

ISSN 1029-7448 (Print)
ISSN 2414-0341 (Online)

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ СНГ

ЭНЕРГЕТИКА

Том 69, № 4
2026

МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ИЗДАЕТСЯ С ЯНВАРЯ 1958 ГОДА

Учредитель

Белорусский национальный технический университет

Журнал включен в базы данных:
Scopus, EBSCO, DOAJ, WorldCat, OpenAIRE, Google Scholar, РИНЦ,
ЭБС «Лань», НЭБ «КиберЛенинка», Соционет

СОДЕРЖАНИЕ

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

- Струцкий Н. В., Романюк В. Н.** Комплексный анализ битумно-мастичных покрытий стальных подземных распределительных газопроводов. Часть 2: Механизм и ключевые особенности старения покрытий в эксплуатационных условиях 291
- Седнин А. В., Некало И. А.** Опыт применения теплонасосных установок большой мощности в системах централизованного теплоснабжения 303
- Afanasenka A. A.** Rheological Modeling and Mechanisms of Structure Formation in Disperse Systems Based on Organic Binders
(**Афанасенко А. А.** Реологическое моделирование и механизмы структурообразования дисперсных систем на основе органических вяжущих) 327
- Василевич С. В., Стойко С. О., Кадирбекова К. К.** Расчетно-экспериментальное исследование сорбции углекислого газа с применением доломита 342
- Мирончук М. П., Трещёв Д. А., Трещёва М. А., Владимиров Я. А., Кравченко С. О.** Оптимальные начальные параметры двухконтурных теплофикационных парогазовых установок на базе отечественных ГТУ мощностью 60–70 МВт с использованием инструментов цифрового моделирования 356

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

- Сушко О. П.** Циркулярная экономика в энергетике России 370

Главный редактор Александр Михайлович Маляревич

Редакционная коллегия

- В. Ю. РУМЯНЦЕВ* (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь) (заместитель главного редактора),
В. ВУЙЦИК (Технический университет «Люблинская политехника», Люблин, Республика Польша),
В. В. ГАЛАКТИОНОВ (Русский институт управления имени В. П. Чернова, Москва, Российская Федерация),
М. ДАДО (Зволенский технический университет, Зволен, Словацкая Республика),
П. В. ЖУКОВСКИ (Технический университет «Люблинская политехника», Люблин, Республика Польша),
В. В. ИВАШЕЧКИН (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь),
А. С. КАЛИНИЧЕНКО (Белорусский государственный технологический университет, Минск, Республика Беларусь),
А. КОННОВ (Университет Лунда, Швеция),
Х. МАХКАМОВ (Университет Нортумбрии, Великобритания),
А. А. МИХАЛЕВИЧ (Национальная академия наук Беларуси, Минск, Республика Беларусь),
НГО ТУАН КИЕТ (Научный энергетический институт Вьетнамской академии наук и технологий, Ханой, Социалистическая Республика Вьетнам),
О. Г. ПЕНЯЗЬКОВ (Институт тепло- и массообмена имени А. В. Лыкова НАН Беларуси, Минск, Республика Беларусь),
Е. Н. ПИСЬМЕННЫЙ (Национальный технический университет Украины «Киевский политехнический институт», Киев, Украина),
Ф. А. РОМАНЮК (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь),
А.-С. С. САУХАТАС (Рижский технический университет, Рига, Латвийская Республика),
В. С. СЕВЕРЯНИН (Брестский государственный технический университет, Брест, Республика Беларусь),
В. А. СЕДНИН (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь),
Б. С. СОРОКА (Институт газа НАН Украины, Киев, Украина),
В. А. СТРОЕВ (Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Российская Федерация),
Г. Н. УЗАКОВ (Каршинский инженерно-экономический институт, Карши, Республика Узбекистан),
Б. М. ХРУСТАЛЕВ (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь),
Л. В. ШЕНЕЦ (РУП «Белинвестэнергосбережение», Минск, Республика Беларусь)

Ведущий научный редактор В. Н. Гурьянчик

Издание зарегистрировано в Министерстве информации Республики Беларусь 19 марта 2024 г.
Регистрационный номер 1257

Подписано к печати 31.07.2026. Формат бумаги 60×84¹/₈. Бумага мелованная.
Печать цифровая. Гарнитура Таймс. Усл. печ. л. 12,75. Уч.-изд. л. 9,61. Тираж экз.
Дата выхода в свет . 2026. Заказ .

