдении технических условий его эксплуатации. Значение LCOE рассчитывалось при равномерном распределении капитальных вложений по годам строительства и равных годовых эксплуатационных издержках по годам эксплуатации. Некоторые данные при расчете были заданы экспертно из-за недостаточности информации в открытом доступе по экономическим показателям перспективных АСММ. Принималось, что продолжительность строительства равна 4 годам, срок эксплуатации — 60 лет, ставка дисконтирования — 8%, общие капиталовложения в ядерный энергоблок (РУ РИТМ-200, ПТУ ТК-50/55-3,4) — 42 млрд руб., доля условно-постоянных затрат — 0,04, стоимость тепловой энергии —

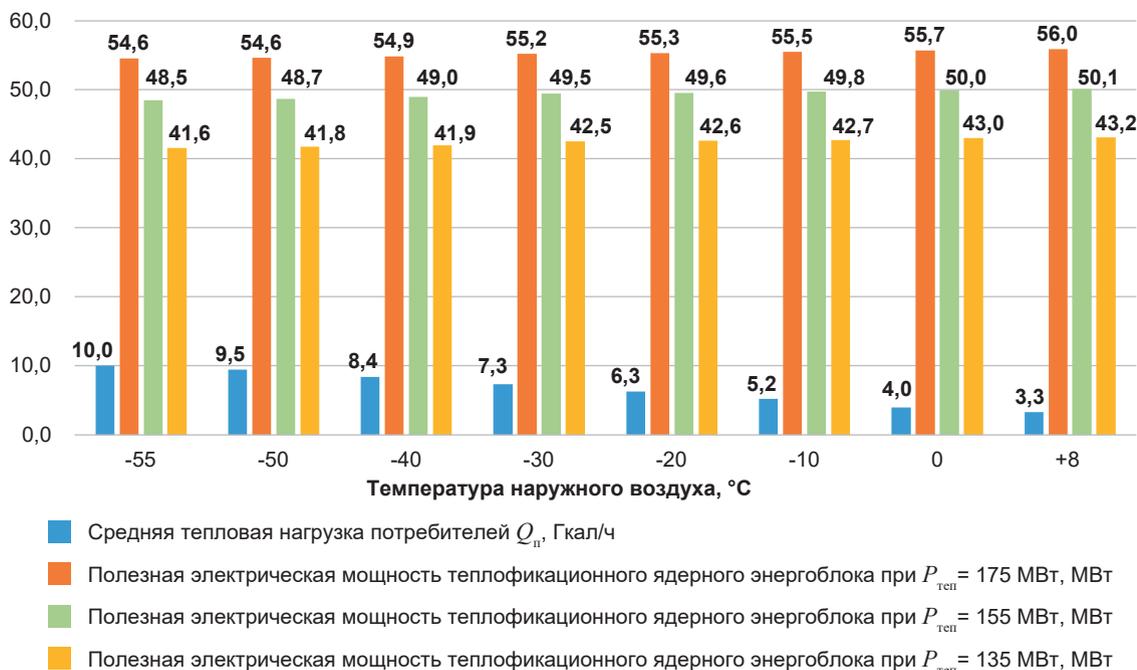


Рис. 2. График изменения полезной электрической мощности энергоблока при изменении средней тепловой нагрузки потребителей и тепловой мощности ПГ РУ для варианта № 1 ( $Q^p = 10$  Гкал/ч)  
 Fig. 2. Graph of the useful electric power behavior of the power unit under change in average heat load of consumers and heat capacity of PG RU for option No. 1 ( $Q^p = 10$  Gcal/h)

1800 руб./Гкал. Общее количество параметров ММ энергоблока, подлежащих оптимизации, равнялось 45, ограничений-неравенств — 162. Рассчитанная величина стоимости электрической энергии LCOE, вырабатываемой исследуемым теплофикационным ядерным энергоблоком при принятых исходных данных, составила 14 руб./кВт·ч.

