Оригинальная статья / Original Paper

https://doi.org/10.30686/1609-9192-2026-5-45-53

Цифровой двойник тепловой сети в управлении внутренним спросом на энерготопливо

И.В. Скворцова ✉, Ю.Р. Нурулин, А.А. Ильинский, А.Г. Сомов, О.В. Калинина
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация
✉ Inga.V.Skvortsova@yandex.ru

Резюме: Угольная промышленность России при добыче 440 млн т и экспорте 211,2 млн т в 2025 г. остаётся убыточной, поэтому устойчивость внутреннего спроса на энергетический уголь приобретает важное значение. В статье представлена количественная оценка тепловой составляющей внутреннего рынка угля, систематической погрешности действующего нормативного метода планирования топливной потребности теплоснабжения и экономического эффекта перехода к адаптивному прогнозу теплопотребления на основе цифрового двойника тепловой сети и климатических сценариев ИИ-моделирования. По результатам оценки внутренняя потребность в тепловой энергии составила 30,2 млн т у.т., или 50,2 млн т натурального топлива, что соответствует 28,2% внутреннего рынка и 11,3% годовой добычи. Погодная амплитуда спроса на уголь в расчете составила 2,4 млн т при стандартном отклонении, что сопоставимо с эффектом ценовых и логистических факторов. Установлено, что действующий нормативный метод планирования систематически завышает расчётную нагрузку. Средняя абсолютная процентная ошибка нормативного метода составила 8,2% против 4,3% у инерционного. Переход к адаптивному прогнозу на основе цифрового двойника тепловой сети позволит снизить ошибку планирования как минимум вдвое и обеспечит экономию топливных затрат теплоснабжения примерно на 3–6%. Полученные результаты применимы на трёх уровнях: 1) для теплоснабжающих организаций; 2) для угледобывающих компаний; 3) для органов регулирования. Перспективы дальнейших исследований связаны с верификацией модельных коэффициентов на данных опытной эксплуатации системы, расширением панели до муниципального уровня, где различия климатических условий внутри субъекта достигают наибольших значений, и учётом сценариев газификации угледобывающих регионов.

Ключевые слова: энергетический уголь, внутренний рынок; централизованное теплоснабжение, цифровой двойник тепловой сети, адаптивное прогнозирование теплопотребления, градусо-сутки отопительного периода, топливообеспечение, угледобывающий регион, климатические сценарии

Благодарности: Исследование выполнено при поддержке Санкт-Петербургского государственного автономного учреждения «Фонд поддержки научной, научно-технической и инновационной деятельности» в рамках договора №25-РБ-09-28 от 23 декабря 2025 г. «Разработка интеллектуальной системы адаптивного прогноза теплопотребления в городской среде на основе цифрового двойника тепловой сети и климатических сценариев ИИ-моделирования»

Для цитирования: Скворцова И.В., Нурулин Ю.Р., Ильинский А.А., Сомов А.Г., Калинина О.В. Цифровой двойник тепловой сети в управлении внутренним спросом на энерготопливо. *Горная промышленность*. 2026;(5):45–53. https://doi.org/10.30686/1609-9192-2026-5-45-53

A digital twin of the heat supply network in managing domestic energy demand

I.V. Skvortsova✉, Yu.R. Nurulin, A.A. Iliinsky, A.G. Somov, O.V. Kalinina
Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, Russian Federation
✉ Inga.V.Skvortsova@yandex.ru

Abstract: With its production of 440 million metric tons and exports of 211.2 million metric tons in 2025, Russia's coal industry remains unprofitable; therefore, stability of the domestic demand for thermal coal is of critical importance. This article presents a quantitative assessment of the thermal component in the domestic coal market, as well as a systematic error of the current normative method for planning fuel requirements for heat supply, and the economic benefits of transitioning to adaptive forecasting of heat consumption based on a digital twin of the heating network and AI-simulated climate scenarios. Based on the assessment results, the domestic heat demand amounted to 30.2 million metric tons of coal equivalent, or 50.2 million metric tons of natural coal, which corresponds to 28.2% of the domestic market and 11.3% of the annual production. The weather-related variation in coal demand was calculated to be 2.4 million metric tons with a standard deviation, which is comparable to the

effects of the price and logistical factors. It was found that the current normative planning method systematically overestimates the calculated load. The average absolute percentage error of the normative method was 8.2%, compared to 4.3% for the inertial method. Transition to adaptive forecasting based on a digital twin of the heating network will reduce the planning error by at least twofold and will provide savings in the heating fuel costs of approximately 3–6%. The results obtained are applicable at three levels: (1) for heat supply organizations; (2) for coal mining companies; (3) for regulatory authorities. Further research will focus on verifying the model coefficients using data from the system's pilot operation, expanding the analysis to the municipal level, where climatic variations within a region are most pronounce, and with account of scenarios for provision of natural gas supply to coal-mining regions.

Keywords: thermal coal, domestic market, centralized heat supply, digital twin of the heating network, adaptive forecasting of heat demand, heating degree days, fuel supply, coal-mining region, climate scenarios

Acknowledgements: This research was conducted with the support of the St. Petersburg Foundation for Science, Technology and Innovation under Contract No. 25-RB-09-28 dated December 23, 2025. "Development of a smart system for adaptive forecasting of heat consumption in urban environments based on a digital twin of the heating network and AI-simulated climate scenarios"

For citation: Skvortsova I.V., Nurulin Yu.R., Iliinsky A.A., Somov A.G., Kalinina O.V. A digital twin of the heat supply network in managing domestic energy demand. *Russian Mining Industry.* 2026;(5):45–53. (In Russ.) https://doi.org/10.30686/1609-9192-2026-5-45-53

Введение

Угольная промышленность России в 2023–2025 гг. работает с отрицательной рентабельностью при сохранении физических объёмов производства: добыча в 2025 г. составила 440 млн т (–0,9% к 2024 г.), экспорт вырос на 7,1% – до 211,2 млн т, отгрузка электростанциям – на 1,7%, до 97,0 млн т. Сальдированный убыток отрасли оценивается в 408 млрд руб. против 112,6 млрд руб. годом ранее, доля убыточных предприятий – 66,1%. Сжатие маржи при неизменных объёмах [1] связано с геополитическими ограничениями и удорожанием логистики [2; 3].

Внутренний рынок устойчиво поглощает около 180 млн т в год: в 2023 г. – 181,2 млн т, в том числе электростанции – 89,9 млн т, коксование – 39,6 млн т, население, коммунально-бытовые нужды и агропромышленный комплекс – 26,7 млн т [4; 5]. Около двух третей внутреннего спроса определяются, таким образом, режимом теплоснабжения. Отраслевая литература рассматривает этот сегмент через экологические ограничения и межтопливную конкуренцию [6], тогда как его количественная связь с климатом остаётся вне анализа.