Адрес редакции: 220013, г. Минск, Республика Беларусь, пр. Независимости, 65.
Белорусский национальный технический университет, корп. 2, комн. 327.
Тел.: +375 17 320-65-14
e-mail: energy@bntu.by; <http://energy.bntu.by>

Отпечатано в БНТУ. Лицензия ЛП № 38200000006896 от 03.03.2014.
220013, г. Минск, пр. Независимости, 65

© Белорусский национальный технический университет, 2026

ISSN 1029-7448 (Print)
ISSN 2414-0341 (Online)

PROCEEDINGS OF THE CIS
HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS
AND POWER ENGINEERING ASSOCIATIONS

ENERGETIKA

V. 69, No 4
2026

INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
PUBLISHED FROM JANUARY, 1958

Founder

Belarusian National Technical University

The Journal is included in the following databases:
Scopus, EBSCO, DOAJ, WorldCat, OpenAIRE, Google Scholar, RISC,
Lan, CyberLeninka, Socionet

CONTENTS

HEAT POWER ENGINEERING

Strutsky N. V., Romaniuk V. N. Comprehensive Analysis of Bitumen-Mastic Coatings on Steel Underground Distribution Gas Pipelines. Part 2: The Mechanism and Key Features of Coating Aging under Operational Conditions	291
Sednin A. V., Nekalo I. A. Experience of Application of High-Capacity Heat Pump Units in District Heating Systems	303
Afanasenka A. A. Rheological Modeling and Mechanisms of Structure Formation in Disperse Systems Based on Organic Binders	327
Vasilevich S. V., Stoiko S. O., Kadirbekova K. K. Computational and Experimental Study of Carbon Dioxide Sorption Using Dolomite	342
Mironchuk M. P., Treshchev D. A., Treshcheva M. A., Vladimirov Y. A., Kravchenko S. O. Optimal Initial Parameters of Double-Circuit Combined-Cycle Heating Plants Based on Domestic Gas Turbine Units with a Capacity of 60–70 MW Using Digital Modeling Tools	256

POWER ENGINEERING ECONOMICS

Sushko O. P. Circular Economy in the Russian Energy Sector	370
---	-----

Editor-in-Chief Aliaksandr M. Maliarevich

Editorial Board

- V. Yu. RUMIANTSEV* (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus) (Deputy Editor-in-Chief),
- W. T. WÓJCIK* (Lublin University of Technology “Politechnika Lubelska”, Lublin, Republic of Poland),
- V. V. GALAKTIONOV* (Russian Institute of Management named after V. P. Chernov, Moscow, Russian Federation),
- M. DADO* (Technical University in Zvolen, Zvolen, Slovak Republic),
- P. W. ZHUKOWSKI* (Lublin University of Technology “Politechnika Lubelska”, Lublin, Republic of Poland),
- V. V. IVASHECHKIN* (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus),
- A. S. KALINICHENKO* (Belarusian State Technological University, Minsk, Republic of Belarus),
- A. KONNOV* (Lund University, Sweden),
- K. MAHKAMOV* (Northumbria University, United Kingdom),
- A. A. MIKHALEVICH* (The National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Republic of Belarus),
- NGO TUAN KIET* (Research Energy Institute under the Vietnam Academy of Science and Technology, Hanoi, Socialist Republic of Vietnam),
- O. G. PENYAZKOV* (A. V. Luikov Heat and Mass Transfer Institute of the National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Republic of Belarus),
- E. N. PISMENNYI* (National Technical University of Ukraine “Kyiv Polytechnic Institute”, Kiev, Ukraine),
- F. A. ROMANIUK* (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus),
- A.-S. S. SAUHATAS* (Riga Technical University, Riga, Republic of Latvia),
- V. S. SEVERYANIN* (Brest State Technical University, Brest, Republic of Belarus),
- V. A. SEDNIN* (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus),
- B. S. SOROKA* (The Gas Institute of the National Academy of Sciences of Ukraine, Kiev, Ukraine),
- V. A. STROEV* (National Research University “Moscow Power Engineering Institute”, Moscow, Russian Federation),
- G. N. UZAKOV* (Karshi Engineering Economic Institute, Karshi, Republic of Uzbekistan),
- B. M. KHROUSTALEV* (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus),
- L. V. SHENETS* (RUE “Belinvestenergosberezhenie”, Minsk, Republic of Belarus)

Lead Science Editor V. N. Guryanchyk

**Publication is registered in the Ministry of Information of the Republic of Belarus in 2024, March, 19th
Reg. No 1257**

Passed for printing 31.07.2026. Dimension of paper 60×84¹/₈. Coated paper.
Digital printing. Type face Times. Conventional printed sheet 12,75.
An edition of copies. Date of publishing 2025. Order list .

ADDRESS

Belarusian National Technical University
65, Nezavisimosty Ave., Building 2, Room 327
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 320-65-14
e-mail: energy@bntu.by; <http://energy.bntu.by>

Printed in BNTU. License LP 3820000006896 from 03.03.2014.
220013, Minsk, 65, Nezavisimosty Ave.