Для оценки обеспеченности электрической и тепловой энергией потребителей от теплофикационного ядерного энергоблока с РУ РИТМ-200 и ПТУ ТК-50/55-3,4 при средних температурах наружного воздуха отопительного периода в диапазоне от +8°C (начало отопительного периода) до -55°C с помощью ММ энергоблока решалась вторая задача (9)— (13) на максимум полезного отпуска электрической энергии при заданных величинах тепловой мощности ПГ РУ и тепловых нагрузках потребителей (ГВС и отопление). Был выполнен ряд оптимизационных расчетов: при величинах тепловой мощности ПГ РУ  $P_{теп}$  175 МВт и снижения в случае производственной необходимости до 155 МВт, 135 МВт для трех вариантов уровней расчетных тепловых нагрузок потребителей  $Q^p$ : вариант № 1 — 10 Гкал/ч, вариант № 2 — 20 Гкал/ч, вариант № 3 — 30 Гкал/ч.

Основные результаты оптимизационных исследований режимов работы теплофикационного ядерного энергоблока представлены ниже в виде графиков. На рис. 2 для варианта № 1 (расчетная тепловая нагрузка потребителей  $Q^p = 10$  Гкал/ч) приведен график изменения полезной электрической

мощности энергоблока при изменении средней тепловой нагрузки потребителей  $Q_{п}$ , соответ-

ствующей средней температуре наружного воздуха  $t_{нв}$  за определенный период для тепловой мощности ПГ РУ  $P_{теп}$ , равной 175 МВт, 155 МВт и 135 МВт. На рис. 3 и 4 — то же для вариантов № 2 и 3 соответственно. Средняя тепловая нагрузка потребителя рассчитывалась исходя из расчетной тепловой нагрузки потребителей  $Q^p$ , расчетной температуры наружного воздуха для условно предполагаемого арктического региона эксплуатации энергоблока (равной -55°C) и средней температуры наружного воздуха  $t_{нв}$  для восьми временных интервалов отопительного периода.

Результаты исследования, представленные выше, могут быть использованы для технико-экономического обоснования эффективности режима работы теплофикационного ядерного энергоблока и предварительной оценки обеспеченности потребителей арктических территорий (предприятий по добыче полезных ископаемых, поселений местных жителей и др.) в электрической мощности до 55 МВт и тепловой мощности 10 Гкал/ч, 20 Гкал/ч или 30 Гкал/ч на протяжении отопительного периода в диапазоне средних температур наружного воздуха от +8°C до -55°C. В настоящей работе предоставлены результаты исследований одного теплофикационного ядерного энергоблока, но в зависимости от общей потребности конкретных энергопотребителей кон-

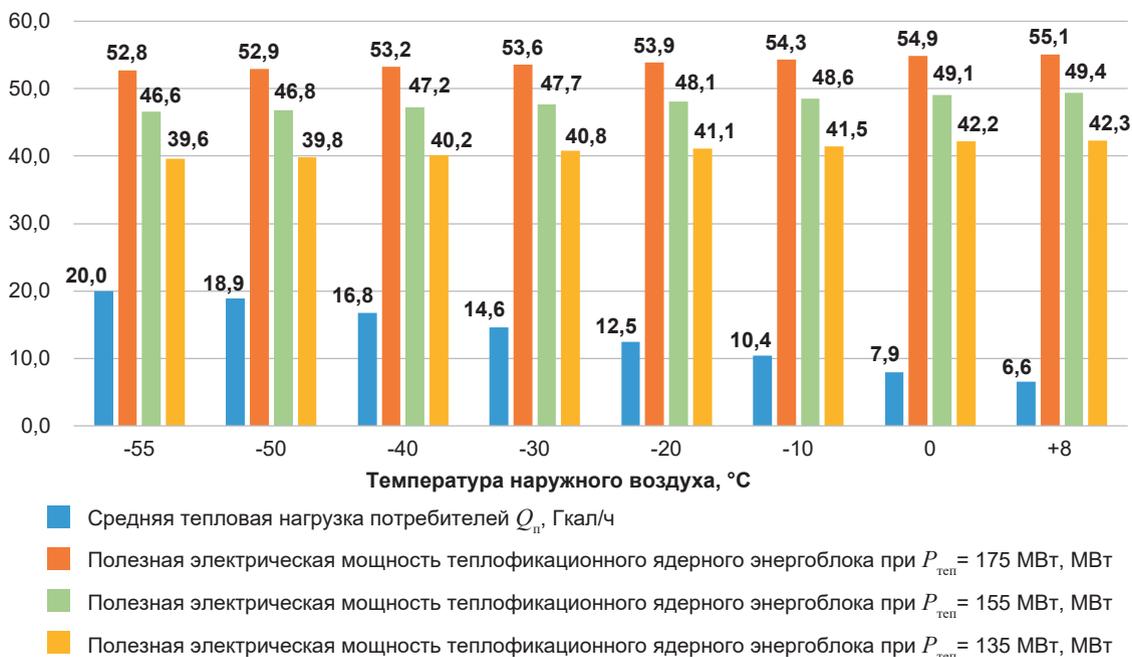


Рис. 3. График изменения полезной электрической мощности энергоблока при изменении средней тепловой нагрузки потребителей и тепловой мощности ПГ РУ для варианта № 2 ( $Q^p = 20$  Гкал/ч)