Централизованное теплоснабжение сопоставимо по масштабу с угольной отраслью и хронически убыточно. В 2024 г. отпуск тепловой энергии от источников составил 1309,5 млн Гкал, потери в сетях – 133,8 млн Гкал. При выручке 2470,1 млрд руб. и себестоимости 2736,1 млрд руб. балансовый убыток достиг 266,0 млрд руб. (10,8% выручки), бюджетные компенсации – 196,3 млрд руб., затраты на топливо – 717,7 млрд руб. (26,2% себестоимости). Причины убыточности и механизмы привлечения инвестиций исследованы в работах [7–10].

Планирование топливной потребности опирается на нормативную климатологию – продолжительность и среднюю температуру отопительного периода по СП 131.13330.2020, рассчитанные по ряду 1998–2018 гг. Между тем потепление на территории России идёт со скоростью 0,51 °C за десятилетие, в 2,5 раза быстрее среднепланетарного темпа, а 2025 г. стал вторым по величине аномалии среднегодовой температуры за весь период наблюдений (+1,24 °C). Необходимость пересмотра климатических параметров нормативов обоснована в работах [11; 12].

Технологическим ответом служит переход от нормативного планирования к адаптивному прогнозу теплопотребления. За рубежом разработаны цифровой двойник тепловой сети с идентификацией сопротивлений участков [13], сопоставительный анализ нейросетевых архитектур [14], оценка влияния локализации метеопрогноза [15] и формализация планирования в условиях неопределённости [16]. В отечественной практике созданы системы мониторинга теплопотребления зданий [17], нейросетевые модели прогноза [18], схемы предиктивного моделирования нагрузок [19], исследованы резервы снижения потерь [20; 21]; опыт цифровой трансформации угледобычи обобщён в работах [22–27].

Перечисленные работы рассматривают прогнозирование теплопотребления как задачу управления теплоснабжающей организацией. Количественная оценка того, какая часть внутреннего спроса на энергетический уголь формируется тепловой нагрузкой, насколько она изменчива и что даёт повышение точности её прогноза, не выполнялась, хотя для угледобывающих регионов и моногородов [28–31] она определяет и сбытовую политику угольных компаний, и устойчивость коммунальной инфраструктуры.

Гипотеза исследования: погодная составляющая внутреннего спроса на уголь сопоставима по величине с эффектом ценовых и логистических факторов; нормативный метод планирования даёт систематическое завышение не менее 5%; переход к адаптивному прогнозу на основе цифрового двойника снижает ошибку планирования не менее чем вдвое и обеспечивает экономию топливных затрат теплоснабжения 3–6%.

Цель исследования – количественно оценить тепловую составляющую внутреннего спроса на энергетический уголь, систематическую погрешность нормативного метода планирования и экономический эффект перехода к адаптивному прогнозу теплопотребления на основе цифрового двойника тепловой сети. Задачи: определить объём и изменчивость тепловой составляющей спроса; оценить смещение нормативного метода; сопоставить точность методов планирования; рассчитать эффект внедрения.

Материалы и методы

Информационную базу составили: отчёт Минэнерго России о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2024 г. (балансы тепловой энергии, расход топлива, удельные расходы, потери, цены и финансовый баланс сектора за 2016–2024 гг. по формам 1-ТЕП, 4-ТЭР, 6-ТП, 1-БМ и данным ГИС ТЭК); приказ Минэкономразвития России от 15.07.2020 №425 (ред. от 19.03.2026) с градусо-сутками отопительного периода за

2019–2025 гг.; СП 131.13330.2020, табл. 3.1; доклады Росгидромета; статистика поставок угля [4; 5].

Панель включает девять субъектов Российской Федерации: восемь регионов угледобывающей специализации (Кемеровская область – Кузбасс, Хакасия, Забайкальский край, Коми, Иркутская, Новосибирская, Челябинская и Сахалинская области) и Санкт-Петербург как контрольное наблюдение с газовой топливной базой. Глубина ряда – семь лет (2019–2025 гг.), число наблюдений – 63.

Градусо-сутки отопительного периода рассчитываются по соотношению

$$\text{ГСОП} = (t_{vn} - t_{ot}) \cdot z_{ot},$$

где t_{vn} – расчётная температура внутреннего воздуха, принятая равной 20 °C; t_{ot} – средняя температура наружного воздуха за отопительный период, °C; z_{ot} – продолжительность отопительного периода, сут. Изменчивость ряда оценена коэффициентом вариации $CV = \sigma/\mu$ и относительным размахом $(X_{max} - X_{min}) / \mu$, систематическое смещение – средней относительной разностью нормативного и фактических значений за семилетний период.

Ретроспективная проверка выполнена на четырёх правилах прогноза: М1 (нормативный) принимает прогноз равным нормативному ГСОП по СП 131.13330.2020 и воспроизводит действующую практику; М2 (инерционный) – равным факту предшествующего года; М3 – скользящее среднее за три года; М4 – среднее за весь ряд. Точность оценена средней абсолютной процентной ошибкой

$$\text{MAPE} = (100 / n) \cdot \Sigma \, |F_i - A_i| / A_i,$$

где F_i – прогнозное; A_i – фактическое значение ГСОП i-го года; n – число наблюдений контрольного периода. Контрольный период – 2022–2025 гг. (36 наблюдений), что обеспечивает всем методам одинаковую обучающую предысторию.

Тепловая составляющая спроса на уголь определена как сумма угля котельных и теплофикационной части угля тепловых электростанций:

$$B_t = B_k + B_e \cdot (Q_e \cdot b_t / B_s),$$

где B_k – расход угля котельными, млн т у.т.; B_e – расход угля тепловыми электростанциями, млн т у.т.; Q_e – отпуск тепловой энергии от тепловых электростанций, млн Гкал; b_t – удельный расход условного топлива на отпущенную теплоту по физическому методу разделения, принятый равным 0,1435 т у.т./Гкал; B_s – суммарный расход топлива тепловыми электростанциями, млн т у.т. Перевод в натуральное топливо выполнен по отношению средних цен угля в натуральных и условных единицах (2245 и 3734 руб/т в 2024 г. по данным ГИС ТЭК), что даёт коэффициент 0,601 т у.т./т.