© Belarusian National Technical University, 2026

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-291-302>

УДК 621.644.07:665.775:620.193.91

Комплексный анализ битумно-мастичных покрытий стальных подземных распределительных газопроводов

Часть 2

Механизм и ключевые особенности старения покрытий в эксплуатационных условиях

Н. В. Струцкий¹⁾, докт. техн. наук, проф. В. Н. Романюк²⁾

¹⁾Государственное предприятие «НИИ Белгипротопгаз» (Минск, Республика Беларусь),

²⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

Реферат. Данная статья представляет собой вторую часть исследования, посвященного комплексному анализу битумно-мастичных изоляционных покрытий (БМИП), применяемых на стальных подземных распределительных газопроводах в Республике Беларусь. С учетом достижения длительных сроков службы влияние технологической стадии (производство битума и мастик, трубоизоляционные работы) на текущее состояние покрытий полностью исчерпано, и определяющей является стадия эксплуатации. Раскрыта связь почвенно-грунтовых условий с ключевыми особенностями эксплуатационного старения БМИП: сочетание ограниченного доступа молекулярного кислорода и умеренного температурного режима (низкая скорость кислородного окисления), возможность биокоррозии битумных и полимерных компонентов покрытия, комплексное воздействие грунтовой влаги (гидролиз, эффект Ребиндера, транспорт кислорода и катализаторов), непрерывное механическое воздействие грунта с участием влаги. Раскрыт механизм эксплуатационного разрушения БМИП, заключающийся в накоплении внутренних напряжений, деградации физико-химических и реологических свойств мастичного материала и его последующем разрушении под действием грунтовых нагрузок. Функциональный отказ покрытия при этом заключается в потере его барьерных и диэлектрических свойств, образовании физического и электрического контакта грунтового электролита с металлической поверхностью трубы. Рассмотрен вопрос влияния, оказываемого на долговечность битумных мастик и соответственно мастичных изоляционных покрытий пластифицирующими добавками. Установлено, что, наряду с положительным эффектом расширения температурного диапазона применения битумных материалов при проведении трубоизоляционных работ, введение нефтяных пластификаторов в виде промышленных масел в дальнейшем снижает стабильность битумной матрицы, способствует ускоренному старению и развитию дефектообразования БМИП (потере когезии, трещинообразованию и т. д.) на стадии эксплуатации.

Ключевые слова: стальной подземный газопровод, битумно-мастичные защитные покрытия, почвенно-грунтовые условия, эксплуатационное старение, дефектообразование, электрическое сопротивление

Для цитирования: Струцкий, Н. В. Комплексный анализ битумно-мастичных покрытий стальных подземных распределительных газопроводов. Ч. 2: Механизм и ключевые особенности старения покрытий в эксплуатационных условиях / Н. В. Струцкий, В. Н. Романюк // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2026. Т. 69, № 4. С. 291–302. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-291-302>

Адрес для переписки

Романюк Владимир Никанорович
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 293-92-16
pte@bntu.by

Address for correspondence

Romaniuk Vladimir N.
Belarusian National Technical University
65/2, Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 293-92-16
pte@bntu.by

Comprehensive Analysis of Bitumen-Mastic Coatings on Steel Underground Distribution Gas Pipelines

Part 2

The Mechanism and Key Features of Coating Aging under Operational Conditions

N. V. Strutsky^{1,2)}, V. N. Romaniuk²⁾

¹⁾State Enterprise Research Institute Belgiprotopgaz (Minsk, Republic of Belarus),

²⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. This article is the second part of our study devoted to a comprehensive analysis of bitumen-mastic insulation coatings (BMIC) used on steel underground distribution gas pipelines in the Republic of Belarus. Given the achievement of long service life, the influence of the technological stage (production of bitumen and mastic, pipe insulation works) on the current condition of the coatings has been completely exhausted, and the operational stage is the determining factor. The relationship between soil and subsoil conditions and the key features of operational aging of BMIP has been revealed, i.e. a combination of limited access to molecular oxygen and a moderate temperature regime (low rate of oxygen oxidation), the possibility of biocorrosion of bitumen and polymeric coating components, and the combined effects of soil moisture (hydrolysis, the Rebinder effect, oxygen and catalyst transport) and continuous mechanical impact from soil with the inclusion of moisture. The mechanism of operational destruction of BMIP is revealed, which consists in the accumulation of internal stresses, degradation of the physical-chemical and rheological properties of the mastic material, and its subsequent destruction under the influence of ground loads. The functional failure of the coating consists in the loss of its barrier and dielectric properties, and the formation of physical and electrical contact between the ground electrolyte and the metal surface of the pipe. The impact of plasticizing additives on the durability of bitumen mastics and, consequently, on the durability of bituminous insulation coatings is considered. It has been established that along with the positive effect of expanding the temperature range of bitumen materials used in pipe insulation work, the introduction of petroleum plasticizers in the form of industrial oils further reduces the stability of the bitumen matrix, promotes accelerated aging and the development of defect formation of BMIP (loss of cohesion, cracking, etc.) at the operational stage.