Fig. 3. Graph of the useful electric power behavior of the power unit under change in average heat load of consumers and heat power of PG RU for option No. 2 ( $Q^p = 20$  Gcal/h)

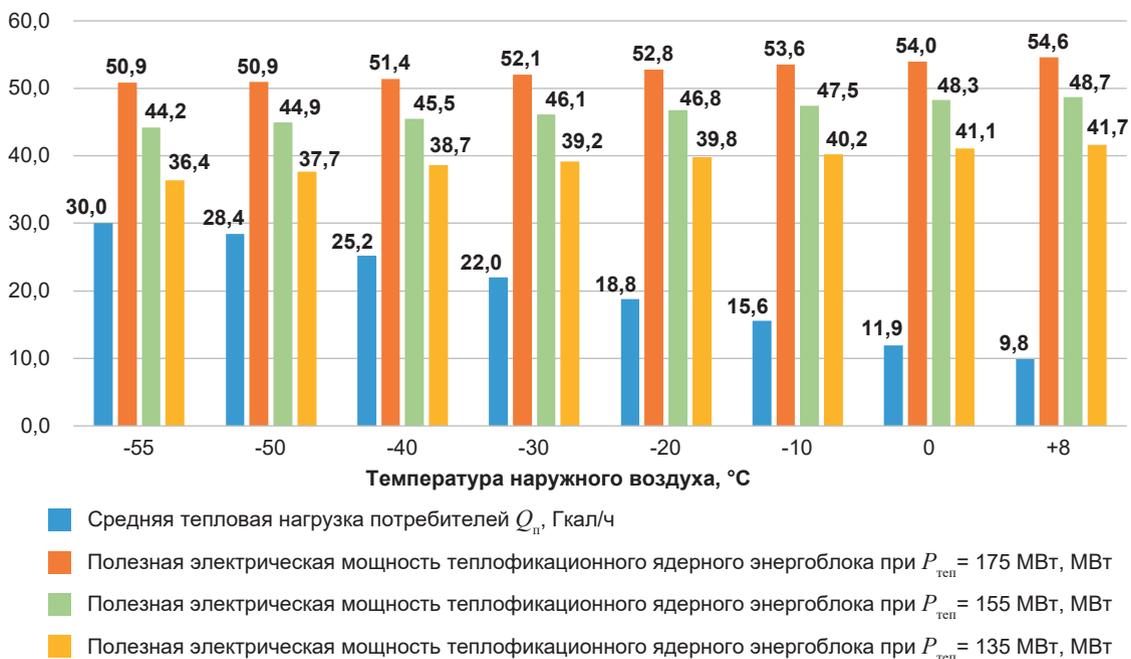


Рис. 4. График изменения полезной электрической мощности энергоблока при изменении средней тепловой нагрузки потребителей и тепловой мощности ПГ РУ для варианта № 3 ( $Q^p = 30$  Гкал/ч)

Fig. 4. Graph of the useful electric power behavior of the power unit under change in average heat load of consumers and heat power of PG RU for option No. 3 ( $Q^p = 30$  Gcal/h)

фигурация атомных станций в целом в плане состава генерирующего оборудования может быть любой. В частности, в случае большей, чем 50—55 МВт, потребности в электрической мощности на АСММ может быть установлено несколько атомных энер-

гоблоков, что увеличит надежность энергоснабжения. В вариантах энергоснабжения, когда требуемая электрическая нагрузка потребителей значительно превалирует над потребностью в тепловой энергии (ГВС и отопление самих зданий предприятия без

снабжения теплом близлежащих поселений либо последние имеют небольшую потребность в тепле) на АСММ могут быть установлены как РУ с конденсационными ПТУ, так и РУ с теплофикационными ПТУ.