Экономический эффект внедрения рассчитан для теплоснабжающей организации угледобывающего города по четырём составляющим: сокращение расхода топлива при ведении температурного графика по прогнозу; снижение потерь в сетях за счёт оптимизации режима; сокращение страхового запаса угля и связанного с ним оборотного капитала; замещение внеплановых закупок плановыми поставками:

$$Э = B_n \cdot p \cdot \delta_m + \Delta Q \cdot b_k \cdot p / k + B_n \cdot s \cdot p \cdot (r + h) + B_n \cdot \Delta v \cdot p \cdot \pi,$$

где B_n – годовой расход натурального топлива, т; p – цена угля, руб/т; δ_m – доля экономии топлива; ΔQ – сокращение потерь в сетях, Гкал; b_k – удельный расход условного топлива котельными, т у.т/Гкал; k – коэффициент перевода в натуральное топливо; s – доля сокращения страхового запаса; r – средневзвешенная стоимость капитала; h – норма потерь при хранении; Δv – сокращение доли внеплановых закупок; π – ценовая премия внеплановой закупки. Инвестиционная привлекательность оценена по простому сроку окупаемости, чистому дисконтированному доходу при ставке 18% и внутренней норме доходности за пятилетний горизонт; устойчивость результата проверена однофакторным анализом чувствительности.

Нормативные параметры эффекта приняты по [13–15; 18–20]: экономия топлива 2,5% (1,5–3,5%), снижение потерь в сетях на 1,0 пп (0,5–1,5), сокращение страхового запаса на 3% годового расхода, снижение доли внеплановых закупок с 4,0 до 1,5% при премии 20%.

Результаты

Динамика централизованного теплоснабжения и положение угля в его топливном балансе приведены в табл. 1. За 2020–2024 гг. отпуск тепловой энергии вырос на 7,2%, расход топлива – на 15,1%, расход угля – на 9,8% при снижении его доли в балансе с 20,0 до 19,0%; расход угля котельными колебался в пределах 5% (12,0–12,6 млн т у.т.), что подтверждает устойчивость коммунального сегмента. Балансовый убыток вырос с 186,0 до 266,0 млрд руб.

Топливная компонента затрат растёт опережающими темпами: при увеличении отпуска на 7,2% расходы на топливо выросли на 57%. При доле топлива в себестоимости 26,2% по стране и 33% в Сибирском федеральном округе сокращение натурального расхода непосредственно уменьшает убыток сектора.

Тепловая составляющая внутреннего спроса на уголь по данным 2024 г. складывается из 12,1 млн т у.т., сожжённых котельными, и теплофикационной части расхода тепловых электростанций. Отпуск теплоты от них (602,9 млн Гкал) при удельном расходе 0,1435 т у.т/Гкал соответствует 27,2% общего расхода топлива этой группой источников; та же доля от расхода угля (66,4 млн т у.т.) даёт 18,1 млн т у.т. Суммарно – 30,2 млн т у.т., или 50,2 млн т натурального топлива: 28,2% внутреннего рынка угля и 11,3% годовой добычи.

Изменчивость климатической основы спроса охарактеризована в табл. 2. Коэффициент вариации градусо-суток за 2019–2025 гг. составляет от 4,2 до 8,3% при среднем 5,7% по угледобывающим регионам, относительный размах – от 11,7 до 24,0%. Нормативное значение по СП 131.13330.2020 превышает среднее фактическое во всех восьми случаях, где определена опорная станция: от 6,8 до 12,3%, в среднем – на 9,6%.

Отношение фактического значения ГСОП к нормативному по всем 56 наблюдениям изменяется в пределах 78,4–105,3% при среднем 91,2%. Колебания синхронны по всем регионам панели, включая контрольное наблюдение, что подтверждает их общеклиматическую природу: ошибка планирования не диверсифицируется между регионами, а суммируется в масштабе страны.

При доле отопления и вентиляции в тепловой нагрузке 85% стандартное отклонение погодной составляющей спроса на уголь равно 2,4 млн т, размах – 6,8 млн т, или 5,5 и 15,2 млрд руб. в ценах 2024 г.

Сопоставительная точность методов планирования приведена в табл. 3. Нормативный метод М1 даёт среднюю абсолютную процентную ошибку 8,2% по панели, инерцион-

Таблица 1
Централизованное теплоснабжение Российской Федерации и место угля в его топливном балансе в 2020–2024 гг.

Table 1
Centralized heat supply in the Russian Federation and the role of coal in its fuel balance, 2020–2024

Показатель	2020	2021	2022	2023	2024
Отпуск тепловой энергии от источников, млн Гкал	1 221,4	1 341,9	1 315,7	1 297,6	1 309,5
в том числе от тепловых электростанций, млн Гкал	530,8	600,0	591,2	590,1	602,9
Потери тепловой энергии в сетях, млн Гкал	95,1	133,6	132,5	130,0	133,8
Потери к отпуску, %*	7,8	10,0	10,1	10,0	10,2
Расход топлива в системах теплоснабжения, млн т у.т.	358,3	393,0	394,1	399,2	412,3
в том числе уголь, млн т у.т.	71,5	73,2	77,0	77,8	78,5
Доля угля в топливном балансе, %*	20,0	18,6	19,5	19,5	19,0
Расход угля котельными, млн т у.т.	12,0	12,6	12,4	12,2	12,1
Средняя цена угля на электростанциях, руб/т**	1 494	1 607	1 800	1 954	2 245
Расчётная выручка сектора, млрд руб.	1 780,4	2 072,1	2 135,8	2 314,4	2 470,1
Расходы на топливо, млрд руб.	457,2	584,4	620,6	672,5	717,7
Балансовый убыток сектора, млрд руб.	–186,0	–206,5	–230,0	–249,2	–266,0
Бюджетные компенсации разницы тарифов, млрд руб.	113,3	136,1	144,6	163,0	196,3

Примечания: * расчёт авторов; ** удельная стоимость сожжённого топлива в натуральных единицах по электростанциям на котельно-печном топливе.
Источник. Отчёт о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2024 г. (Минэнерго России, 2025), табл. 3, 4, 25, 26, 29, 35–37.
Note. * The authors' calculations; ** Specific cost of the fuel consumed in physical units by power plants that use boiler and furnace fuel.
Source. Report on the condition of the thermal power industry and centralized heat supply in the Russian Federation in 2024 (Russian Ministry of Energy, 2025), Tables 3, 4, 25, 26, 29, 35–37.