Keywords: steel underground gas pipeline, bitumen-mastic protective coatings, soil and ground conditions, operational aging, defect formation, electrical resistance

For citation: Strutsky N. V., Romaniuk V. N. (2026) Comprehensive Analysis of Bitumen-Mastic Coatings on Steel Underground Distribution Gas Pipelines. Part 2: The Mechanism and Key Features of Coating Aging under Operational Conditions. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 69 (4), 291–302 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-291-302>

Введение

Для битумно-мастичных изоляционных покрытий (БМИП) как покрытий горячего нанесения доэксплуатационная стадия включает этапы: производства битума, изготовления битумной мастики, дополнительного разогрева готовой мастики (когда используется мастика заводского изготовления, доставляемая на место проведения изоляционных работ в фасованном виде), трубоизоляционных работ.

В зависимости от принятой технологической схемы (прямой отгон, воздушное окисление, термоуплотнение сырья) температура в зоне реакции/отбора остатка при производстве битума находится в диапазоне 150–280 °С,

достигая 300–400 °С при использовании технологии вакуумной перегонки. Изготовление битумных изоляционных мастик (внесение в битум наполнителей и перемешивание до состояния однородности) осуществляется при температуре 180–190 °С, температурный режим при разогреве мастики составляет 140–150 °С.

Таким образом, все стадии технологического этапа предполагают активное температурное воздействие на битумное связующее. При этом для каждого из указанных температурных диапазонов существуют временные рамки, при выходе за которые начинает фиксироваться ускоренное технологическое старение битума, вплоть до его коксования (образования и роста мезофазы в виде карбенов, карбоидов).

С учетом особенностей изготовления и нанесения БМИП несоблюдение температурно-временного режима на любом из этапов производства битумных материалов и проведения трубоизоляционных работ может приводить к дополнительной неоднородности начального состояния покрытия и, как следствие, значительному разбросу в показателях достигнутой долговечности [1].

Вместе с тем с учетом достигнутых основной массой стальных газопроводов сроков службы 30–60 лет допустимо считать, что влияние факторов, имевших место на технологической стадии, к настоящему моменту уже исчерпано (полностью проявило себя) и стадия эксплуатации является определяющей с точки зрения актуального состояния существующих БМИП.

Следует отметить, что условия эксплуатации изоляционных покрытий стальных подземных трубопроводов весьма специфичны, что обусловлено специфичностью самой почвенно-грунтовой среды, представляющей собой чрезвычайно сложную и динамически изменчивую многокомпонентную физико-химическую систему, содержащую твердые, жидкие, газообразные и живые составляющие [2–6]. В этой связи для адекватного понимания механизма старения битумно-мастичных покрытий стальных подземных газопроводов необходим отдельный тщательный анализ влияющих гидрологических, геологических, биологических и других почвенно-грунтовых факторов.

Основная часть

Характерные особенности почвенно-грунтовых условий, их влияние на БМИП подземных газопроводов. Прежде всего отмеченная выше специфичность почвенно-грунтовой среды применительно к механизму старения БМИП выражается в уникальном сочетании основных факторов, влияющих на интенсивность окислительных процессов: доступности молекулярного кислорода (основного окислительного агента), температуры и влажности.

На глубинах прокладки подземных газопроводов (обычно 0,8–1,5 м) содержание кислорода в почве существенно ниже атмосферного в силу его потребления биотой и расхода на химические процессы. Газообмен почвенного воздуха с атмосферой происходит преимущественно за счет диф-

фузии, обусловленной градиентом концентрации, и зависит от влажности, гранулометрического состава и плотности грунта [5, 6]. По мере увлажнения и уплотненности почвенно-грунтовой среды доставка кислорода к поверхности битумного покрытия замедляется, ограниченная диффузия кислорода контролирует интенсивность окислительных процессов.

Также следует отметить щадящий режим эксплуатации подземных распределительных газопроводов, обусловленный тепловой инерционностью грунта. Согласно справочным данным [7], полученным путем непосредственных измерений температуры почвы вытяжными термометрами за тридцатилетний период, годовые перепады температур в почве на глубинах 0,8 и 1,6 м на территории Беларуси варьируются в пределах 13,2–17,2 и 9,9–14,3 °С соответственно. Среднегодовые температуры находятся в пределах 7,8–9,6 °С для указанного диапазона глубин (табл. 1).