### Выводы

В данной работе представлена методика технико-экономического обоснования эффективности режимов работы теплофикационного ядерного энергоблока в условиях низких температур арктических регионов России. Методика основана на решении двух оптимизационных задач: задачи минимизации средней стоимости выработки электроэнергии за весь срок службы энергоблока при заданных цене тепла и ставке дисконтирования и задачи максимизации полезного отпуска электрической энергии от энергоблока при принятых значениях тепловой мощности парогенератора реакторной установки и тепловой нагрузки потребителей с соблюдением всех технических ограничений эксплуатируемого оборудования. Методика может быть применена и для исследования режимов работы АСММ с конденсационными ПТУ путем исключения параметров, имеющих отношение к выработке тепловой энергии. Проведено опробование на примере математической модели теплофикационного ядерного энергоблока, с помощью которой осуществлен ряд оптимизационных расчетов режимов работы. В результате получены предварительные данные о возможной стоимости отпускаемой электрической энергии и об обеспеченности потребителей арктических регионов (предприятий по добыче полезных ископаемых, поселений местных жителей и др.), имеющих потребность в электрической мощности до 55 МВт и тепловой мощности 10 Гкал/ч, 20 Гкал/ч или 30 Гкал/ч на протяжении отопительного периода в широком диапазоне средних температур наружного воздуха. Полученные результаты могут иметь практическое применение у специалистов в области изучения и обоснования технико-экономической эффективности режимов работы АСММ для энергообеспечения арктических территорий.

### Финансирование

Исследования выполнены в рамках проекта государственного задания (№ FWEU-2021-0005, рег. № АААА-А21-121012190004-5) программы фундаментальных исследований Российской Федерации на 2021—2030 гг.

### Литература/References

1. Пименов А. О., Куликов Д. Г., Васильев А. П., Молоканов Н. А. Атомные станции малой мощности на арктических территориях: вопросы экономической целесообразности и экологической безопасности // Арктика: экология и экономика. — 2019. — № 2 (34). — С. 120—128. — DOI: 10.25283/2223-4594-2019-2-120-128.

Pimenov A. O., Kulikov D. G., Vasilyev A. P., Molokanov N. A. Small Nuclear Power Plants in the Arctic Regions: Issues of Economic Feasibility and Environmental Safety. Arctic: Ecology and Economy, 2019, no. 2 (34), pp. 120—128. DOI: 10.25283/2223-4594-2019-2-120-128. (In Russian).

2. Майсюк Е. П., Иванова И. Ю. Экологическая оценка использования разных видов топлива для производства энергии в арктических районах Дальнего Востока // Арктика: экология и экономика. — 2020. — № 1 (37). — С. 26—36. — DOI: 10.25283/2223-4594-2020-1-26-36.

Majsyuk E. P., Ivanova I. Yu. Environmental assessment of different fuel types for energy production in the Arctic regions of the Russian Far East. Arctic: Ecology and Economy, 2020, no. 1 (37), pp. 26—36. DOI: 10.25283/2223-4594-2020-1-26-36. (In Russian).

3. Майсюк Е. П., Иванова И. Ю. Экологическая оценка природы Восточной Арктики: вклад объектов энергетики // Энергет. политика. — 2021. — № 5 (159). — С. 80—93. — DOI: 10.46920/2409-5516\_2021\_5159\_80.

Majsyuk E. P., Ivanova I. Yu. Environmental assessment of the nature of the Eastern Arctic: contribution of energy facilities. Energeticheskaya politika, 2021, no. 5 (159), pp. 80—93. DOI: 10.46920/2409-5516\_2021\_5159\_80. (In Russian).

4. Петрунин В. В., Фадеев Ю. П., Пахомов А. Н. и др. Обликовый проект АСММ с реакторной установкой РИТМ-200 // Атом. энергия. — 2018. — Т. 125, № 6. — С. 323—326. — DOI: 10.25283/2223-4594-2019-2-120-128.

Petrinin V. V., Fadeev Yu. P., Pakhomov A. N., Veshnyakov K. B., Polunichiev V. I., Shamanin I. E. Outline design of a small nuclear power plant with a RITM-200 reactor plant. Atomnaya energiya, 2018, vol. 125, no. 6, pp. 323—326. DOI: 10.25283/2223-4594-2019-2-120-128. (In Russian).

5. Петрунин В. В., Бахметьев А. М., Кураченков А. В. и др. Основные результаты анализа применимости стандартов МАГАТЭ к проекту реакторной установки РИТМ-200Н для атомных станций малой мощности // Ядер. и радиац. безопасность. — 2024. — № 3. — С. 14—32. — DOI: 10.26277/SECNRS.2024.113.3.002.