Таблица 2
Градусо-сутки отопительного периода в субъектах Российской Федерации в 2019–2025 гг. и их отклонение от нормативного значения, °С·сут

Table 2
Heating degree day in the constituent entities of the Russian Federation in 2019–2025 and their deviation from the regulatory value, °C·day

Субъект Российской Федерации	Опорная станция	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Среднее	CV, %	Размах, %	Норматив*	Отклонение, %**
Кемеровская область – Кузбасс	Кемерово	5 742	5 256	5 937	6 152	5 862	5 864	5 527	5 763	5,1	15,5	6 361	+10,4
Республика Хакасия	Абакан	5 979	5 235	5 908	6 321	5 840	6 020	5 499	5 829	6,1	18,6	6 250	+7,2
Забайкальский край	Чита	6 417	6 236	6 548	6 986	6 854	7 017	6 794	6 693	4,5	11,7	7 426	+10,9
Республика Коми	Сыктывкар	5 387	5 197	6 260	6 523	5 766	5 918	5 546	5 800	8,2	22,9	6 195	+6,8
Иркутская область	Иркутск	5 691	5 549	5 951	6 115	6 258	6 116	6 039	5 960	4,2	11,9	6 431	+7,9
Новосибирская область	Новосибирск	5 475	4 983	5 776	5 809	5 637	5 772	5 402	5 551	5,3	14,9	6 194	+11,6
Челябинская область	Челябинск	5 341	4 599	5 273	5 366	4 944	5 033	4 593	5 021	6,6	15,4	5 639	+12,3
Сахалинская область***	–	4 919	5 106	4 906	6 180	5 351	5 440	5 180	5 297	8,3	24,0	–	–
г. Санкт-Петербург	Санкт-Петербург	3 770	3 506	4 361	4 342	4 278	4 202	3 828	4 041	8,3	21,2	4 473	+10,7

Примечания: * рассчитан авторами по опорной станции как произведение продолжительности отопительного периода на разность внутренней (20 °С) и средней наружной температуры; ** превышение норматива над средним фактическим значением; *** опорная станция не выделялась ввиду внутрирегиональной дифференциации климата.
Источник. Приказ Минэкономразвития России от 15.07.2020 N°425 (ред. от 19.03.2026), прил. 2, табл. П2-2 – П2-6; СП 131.13330.2020, табл. 3.1.
Note. * Calculated by the authors based on a reference station as the product of the heating period duration times the difference between the indoor (20°C) and an average outdoor temperatures; ** Excess of the regulatory value over the average actual value; *** No reference plant was identified due to intraregional climate variations.
Source. Order of the Ministry of Economic Development of the Russian Federation No. 425 dated July 15, 2020 (as amended on March 19, 2026), Appendix 2, Table p.2-2 – p.2-6; SP 131.13330.2020, Table 3.1.

ный М2 – 4,3%, методы М3 и М4 занимают промежуточное положение (5,4 и 5,1%). Смещение М1 составляет от +7,4 до +12,7% при среднем +10,1%, то есть его ошибка почти целиком объясняется смещением, а не разбросом.

Ни один из методов годового планирования не обеспечивает ошибки ниже 4%: её предел задан природой метеорологической изменчивости. Дальнейшее уточнение достигается переходом к скользящему планированию с обновлением по метеоданным, что и выполняет цифровой двойник тепловой сети.

Таблица 3
Средняя абсолютная процентная ошибка методов планирования годовой потребности в тепловой энергии, контрольный период 2022–2025 гг., %

Table 3
The average absolute percentage error of methods for planning annual thermal energy demand, the reference period of 2022–2025, %

Субъект Российской Федерации	М1 нормативный	М2 инерционный	М3 среднее за 3 года	М4 среднее за ряд	Смещение М1
Кемеровская область – Кузбасс	8,9	3,6	4,9	4,0	+10,6
Республика Хакасия	6,4	6,8	5,1	4,9	+7,4
Забайкальский край	7,4	3,5	4,4	5,1	+11,0
Республика Коми	7,2	6,6	7,9	5,5	+7,4
Иркутская область	4,9	2,1	3,7	4,5	+8,0
Новосибирская область	9,6	3,2	3,9	4,1	+11,8
Челябинская область	13,5	5,4	5,7	5,5	+12,7
г. Санкт-Петербург	7,7	3,4	7,5	6,8	+11,0
В среднем по панели	8,2	4,3	5,4	5,1	+10,1
В среднем по угледобывающим регионам	8,3	4,5	5,1	4,8	+9,8

Примечание. М1 – норматив по СП 131.13330.2020; М2 – факт предшествующего года; М3 – скользящее среднее за три года; М4 – среднее за предшествующий ряд. Смещение М1 – средняя относительная разность нормативного и фактических значений за 2019–2025 гг. Сахалинская область не включена ввиду отсутствия опорной станции.
Note. M1 – the regulatory value as per SP 131.13330.2020; M2 – the actual value for the previous year; M3 – the rolling average over three years; M4 – the average for the previous series. M1 offset – the average relative difference between the regulatory and actual values for 2019–2025. The Sakhalin Oblast is not included due to the absence of a reference station.

Таблица 4
Экономический эффект внедрения адаптивного прогноза теплопотребления на теплоснабжающем предприятии угледобывающего города (отпуск в сеть 3,0 млн Гкал/год, угольное топливо)

Table 4
The economic benefits of implementing adaptive heat consumption forecasting at the heat supply organization of a coal-mining city (3.0 million Gcal supplied to the heating network annually, coal fuel)

Составляющая эффекта	Механизм	База расчёта	Изменение	Эффект, млн руб/год
Прогнозное ведение температурного графика	Отпуск теплоты по прогнозу нагрузки вместо реакции на факт	943,1 тыс. т угля	–2,5 % (–23,6 тыс. т)	52,9
Оптимизация гидравлического и температурного режима сети	Расчёт режима по цифровому двойнику сети	3,0 млн Гкал отпуска	–1,0 пп потерь (–30,0 тыс. Гкал)	21,2
Сокращение страхового складского запаса	Замена резерва на точность прогноза потребности	64 млн руб. оборотного капитала	–3 % расхода (–28,3 тыс. т)	12,4
Замещение внеплановых закупок плановыми	Согласование графика поставок с прогнозом	Премия внеплановой закупки 20 %	Доля 4,0 → 1,5%	10,6
Совокупный валовой эффект	–	2117 млн руб. затрат на топливо	4,6% топливных затрат	97,1
Дополнительные операционные затраты	Сопровождение программного обеспечения, связь, метеоданные, персонал	–	–	–22,0
Чистый годовой эффект	–	–	32 руб./Гкал	75,1

Примечание. Капитальные вложения – 150 млн руб. (цифровая модель сети, телеметрия тепловых пунктов, серверная инфраструктура, интеграция с АСУ ТП). Простой срок окупаемости – 2,0 года, чистый дисконтированный доход за пять лет при ставке 18% – 85 млн руб., внутренняя норма доходности – 41%. Удельный расход 189,0 кг у.т/Гкал и потери 16,8% приняты по Сибирскому федеральному округу, цена угля – 2245 руб/т.
Note. Capital investments of 150 million Rubles. (a digital model of the heating network, telemetry of the heat distribution stations, server infrastructure, integration with the automatic process control system). Simple payback period of 2.0 years; net present value (NPV) over five years at a bank interest of 18% is 85 million Rubles; internal rate of return (IRR) of 1%. Specific consumption of 189.0 kg of coal equivalent per Gcal and losses of 16.8% are assumed for the Siberian Federal District; the price of coal is 2,245 Rubles per metric ton.