Таблица 1

Температуры и температурные перепады в почве на глубинах 0,8 и 1,6 м
Temperatures and temperature differences in the soil at depths of 0.8 and 1.6 m

Глубина, м	Область, пункт наблюдения										
	Брестская		Витебская			Гомельская		Гродненская	Минская		Могилевская
	Брест	Пинск	Верхнедвинск	Шарковщина	Березинский заповедник	Гомель	Василевичи	Новогрудок	Минск	Марьяна Горка	Горки
	<u>Перепад среднемесячных температур, °С</u> Средняя годовая температура, °С										
0,8	<u>15,9</u> 9,6	<u>15,5</u> 9,2	<u>15,1</u> 7,9	<u>14,4</u> 7,9	<u>16,5</u> 8,2	<u>17,2</u> 9,2	<u>16,1</u> 8,9	<u>13,2</u> 8,2	<u>13,7</u> 8,1	<u>16,1</u> 8,6	<u>14,6</u> 7,8
1,6	<u>12,4</u> 9,6	<u>12,4</u> 9,3	<u>10,7</u> 7,9	<u>9,9</u> 7,9	<u>12,9</u> 8,1	<u>14,3</u> 9,3	<u>12,9</u> 8,8	<u>10,7</u> 8,2	<u>11,3</u> 8,0	<u>13,3</u> 8,5	<u>11,1</u> 7,8

Таким образом, по сравнению с битумными вяжущими, используемыми в дорожном строительстве, или битумными кровельными материалами БМИП подземных распределительных газопроводов находятся в гораздо менее агрессивных окислительных условиях (ограниченный доступ кислорода, стабильная невысокая температура, отсутствие влияния УФ-излучения), что делает процесс окислительного старения покрытия сравнительно малоинтенсивным.

Вместе с тем почвенно-грунтовые условия характеризуются другими факторами, влияние которых выражено более сильно по сравнению с, например, атмосферными условиями эксплуатации. В первую очередь к таким факторам следует отнести воздействие почвенной влаги (грунтового электролита).

Это связано, во-первых, с более длительным (непрерывным) и интенсивным контактом влаги с битумом в подземных условиях, а во-вторых, с большей химической насыщенностью и агрессивностью почвенной влаги по сравнению с атмосферной. Грунтовый электролит представляет собой водную фазу, насыщенную ионами растворенных солей (карбонатами, сульфатами, хлоридами, нитратами кальция, магния, натрия), органическими веществами, растворенными газами [6].

Соответственно почвенная влага выступает как растворитель и переносчик кислорода и каталитических примесей (ионных комплексов, органических ферментов и т. д.): проникая в микропоры и дефекты материала, она переводит окислительный процесс из поверхностного в объемный и распространяет его на глубинные зоны покрытия. Также вода сама по себе участвует в гидратации и гидролизе компонентов битума, в результате чего создаются новые активные гидроксильные и карбоксильные группы. Таким образом, гидролиз и окисление взаимно усиливают друг друга: гидролиз разрушает молекулярные связи и создает новые активные центры, более доступные для окисления, а окисление образует кислородсодержащие продукты, которые легче гидролизуются.

Воздействие грунтовой влаги следует рассматривать как фактор не только химической деградации покрытия, но и его механохимического разрушения в рамках эффекта Ребиндера, который проявляется при совместном воздействии механических нагрузок и грунтовой жидкости на поверхностный слой покрытия, приводя к снижению его поверхностной прочности. Механизм эффекта заключается в деформации и ослаблении межатомных связей твердого тела за счет адсорбции поверхностно-активных веществ (ПАВ) среды, снижении энергии разрыва и, в конечном итоге, разрыве этих ослабленных связей, появлении в материале дополнительных концентраторов напряжений и затем микротрещин [8].

Наконец, как будет показано ниже, водная составляющая вносит большой вклад в общее механическое нагружение покрытия (давление грунта).

Весьма характерным фактором старения БМИП в условиях почвенно-грунтовой среды является также микробиологическое воздействие. Способность микроорганизмов разлагать углеводороды хорошо известна. Микробиологическая коррозия (Microbiologically Influenced Corrosion (MIC)) представляет серьезную опасность для битумных материалов. Почвенные бактерии, археи и грибы могут получать питательные вещества из водорастворимых низкомолекулярных компонентов покрытий, подвергая их био-разложению [9].

Микроорганизмы прикрепляются к поверхности битума, формируя плотные биопленки, и секретируют внеклеточные ферменты, участвующие в окислительных и гидролитических реакциях. Влага благоприятствует микроорганизмам, в глинистых и переувлажненных грунтах создаются анаэробные условия, где роль биохимического окисления по сравнению с прямым окислением кислородом в общем процессе деградации покрытия возрастает.

При этом кислотные метаболиты и другие химические продукты жизнедеятельности микроорганизмов воздействуют не только на покрытие, но

и на почвенную среду, в свою очередь делая ее привлекательной для других микроорганизмов, то есть возникает кумулятивный (накопительный) эффект [10].