Petrinin V. V., Bakhmetev A. M., Kurachenkov A. V., Galitskikh V. Yu., Makeyev Yu. A., Shchekin D. V. Main analysis results of the IAEA standards applicability to the RITM-200N design for small nuclear power plants. Yadernaya i radiatsionnaya bezopasnost', 2024, no. 3 (113), pp. 14—32. DOI: 10.26277/SECNRS.2024.113.3.002. (In Russian).

6. Башмаков И. А. Оценка расходов на энергоснабжение в регионах Крайнего Севера // Энергосбережение. — 2017. — № 4. — С. 40—46. Bashmakov I. A. Assessment of energy supply costs in the regions of the Far North. Energoberezhenie, 2017, no. 4, pp. 40—46. (In Russian).

7. Змиева К. А. Проблемы энергоснабжения арктических регионов // Рос. Арктика. — 2020. — № 8. — С. 5—14. — DOI: 10.2441/2658-4255-2020-10086. Zmieva K. A. Problems of energy supply of the Arctic regions. Rossiiskaya Arktika, 2020, no. 8, pp. 5—14. DOI: 10.2441/2658-4255-2020-10086. (In Russian).
8. Кузнецов Н. М., Маслобоев В. А., Коновалова О. Е. Распределенная энергетика регионов Арктической зоны Российской Федерации // Арктика 2035: актуальные вопросы, проблемы, решения. — 2021. — № 1 (5). — С. 11—21. — DOI: 10.51823/74670\_2021\_1\_11. Kuznetsov N. M., Masloboev V. A., Konovalova O. E. Distributed energy of the regions of the Arctic zone of the Russian Federation. Arktika 2035: aktual'nye voprosy, problemy, resheniya, 2021, no. 1 (5), pp. 11—21. DOI: 10.51823/74670\_2021\_1\_11. (In Russian).
9. Постановление Комитета государственного регулирования цен и тарифов Чукотского автономного округа «Об установлении тарифов на тепловую энергию (мощность) АО «Чукотэнерго» на 2024—2028 годы» от 20 декабря 2023 г. № 26-э/1. — URL: [https://www.chukotenergo.ru/upload/raskrytie/raskrytie-informatsii-v-sfere-teplosnabzheniya/Post\\_KGRCiT\\_20-12-2023\\_26-e1.PDF](https://www.chukotenergo.ru/upload/raskrytie/raskrytie-informatsii-v-sfere-teplosnabzheniya/Post_KGRCiT_20-12-2023_26-e1.PDF). Postanovlenie Komiteta gosudarstvennogo regulirovaniya tsen i tarifov Chukotskogo avtonomnogo okruga "Ob ustanovlenii tarifov na teplovuyu energiyu (moshchnost') AO "Chukotenergo" na 2024—2028 gody" ot 20 dekabrya 2023 g. no. 26-e/1 [Resolution of the Committee for State Regulation of Prices and Tariffs of the Chukotka Autonomous Region "On the establishment of tariffs for thermal energy (capacity) of JSC Chukotenergo for 2024—2028" dated December 20, 2023 no. 26-e/1]. Available at: [https://www.chukotenergo.ru/upload/raskrytie/raskrytie-infor-matsii-v-sfere-teplosnabzheniya/Post\\_KGRCiT\\_20-12-2023\\_26-e1.PDF](https://www.chukotenergo.ru/upload/raskrytie/raskrytie-infor-matsii-v-sfere-teplosnabzheniya/Post_KGRCiT_20-12-2023_26-e1.PDF). (In Russian).
10. Клер А. М., Степанова Е. Л., Жарков П. В. Методика создания математических моделей теплофикационных ядерных энергоблоков, предназначенных для проведения оптимизационных исследований автономных электроэнергетических систем // Изв. РАН. Энергетика. — 2023. — № 6. — С. 17—30. — DOI: 10.31857/S0002331023050047. Kler A. M., Stepanova E. L., Zharkov P. V. Methodology for creating mathematical models of cogeneration nuclear power units intended for optimization studies of autonomous electric power systems. Izvestiya RAN. Energetika, 2023, № 6, pp. 17—30. DOI: 10.31857/S0002331023050047. (In Russian).
11. Клер А. М., Жарков П. В., Епишкин Н. О. и др. Определение наилучших режимов электроэнергетической системы, имеющей в составе ТЭЦ и ГЭС методом ступенчатой оптимизации // Изв. РАН. Энергетика. — 2024. — № 3. — С. 46—63. — DOI: 10.31857/S0002331024030036. Kler A. M., Zharkov P. V., Epishkin N. O., Stepanova E. L., Karamov D. N. Determination of the best modes of the electric power system, which includes a thermal power plant and a hydroelectric power station using the step-by-step optimization method. Izvestiya RAN. Energetika, 2024, no. 3, pp. 46—63. DOI: 10.31857/S0002331024030036. (In Russian).
12. Клер А. М., Жарков П. В., Епишкин Н. О. Parametric optimization of supercritical power plants using gradient methods. Energy, 2019, vol. 189. DOI: 10.1016/j.energy.2019.116230.
13. Voropai N. I., Stennikov V. A. Hierarchical Modeling of Energy Systems. Chapter 7, pp. 457—502. [S. I.], Elsevier, 2023. Available at: <https://doi.org/10.1016/C2022-0-02475-2>.