Интеллектуальная система адаптивного прогноза построена из трёх уровней. Слой данных объединяет телеметрию тепловых пунктов, топологию сети и паспорта зданий, метеонаблюдения и численный прогноз погоды с горизонтом до десяти суток, дополненный климатическими сценариями ИИ-моделирования. Расчётное ядро образовано цифровым двойником сети, выполняющим гидравлический и тепловой расчёт с идентификацией сопротивлений участков, и ансамблем прогнозных моделей. Решения формируются на оперативном, тактическом и стратегическом горизонтах.

Экономический эффект внедрения рассчитан для теплоснабжающей организации угледобывающего города с отпуском в сеть 3,0 млн Гкал в год (табл. 4). При потерях 16,8% полезный отпуск составляет 2,50 млн Гкал, при удельном расходе 189,0 кг у.т/Гкал расход топлива – 567,0 тыс. т у.т., или 943,1 тыс. т натурального угля, затраты на топливо – 2117 млн руб. при полной себестоимости 6416 млн руб.

Совокупный годовой эффект оценён в 97,1 млн руб. – 4,6% топливных затрат и 32 руб. на 1 Гкал отпущенной теплоты при экономии 33,0 тыс. т топлива (3,5% годового расхода). Наибольший вклад дают прогнозное ведение температурного графика (52,9 млн руб.) и оптимизация режимов сети (21,2 млн руб.), на управление запасом и структурой закупок приходится 23,0 млн руб. Чистый эффект равен 75,1 млн руб., срок окупаемости – 2,0 года, ЧДД за пять лет – 85 млн руб., ВНД – 41%.

Анализ чувствительности показывает, что результат остаётся положительным во всём исследованном диапазо-

Таблица 5
Параметры систем теплоснабжения федеральных округов и потенциал экономии топлива при переходе к адаптивному прогнозу теплопотребления, 2024 г.

Table 5
Parameters of heat supply systems in the Federal Districts and the fuel savings potential upon transition to adaptive heat consumption forecasting, 2024

Федеральный округ	Отпуск в сеть, млн Гкал	Потери, % от отпуска в сеть	Расход топлива на тепло, млн т у.т.	Удельный расход котельных, кг у.т/Гкал	Сети к замене, %	Аварии, ед.	Потенциал экономии, млн т у.т. (млрд руб.)*
Сибирский	199,2	16,8	30,5	189,0	39,1	454	1,14 (5,4)
Уральский	155,5	14,1	22,5	160,0	35,0	705	0,81 (3,9)
Северо-Западный	179,2	10,6	24,8	167,6	31,0	263	0,92 (4,4)
Дальневосточный	79,5	16,1	12,6	195,9	22,8	144	0,47 (2,2)
Итого по четырём округам	613,4	–	90,4	–	–	1 566	3,34 (15,9)
Российская Федерация	1 309,5	13,0	186,8	165,3	30,1	3 645	6,83 (32,5)

Примечание. * рассчитан авторами как сумма сокращения расхода топлива на 2,5% и снижения потерь на 1,0 пп и оценён по средней цене сожжённого топлива 4751 руб/т у.т.; величина отражает технически достижимый максимум при полном охвате систем округа.
Источник. Отчёт о состоянии теплоэнергетики и централизованного теплоснабжения в Российской Федерации в 2024 г. (Минэнерго России, 2025), табл. 7, 28, 29, 52, 53, 55, 61.
Note. * Calculated by the authors as the sum of a 2.5% reduction in fuel consumption and a 1.0 percentage point reduction in losses, and estimated based on the average price of 4,751 rubles per metric ton of coal equivalent; this figure reflects the technically achievable maximum with full coverage of the district's systems.
Source. Report on the condition of the thermal power industry and centralized heat supply in the Russian Federation in 2024 (Russian Ministry of Energy, 2025), Tables 7, 28, 29, 52, 53, 55, 61.

не параметров. Наибольшее влияние оказывает масштаб системы: при отпуске 2,0 млн Гкал чистый эффект снижается до 42,7 млн руб. (окупаемость 3,5 года), при 4,0 млн Гкал возрастает до 107,4 млн руб. (1,4 года). Далее следуют экономия топлива, цена угля и снижение потерь в сетях.

Масштабирование результата на федеральные округа выполнено в табл. 5. Для округов с преобладанием угольного теплоснабжения потенциал экономии составляет 3,34 млн т у.т., или 15,9 млрд руб. в ценах 2024 г. По стране в целом он оценивается в 6,83 млн т у.т., или 32,5 млрд руб. – 4,5% расходов сектора на топливо и 12,2% его балансового убытка.

Распределение потенциала по округам определяется удельным расходом топлива котельными, уровнем потерь и степенью износа сетей. Сибирский федеральный округ сочетает наибольший удельный расход (189,0 кг у.т/Гкал), высокие потери (16,8%) и максимальную долю сетей, нуждающихся в замене (39,1%), что даёт наибольший потенциал – 1,14 млн т у.т. Округа с наибольшим потенциалом совпадают с регионами основной угледобычи.

Обсуждение результатов

Полученные оценки согласуются с зарубежными результатами по порядку величины. Работы [13–15] подтверждают, что основной резерв точности лежит в оперативном, а не в годовом горизонте, а работа [16] приводит к выводу о сопоставимости стоимости неопределённости спроса со стоимостью капитальных решений. Настоящая работа дополняет их оценкой устойчивости внутреннего спроса на топливо для угледобывающего предприятия.

Практическая значимость результата для угольной отрасли определяется не столько величиной экономии топлива, сколько снижением волатильности отгрузки. Погодная амплитуда спроса в 2,4 млн т при стандартном отклонении и 6,8 млн т при размахе означает, что предприятие, ориентированное на коммунальную энергетику, ежегодно сталкивается с непрогнозируемым изменением заказа в пределах 5–15%. Сокращение ошибки планирования вдвое переводит часть отгрузки из спотового режима в договорный, снижая потребность в оборотном капитале.

Ограничения исследования состоят в следующем. Градусо-сутки публикуются в разрезе субъектов Российской Федерации, тогда как нормативные климатические параметры относятся к отдельным метеостанциям; часть смещения, оцениваемая в 1–2 пп, объясняется этим различием масштабов, а не изменением климата. Коэффициенты эффекта приняты по литературным данным и проверены анализом чувствительности, а не натурным экспериментом. Тепловая составляющая расхода угля электростанциями определена по физическому методу разделения топлива; пропорциональный метод изменяет оценку на 3–5%. Замещение угля газом [6; 31] не учитывалось.