К наиболее агрессивным по отношению к битумно-мастичным изоляционным покрытиям можно отнести анаэробные сульфатредуцирующие бактерии (СРБ) и микроскопические грибы (микромицеты). Кроме воздействия выделяемых ферментов, микромицеты могут создавать мицелиальные структуры (гифы), которые физически проникают в материал, углубляясь в поры и микротрещины, ускоряя микротрещинообразование и расслоение покрытия.

Таким образом, действие микроорганизмов подвергает битум дополнительной нагрузке, ускоряя его переход к более жесткой и хрупкой структуре. В [10] предполагается, что места наиболее интенсивного разрушения битумной изоляции трубопроводов обусловлены как раз микробиологическим воздействием. Наравне с битумом микробиологической коррозии подвержены также и полимерные материалы, используемые в мастиках в качестве наполнителя.

Внешние механические воздействия, итоговый механизм старения БМИП на стадии эксплуатации. Подземный трубопровод работает совместно с окружающим ее грунтом, который является основным источником механического нагружения газопровода и его защитного покрытия [11]. Механическое воздействие почвенно-грунтовой среды на покрытие носит непрерывный характер и включает давление грунта (в том числе твердых включений), касательные напряжения при продольных перемещениях трубопровода за счет температурного удлинения, самопроизвольные подвижки (просадки) грунта. Распределение основных напряжений, возникающих в изоляционном покрытии трубопровода в общем случае под грунтовым давлением показаны на рис. 1 [12].

Под давлением грунта понимается результирующее воздействие грунта, представляющее собой совокупность вертикального и горизонтального (бокового) давлений, действующих на трубу и ее изоляционное покрытие и возникающих за счет собственного веса грунта. Грунтовая влага при этом способствует не только изменению физических и химических свойств покрытия, но и увеличению общего веса грунта, а также набуханию глинистых частиц [12].

В результате вертикальное и горизонтальное давление верхнего и бокового грунта дополнительно включает в себя давление содержащейся в грунте влаги и давление набухания – внутреннее давление, возникающее в грунте при его замачивании водой.

Таким образом, давление, оказываемое грунтовой засыпкой на трубопровод, неравномерно, и изменяется по периметру трубы в зависимости от глубины залегания, плотности и влажности почвы. Сезонные колебания влажности ведут к циклическим нагрузкам и усталости покрытия с появлением потенциальных очагов будущих дефектов. Имеются данные, что давление, создаваемое влажным грунтом, может превышать расчетное, определенное с коэффициентом перегрузки 1,4 [12].

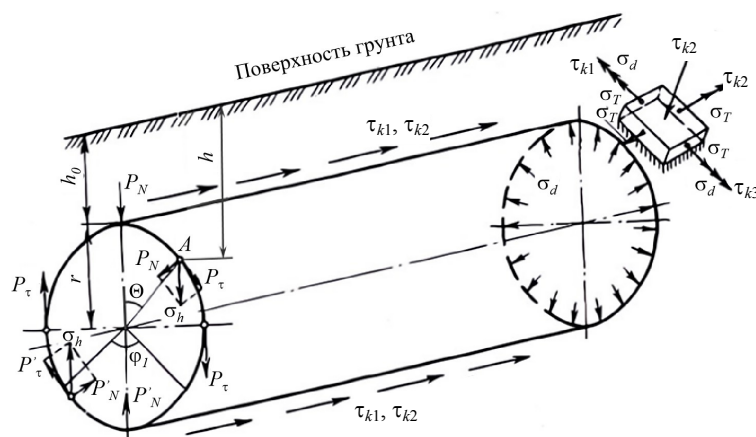


Рис. 1. Распределение основных напряжений в изоляционном покрытии [12]:

σ_h – напряжение от вертикального давления грунта; P_N и P_T – нормальная и касательная составляющие σ_h ; P'_N и P'_T – то же в пределах угла опирания трубы ϕ_1 ; σ_T – напряжение растяжения от температурных перепадов; σ_d – то же от внутреннего давления среды; τ_{k1} – касательные напряжения от температурных перепадов; τ_{k2} – то же от внутреннего давления; τ_{k3} – то же от вертикального давления грунта; h_0 – глубина заложения трубопровода; h – расстояние от уровня земли до точки A на покрытии; Θ – угол между вертикальным диаметром трубы и радиусом r , проведенным в точку A

Fig. 1. Distribution of the main stresses in insulation coating [12]:

σ_h is the stress from vertical ground pressure; P_N and P_T are the normal and tangential components of σ_h ; P'_N and P'_T are the same, within the angle of support of pipe ϕ_1 ; σ_T is the tensile stress from temperature fluctuations; σ_d is the same, from internal pressure of the medium; τ_{k1} – tangential stresses from temperature fluctuations; τ_{k2} – the same from internal pressure; τ_{k3} – the same from vertical ground pressure; h_0 – the depth of the pipeline; h – the distance from ground level to point A on the coating; Θ – the angle between the vertical diameter of the pipe and the radius r , drawn to point A

Продольные перемещения трубопроводов в первую очередь зависят от температурных колебаний в почвенно-грунтовой среде, вместе с тем, как уже указывалось выше, на обычных глубинах заложения распределительных газопроводов амплитуды температурных перепадов, как правило, достаточно невелики. Самопроизвольные подвижки грунта в отдельных случаях могут быть обусловлены взаимодействием гравитационных сил, особенностей рельефа и физических свойств грунтов на конкретном участке трассы. Влияние давления внутренней среды, не превышающего для распределительных газопроводов 1,2 МПа, можно считать пренебрежимо малым.