### Информация об авторах

**Степанова Елена Леонидовна**, кандидат технических наук, доцент, старший научный сотрудник отдела теплосиловых систем, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (664033, Россия, Иркутск, ул. Лермонтова, д. 130), e-mail: [step@isem.irk.ru](mailto:step@isem.irk.ru).

**Донской Игорь Геннадьевич**, доктор технических наук, ведущий научный сотрудник, заведующий отделом теплосиловых систем, Институт систем энергетики им. Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (664033, Россия, Иркутск, ул. Лермонтова, д. 130), e-mail: [donskoy.chem@mail.ru](mailto:donskoy.chem@mail.ru).

## FEASIBILITY STUDY OF THE OPERATING MODE EFFECTIVENESS OF A LOW-POWER COGENERATION NUCLEAR POWER UNIT IN THE RUSSIAN ARCTIC LOW-TEMPERATURE CONDITIONS

Stepanova, E. L., Donskoy, I. G.

Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (Irkutsk, Russian Federation)

### For citing

Stepanova E. L., Donskoy I. G. Feasibility study of the operating mode effectiveness of a low-power cogeneration nuclear power unit in the Russian Arctic low-temperature conditions. *Arctic: Ecology and Economy*, 2025, vol. 15 no. 2, pp. 246—254. DOI: 10.25283/2223-4594-2025-2-246-254. (In Russian).

The article was received on March 21, 2025

### Abstract

The authors propose a methodology for the feasibility study of the operating mode effectiveness of a cogeneration nuclear power plant under Arctic low-temperature conditions. They describe the developed optimization mathematical model. The method is based on solving two optimization problems: the problem of minimizing the average cost of electricity generation for the entire service life of the LCOE power unit at a given heat price and discount rate; and the problem of maximizing the useful supply of electric energy from the power unit at the accepted values of the thermal power of the steam generator of the reactor plant and the thermal load of consumers in compliance with all technical limitations of the equipment in operation. The power plant under study includes a RITM-200 reactor plant and a cogeneration steam turbine plant with electric and thermal capacity of up to 55 MW and 30 Gcal/h, respectively. The optimization studies have given preliminary data on the probable cost of the supplied electric energy and its availability for consumers with a need for an electric load of up to 55 MW, a thermal load of 10 Gcal/h, 20 Gcal/h or 30 Gcal/h in a wide range of average outdoor air temperatures during the heating period.

**Keywords:** nuclear power, low-power nuclear power plants, cogeneration nuclear power units, performance characteristics, steam turbine plants, modeling (simulation), mathematical models.

### Funding

The research was carried out under the State Assignment Project (no. FWEU-2021-0005, reg. no. AAAA-A21-121012190004-5) of the Fundamental Research Program of Russian Federation 2021—2030.

---

### Information about the authors

Stepanova, Elena Leonidovna, PhD of Engineering, Senior Researcher, Department of Thermal Power Systems, Associate Professor, Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (130, Lermontov St., Irkutsk, Russia, 664033), e-mail: step@isem.irk.ru.

Donskoy, Igor Gennadievich, Doctor of Engineering, Leading Researcher, Head of the Department of Thermal Power Systems, Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences (130, Lermontov St., Irkutsk, Russia, 664033), e-mail: donskey.chem@mail.ru.

© Stepanova E. L., Donskoy I. G., 2025