Заключение

Тепловая составляющая внутреннего спроса на энергетический уголь оценена в 30,2 млн т у.т., или 50,2 млн т натурального топлива – 28,2% внутреннего рынка и 11,3% годовой добычи. В отличие от экспортного, этот сегмент определяется метеорологическими условиями отопительного периода и потому поддаётся управлению средствами прогнозирования.

Коэффициент вариации градусо-суток отопительного периода за 2019–2025 гг. по девяти субъектам составляет 4,2–8,3%, относительный размах – 11,7–24,0%. Колебания синхронны по всем регионам панели, вследствие чего ошибка планирования суммируется в масштабе страны. Погодная амплитуда спроса на уголь равна 2,4 млн т при стандартном отклонении и 6,8 млн т при размахе.

Действующий нормативный метод систематически завышает расчётную нагрузку: отношение фактического значения градусо-суток к нормативному составляет 78,4–105,3% при среднем 91,2%, среднее смещение – +10,1%, средняя абсолютная процентная ошибка – 8,2% против 4,3% у инерционного метода. Гипотезы о завышении не менее 5% и о двукратном снижении ошибки при переходе к адаптивным правилам подтверждены.

Экономический эффект внедрения системы адаптивного прогноза теплопотребления на базе цифрового двойника тепловой сети для теплоснабжающей организации угледобывающего города с отпуском 3,0 млн Гкал составляет 97,1 млн руб. в год (4,6% топливных затрат) при экономии 33,0 тыс. т угля. Чистый эффект равен 75,1 млн руб., срок окупаемости вложений в 150 млн руб. – 2,0 года, ЧДД за пять лет – 85 млн руб., ВНД – 41%; гипотеза об экономии

топливных затрат в диапазоне 3–6% подтверждена. Потенциал масштабирования по стране оценён в 6,83 млн т у.т., или 32,5 млрд руб., причём наибольшая его часть сосредоточена в Сибирском федеральном округе.

Результаты применимы на трёх уровнях: для теплоснабжающих организаций рассчитанные эластичности позволяют ранжировать инвестиционные альтернативы; для угледобывающих компаний оценка погодной амплитуды спроса обосновывает переход от спотовых поставок к договорам с корректировкой по прогнозу теплопотребления; для органов регулирования выявленное смещение обосновывает актуализацию климатических параметров схем теплоснабжения.

Перспективы дальнейших исследований связаны с верификацией модельных коэффициентов на данных опытной эксплуатации, расширением панели до муниципального уровня и учётом сценариев газификации.

Список литературы / References

1. Гасанов М.А., Гасанов Э.А., Спицын В.В., Спицына Л.Ю., Кузьмина О.Ю., Коновалова М.Е. Финансовые показатели технологических лидеров угольной промышленности в условиях экономической нестабильности. *Уголь*. 2025;(9):30–35. https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-30-35
Gasanov M.A., Gasanov E.A., Spitsin V.V., Spitsina L.Yu., Kuzmina O.Yu., Konovalova M.E. Financial indicators of technological leaders in the coal industry in conditions of economic instability. *Ugol'*. 2025;(9):30–35. (In Russ.) https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-30-35

2. Салькина А.Р., Грабоздин Ю.П., Драницына Е.Г., Кузнецова Т.Е., Петухова Е.П. Динамика развития экспортной политики угольной промышленности в России. *Уголь*. 2025;(9):62–66. https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-62-66
Safina A.R., Grabozdin Yu.P., Dramtsyna E.G., Kuznetsova T.E., Petukhova E.P. The dynamics of the coal industry's export policy in Russia. *Ugol'*. 2025;(9):62–66. (In Russ.) https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-62-66

3. Салькина А.Р., Драницына Е.Г., Кузнецова Т.Е., Ширинкина Е.В. Анализ геополитического влияния на экспортную политику российского угля. *Уголь*. 2025:(9);67–71. https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-67-71
Salkina A.R., Dramtsyna E.G., Kuznetsova T.E., Shirinkina E.V. Analysis of the geopolitical impact on the export policy of Russian coal. *Ugol'*. 2025:(9);67–71. (In Russ.) https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-67-71

4. Мешков Г.Б., Петренко И.Е., Губанов Д.А. Итоги работы угольной промышленности за 2023 год. *Уголь*. 2024;(3):18–29.
Meshkov G.B., Petrenko I.E., Gubanov D.A. Russia's coal industry performance for January–December, 2023. *Ugol'*. 2024;(3):18–29. (In Russ.)

5. Мешков Г.Б., Петренко И.Е., Губанов Д.А. Итоги работы угольной промышленности России за январь–июнь 2024 года. *Уголь*. 2024;(9):5–16.
Meshkov G.B., Petrenko I.E., Gubanov D.A. Russia's coal industry performance for January–June, 2024. *Ugol'*. 2024;(9):5–16. (In Russ.)

6. Сидорова Г.П., Маниковский П.М., Гущина Т.О. Перспективы угольной генерации. *Вестник Забайкальского государственного университета*. 2024;30(3):38–48. https://doi.org/10.21209/2227-9245-2024-30-3-38-48
Sidorova G.P., Manikovsky P.M., Gushchina T.O. Prospects for coal generation. *Transbaikal State University Journal*. 2024;30(3):38–48. (In Russ.) https://doi.org/10.21209/2227-9245-2024-30-3-38-48

7. Терентьева А.С. Анализ основных проблем централизованного теплоснабжения в России на современном этапе. *Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН*. 2020;(18):253–273. https://doi.org/10.47711/2076-318-2020-253-273
Terentyeva A.S. Analysis of the main district heating issues in Russia at the present stage. *Scientific Proceedings: Institute of Economic Forecasting RAS*. 2020;(18):253–273. (In Russ.) https://doi.org/10.47711/2076-318-2020-253-273

8. Семикашев В.В., Терентьева А.С. Прогноз развития сектора централизованного теплоснабжения до 2030 г. *Проблемы прогнозирования*. 2024;(3):43–55. https://doi.org/10.47711/0868-6351-204-43-55
Semikashev V.V., Terentyeva A.S. Development forecast for the district heating sector to 2030. *Studies on Russian Economic Development*. 2024;35(3):347–356. https://doi.org/10.1134/S1075700724030134

9. Фраймович Д.Ю., Белова Т.Д. Ценовая зона теплоснабжения как эффективный инновационный механизм привлечения инвестиций в регионы. *Beneficium*. 2025;(1):45–55. https://doi.org/10.34680/beneficium.2025.1(54).45-55
Fraymovich D.Yu., Belova T.D. The price zone of heat supply as an effective innovative mechanism for attracting investments to the regions. *Beneficium*. 2025;(1):45–55. (In Russ.) https://doi.org/10.34680/beneficium.2025.1(54).45-55