Одной из распространенных причин повреждений БМИП, обладающих сравнительно низкой прочностью, является также механическое воздействие со стороны корневых систем древесно-кустарниковой растительности, которое тоже можно отнести к почвенно-грунтовым.

Механизм старения БМИП подземных трубопроводов с учетом указанных выше факторов показан на рис. 2.

В реальных условиях эксплуатации подземных трубопроводов все перечисленные факторы действуют на изоляционные покрытия комбинированно, в различных сочетаниях.



Рис. 2. Механизм эксплуатационного старения
битумно-мастичных изоляционных покрытий подземных трубопроводов

Fig. 2. The mechanism of operational aging of underground pipelines

Под воздействием кислорода почвенного воздуха и/или внеклеточных ферментов микроорганизмов (преобладающий путь окисления зависит от влажности, структуры и текстуры грунта, его микробиологического профиля) в подземных условиях протекает постепенный процесс автоокисления битумных углеводородов, изменения химического и компонентного состава БМИП. Происходит структурная перестройка битумной матрицы, повышается жесткость коагуляционной сетки, в различных местах которой возникают концентраторы напряжений. Потеря легких фракций приводит к усадке материала и формированию растягивающих усадочных напряжений внутри покрытия. Внутренние напряжения инициируют процесс образования микротрещин.

Снаружи на покрытие постоянное механическое воздействие оказывает грунт. Нормальная составляющая напряжения от вертикального давления грунта P_N и касательная составляющая P_τ от бокового давления грунта засыпки производят работу на смятие изоляции, развивая процесс трещинообразования, а также создают усилия, расклинивающие уже образовавшиеся трещины [13]. Почвенная влага усиливает механическое воздействие грунта, придавая ему цикличность, а также разрушающе влияет на верхний слой покрытия через гидролитические реакции и эффект Ребиндера – адсорбционное снижение прочности материала под совместным воздействием ПАВ среды и механических нагрузок [14].

По мере потери пластических свойств покрытие реагирует на контактные напряжения не как гибкий слой, распределяющий напряжения по периметру трубы, а как жесткая оболочка, воспринимающая контактные напряжения на себя и накапливающая деформации, микро-, а затем и макродефекты. Таким образом постепенно происходит необратимое механическое разрушение битумного покрытия.

С точки зрения функционального назначения изолирующего покрытия, его выход из строя происходит до момента полного разрушения, а частичная потеря функции может произойти задолго до этого момента. По мере

нарушения микроструктуры покрытия его насыщение почвенным электролитом усиливается через микропоры и микротрещины, электроизолирующие свойства (электрическое сопротивление) снижаются. При отсутствии или недостаточных режимах работы электрохимической защиты этого может быть достаточно для начала коррозионных процессов в стенке трубы. На следующей стадии в покрытии образуются сквозные дефекты и отдельные (точечные) контакты «труба – земля», чреватые возникновением очагов местной коррозии. При значительных разрушениях покрытия влага контактирует с металлом трубы на обширной площади, происходит полная потеря барьерных свойств покрытия на протяженных участках газопровода, возникает угроза сплошной коррозии.

Влияние, оказываемое пластификаторами битума. Для возможности проведения трубоизоляционных работ при пониженных температурах наружного воздуха в практике строительства широко практиковалось введение в битумные мастики пластифицирующих добавок (масло зеленое, масло осевое, масло автотракторное, полидиен и др.).

Пластификаторы вводятся в битумные вяжущие преимущественно для снижения вязкости и улучшения растяжимости, что облегчает нанесение мастики. Это позволяет сохранять высокие темпы строительства газопроводов даже в холодный период года, однако, как показали позднейшие исследования, пластификаторы (особенно нефтяные в виде промышленных масел) могут оказывать существенное негативное влияние на эксплуатационные качества битумных мастик.

В частности, в [15] в отношении промышленных масел, применяемых в качестве пластификаторов для битумно-полимерных вяжущих, указывается на их быструю «вымываемость» из структуры композита. Это объясняется тем, что указанные масла в основном (на 75–80 %) состоят из парафино-нафтеновых углеводородов, обладающих сравнительно небольшой плотностью ($890\text{--}910\text{ кг/м}^3$) и низкой растворяющей способностью к полярным соединениям битума, что определяет нестабильность внутренних связей в системе «битумное вяжущее – пластификатор».