10. Тюрин А.А. Оценка структуры жилищного фонда России по классам энергоэффективности. *Научные труды: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН*. 2025;(2):22–37. https://doi.org/10.47711/2076-3182-2025-2-22-37
Tyurin A.A. Evaluation of the housing stock structure of Russia by energy efficiency classes. *Scientific Proceedings: Institute of Economic Forecasting RAS*. 2025;(2):22–37. (In Russ.) https://doi.org/10.47711/2076-3182-2025-2-22-37

11. Страдинь В.Г., Михалевич О.А., Морозов Д.Э. Изменение климата России и его учет в строительных нормативных документах. *Вестник Военного инновационного технополиса «ЭРА»*. 2025;6(4):409–416. Режим доступа: https://sciencejournals.ru/view-article/?j=vestvit&y=2025&v=6&n=4&a=VestVIT2501020Stradin (дата обращения: 19.03.2026).
Stradin V.G., Mikhalevich O.A., Morozov D.E. Climate change in the Russian Federation and its incorporation into regulatory documents for the construction industry. *Vestnik Voennogo Innovatsionnogo Tekhnopolisa "ERA"*. 2025;6(4):409–416. (In Russ.) Available at: https://sciencejournals.ru/view-article/?j=vestvit&y=2025&v=6&n=4&a=VestVIT2501020Stradin (accessed: 19.03.2026).

12. Васильев Г.П., Лысак Т.М., Горнов В.Ф., Колесова М.В., Дмитриев А.Н., Горшков А.С. Анализ изменения значений градусо-суток отопительного периода в городе Москве. *Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Строительство и архитектура*. 2025;(3):31–39. https://doi.org/10.35211/18154360_2025_3_31
Vasilyev G.P., Lysak T.M., Gornov V.F., Kolesova M.V., Dmitriev A.N., Gorshkov A.S. Analysis of changes in the values of the degree-day heating period in Moscow. *Bulletin of Volgograd State University of Architecture and Civil Engineering. Series: Civil Engineering and Architecture*. 2025;(3):31–39. (In Russ.) https://doi.org/10.35211/18154360_2025_3_31

13. Zheng X., Shi Z., Wang Y., Zhang H., Tang Z. Digital twin modeling for district heating network based on hydraulic resistance identification and heat load prediction. *Energy*. 2024;288:129726. https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.129726

14. Frison L., Gölzhäuser S., Bitterling M., Kramer W. Evaluating different artificial neural network forecasting approaches for optimizing district heating network operation. *Energy*. 2024;307:132745. https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.132745

15. Bergsteinsson H.G., Sørensen M.L., Møller J.K., Madsen H. Localizing weather forecasts for enhanced heat load forecast accuracy in urban district heating systems. *International Journal of Sustainable Energy*. 2024;43(1):2271261. https://doi.org/10.1080/14786451.2023.2271261

16. Džiuvė V., Lekavičius V. Planning the development of district heating in the face of uncertainty. *Energy*. 2025;335:137894. https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.137894

17. Колосов М.В., Липовка А.Ю., Липовка Ю.Л. Система мониторинга теплопотребления зданий. Известия Томского политехнического университета. *Инжиниринг георесурсов*. 2024;335(7):206–220. https://doi.org/10.18799/24131830/2024/7/4443
Kolosov M.V., Lipovka A.Yu., Lipovka Yu.L. System for monitoring building heat consumption. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. *Geo Assets Engineering*. 2024;335(7):206–220. (In Russ.) https://doi.org/10.18799/24131830/2024/7/4443

18. Колосов М.В., Липовка А.Ю., Липовка Ю.Л. Нейронная сеть прогнозирования теплового потребления здания. *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ*. 2026;69(1):77–94. https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-1-77-94
Kolosov M.V., Lipovka A.Yu., Lipovka Yu.L. Neural Network for Predicting Building Heat Consumption. *Energetika. Proceedings of CIS higher education institutions and power engineering associations*. 2026;69(1):77–94. (In Russ.) https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-1-77-94

19. Зорина Т.Г., Юркевич О.И., Кабанов П.А. Оптимизация тарифной политики в энергетике на основе предиктивного моделирования тепловых нагрузок с использованием нейронных сетей. *Информационные и математические технологии в науке и управлении*. 2025;(3):72–87. https://doi.org/10.25729/esi.2025.39.3.007
Zoryna T.G., Yurkevich O.I., Kabanov P.A. Optimization of tariff policy in the energy sector based on predictive modeling of heat loads using neural networks. *Information and Mathematical Technologies in Science and Management*. 2025;(3):72–87. (In Russ.) https://doi.org/10.25729/esi.2025.39.3.007

20. Банникова С.А., Банников А.В., Козлова М.В. Повышение энергетической эффективности работы тепловых сетей за счет утилизации тепловых потерь. *Вестник Ивановского государственного энергетического университета*. 2024;(4):22–29. https://doi.org/10.17588/2072-2672.2024.4.022-029
Bannikova S.A., Bannikov A.V., Kozlova M.V. Improvement of energy efficiency of heating networks due to recycling heat losses. *Vestnik of Ivanovo State Power Engineering University*. 2024;(4):22–29. (In Russ.) https://doi.org/10.17588/2072-2672.2024.4.022-029

21. Никитина В.А., Сулин А.Б., Муравейников С.С., Дмитриев Д.О. Многокритериальная оптимизация утилизатора теплоты с учетом климатического фактора. *Омский научный вестник. Серия Авиационно-ракетное и энергетическое машиностроение*. 2025;9(1):46–55. https://doi.org/10.25206/2588-0373-2025-9-1-46-55
Nikitina V.A., Sulin A.B., Muraveinikov S.S., Dmitriev D.O. Multi-criteria optimization of heat recovery unit in terms of the climatic factor. *Omsk Scientific Bulletin. Series Aviation-Rocket and Power Engineering*. 2025;9(1):46–55. (In Russ.) https://doi.org/10.25206/2588-0373-2025-9-1-46-55

22. Урасова Н.Г. Экономическая эффективность цифровой трансформации угледобывающих предприятий: комплексная оценка внедрения интеллектуальных систем управления. *Горная промышленность*. 2025;(6):112–119. https://doi.org/10.30686/1609-9192-2025-6-112-119
Urasova N.G. Economic efficiency of digital transformation of coal mining companies: integrated assessment of implementing smart management systems. *Russian Mining Industry*. 2025;(6):112–119. (In Russ.) https://doi.org/10.30686/1609-9192-2025-6-112-119

23. Фомичева Л.М., Пронская О.Н., Белянина И.В., Архангельский А.И., Арзамасова Е.Л. Влияние цифровизации производственных процессов на трансформацию структуры трудовых ресурсов и экономическую эффективность в угольной промышленности. *Горная промышленность*. 2025;(5):137–145. https://doi.org/10.30686/1609-9192-2025-5-137-145
Fomicheva L.M., Pronskaya O.N., Belyanina I.V., Arkhangelskiy A.I., Arzamasova E.L. Effects of digitalization of production processes on the transformation of the labour force structure and economic efficiency in the coal industry. *Russian Mining Industry*. 2025;(5):137–145. (In Russ.) https://doi.org/10.30686/1609-9192-2025-5-137-145

24. Харченко К.В., Зубец А.Ж., Разумова Е.В., Москвитина Е.И., Воронова Е.И. Интеграция распределённых облачных вычислений для повышения эффективности угольной добычи и мониторинга горных процессов. *Горная промышленность*. 2025;(2):82–90. https://doi.org/10.30686/1609-9192-2025-2-82-90
Kharchenko K.V., Zubets A.Zh., Razumova E.V., Moskvitina E.I., Voronova E.I. Integration of distributed cloud computing to improve coal mining efficiency and monitoring of mining processes. *Russian Mining Industry*. 2025;(2):82–90. (In Russ.) https://doi.org/10.30686/1609-9192-2025-2-82-90

25. Алексеева М.В., Исакова Ю.И. Цифровая трансформация как средство повышения эффективности государственного управления угольной промышленностью. *Уголь*. 2025;(9):56–61. https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-56-61
Alekseeva M.V., Isakova Yu.I. Digital transformation as a means of improving the efficiency of state management in the coal industry. *Ugol'*. 2025;(9):56–61. (In Russ.) https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-56-61

26. Цатуров В.В. Интеллектуализация управления процессами добычи угольного сырья и производства товарной продукции. *Уголь*. 2025;(9):72–76. https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-72-76
Tsaturov V.V. Smart management of coal mining and commercial production processes. *Ugol'*. 2025;(9):72–76. (In Russ.) https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-72-76

27. Нарбут В.В., Абдикеев Н.М. Информационная база оценки технологического развития угольной промышленности: проблемы и пути совершенствования. *Уголь*. 2025;(9):36–43. https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-36-43
Narbut V.V., Abdikeev N.M. Information base for assessing the technological development of the coal industry: challenges and solutions. *Ugol'*. 2025;(9):36–43. (In Russ.) https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-36-43

28. Кузнецов Д.С., Лаженцев В.Н. Развитие арктических горнопромышленных городов Республики Коми. *Проблемы развития территории*. 2025;29(2):10–27. https://doi.org/10.15838/ptd.2025.2.136.2
Kuznetsov D.S., Lazhentsev V.N. Arctic mining cities development of the Komi Republic. *Problems of Territory's Development*. 2025;29(2):10–27. (In Russ.) https://doi.org/10.15838/ptd.2025.2.136.2

29. Шутько Л.Г. Роль угледобычи в обеспечении социо-экологического благополучия населения угледобывающего региона – Кемеровская область – Кузбасс. *Уголь*. 2025;(9):44–48. https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-44-48
Shutko L.G. The role of coal mining in ensuring social and ecological well-being of the population in a coal-mining region: Kemerovo region – Kuzbass. *Ugol'*. 2025;(9):44–48. (In Russ.) https://doi.org/10.18796/0041-5790-2025-9-44-48

30. Волков А.А. Сравнительный анализ угольных регионов России: модели развития и возможности диверсификации экономики. *Региональная и отраслевая экономика*. 2025;(5):174–180. https://doi.org/10.47576/2949-1916.2025.5.5.021
Volkov A.A. Comparative analysis of coal regions in Russia: development models and possibilities for economic diversification. *Regional and Sectoral Economy*. 2025;(5):174–180. (In Russ.) https://doi.org/10.47576/2949-1916.2025.5.5.021

31. Губий Е.В. Оценка эффективности когенерационных энергоустановок в Арктике и северных регионах России. *Арктика и Север*. 2025;(58):23–37. https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2025.58.23
Gubiy E.V. Assessing the efficiency of cogeneration power plants in the arctic and northern regions of Russia. *Arctic and North*. 2025;(58):23–37. (In Russ.) https://doi.org/10.37482/issn2221-2698.2025.58.23

Информация об авторах
Скворцова Инга Викторовна – доктор экономических наук, доцент, доцент Высшей школы производственного менеджмента, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация; https://orcid.org/0000-0003-2350-6621; e-mail: Inga.V.Skvortsova@yandex.ru
Нурулин Юрий Рифкатович – доктор технических наук, профессор Высшей школы производственного менеджмента, старший научный сотрудник, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация; https://orcid.org/0000-0003-4606-1477; e-mail: yury.nurulin@gmail.com
Ильинский Александр Алексеевич – доктор экономических наук, профессор, профессор Высшей школы производственного менеджмента, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация; https://orcid.org/0000-0001-8220-2164; e-mail: alex.ilinsky@bk.ru
Сомов Андрей Георгиевич – кандидат экономических наук, старший преподаватель Высшей школы производственного менеджмента, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация; https://orcid.org/0009-0004-2592-9198; e-mail: somovspb@yandex.ru
Калинина Ольга Владимировна – доктор экономических наук, профессор, директор Высшей школы производственного менеджмента, Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого, г. Санкт-Петербург, Российская Федерация; https://orcid.org/0000-0002-4617-2823; e-mail: ovkalinina@spbstu.ru

Информация о статье
Поступила в редакцию: 31.07.2026
Поступила после рецензирования: 19.08.2026
Принята к публикации: 19.08.2026

Information about the authors
Inga V. Skvortsova – Dr. Sci. (Econ.), Associate Professor, Associate Professor of the Graduate School of Industrial Management, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, Russian Federation; https://orcid.org/0000-0003-2350-6621; e-mail: Inga.V.Skvortsova@yandex.ru
Yury R. Nurulin – Dr. Sci. (Eng.), Professor of the Graduate School of Industrial Management, Senior Researcher, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, Russian Federation; https://orcid.org/0000-0003-4606-1477; e-mail: yury.nurulin@gmail.com
Alexander A. Iliinsky – Dr. Sci. (Econ.), Professor, Professor of the Graduate School of Industrial Management, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, Russian Federation; https://orcid.org/0000-0001-8220-2164; e-mail: alex.ilinsky@bk.ru
Andrei G. Somov – Cand. Sci. (Econ.), Senior Lecturer of the Graduate School of Industrial Management, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, Russian Federation; https://orcid.org/0009-0004-2592-9198; e-mail: somovspb@yandex.ru
Olga V. Kalinina – Dr. Sci. (Econ.), Professor, Director of the Graduate School of Industrial Management, Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, Russian Federation; https://orcid.org/0000-0002-4617-2823; e-mail: ovkalinina@spbstu.ru

Article info
Received: 31.07.2026
Revised: 19.08.2026
Accepted: 19.08.2026