Вымывание легких фракций приводит к появлению в материале пор и каналов, куда начинает проникать грунтовая влага, что особенно критично для антикоррозионных защитных покрытий, функциональная долговечность которых напрямую связана с их влагоустойчивостью и влагопроницаемостью.

Увеличение доли летучих компонентов и их дальнейшая потеря приводят к ускоренному обеднению мальтеновой фракции и росту хрупкости материала, увеличению усадки и усадочных напряжений, снижению структурной целостности битумного слоя. В работе [16] указывается, что введение маловязких легких компонентов для пластификации может привести к значительному снижению структурно-механических свойств материала, потере когезии, трещинообразованию и другим дефектам.

Основываясь на результатах экспериментальной оценки влияния различных пластификаторов на интенсивность деструкции битумных композитов (изменения массы и температуры размягчения после прогрева, расслаиваемости в тубе), в [17] делается вывод о том, что именно пласти-

фикатор может вносить основной вклад в процессы деструкции битумно-полимерных материалов в виде ускоренного старения, расслоения полимерной и битумной фаз. При этом прямо указывается на опасность использования промышленных масел в качестве пластификаторов с точки зрения потери качества продукции.

ВЫВОДЫ

1. Показано, что с учетом достижения стальными газопроводами длительных сроков службы (30–60 лет) влияние факторов технологической стадии (изготовление битума и мастик, трубоизоляционные работы) к настоящему моменту полностью исчерпано и определяющей для текущего технического состояния битумно-мастичных изоляционных покрытий является стадия эксплуатации.

2. Установлены особенности почвенно-грунтовых условий, определяющие характер протекания процесса эксплуатационного старения битумно-мастичных изоляционных покрытий подземных газопроводов:

- сочетание ограниченного доступа молекулярного кислорода и щадящего температурного режима, обеспечивающее сравнительно низкую интенсивность прямого (кислородного) окисления битумных компонентов;
- возможность биокоррозии битумных и полимерных компонентов покрытия с участием внеклеточных метаболитов микроорганизмов (в первую очередь, таких как СРБ и микромицеты);
- комплексное воздействие грунтовой влаги (грунтового электролита), участвующей в гидролитических реакциях и реализации эффекта Ребиндера во внешнем слое покрытия, доставке кислорода и каталитических примесей от поверхности в объем покрытия;
- непрерывное во времени и пространстве механическое воздействие грунта на поверхность покрытия, в котором также участвует грунтовая влага.

3. Раскрыт механизм эксплуатационного старения битумно-мастичных изоляционных покрытий подземных распределительных газопроводов, заключающийся в постепенном накоплении в покрытии внутренних напряжений и его дальнейшем разрушении в результате нарастающей деградации физико-химических и структурных свойств мастичного материала и постоянно-переменных внешних грунтовых нагрузок.

4. Показано, что функциональный отказ изолирующего покрытия (потеря барьерных и диэлектрических свойств) наступает при возникновении физического и электрического контакта грунтового электролита и металла трубы (так называемого контакта «земля – труба»), то есть, как правило, до его полного механического разрушения.

5. Установлено негативное влияние на итоговую долговечность битумно-мастичных изоляционных покрытий пластифицирующих добавок в виде промышленных масел, ранее широко использовавшихся при изготовлении битумных мастик в целях расширения температурного диапазона их применения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Струцкий, Н. В. Комплексный анализ битумно-мастичных покрытий стальных подземных распределительных газопроводов. Ч. 1: Характеристика применяемых покрытий и общий механизм структурной деградации битумных материалов / Н. В. Струцкий, В. Н. Романюк // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2026. Т. 70, № 3. С. 263–275. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-3-263-275>
2. Романюк, В. Н. Почвенно-грунтовые факторы, влияющие на процесс коррозии стальных подземных трубопроводов, и их компьютерное моделирование / В. Н. Романюк, А. М. Нияковский, Н. В. Струцкий, А. Л. Свистун // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2025. Т. 68, № 3. С. 230–244. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-3-230-244>
3. Струцкий, Н. В. Организация электрохимической защиты стальных подземных трубопроводов от коррозии в газораспределительной отрасли Республики Беларусь / Н. В. Струцкий, В. Н. Романюк // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2024. Т. 67, № 3. С. 257–267. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-3-257-267>
4. Околелова, А. А. Экологическое почвоведение и законы экологии: учеб. пособие / А. А. Околелова, В. Ф. Желтобрюхов, Г. С. Егорова. Волгоград: ВГАУ-ВолгГТУ, 2017. 216 с.
5. Жумабекова, Б. К. Основы почвоведения: учеб. пособие / Б. К. Жумабекова; Российская акад. естествознания. М.: Акад. естествознания, 2015. 147 с.
6. Основы почвоведения: учеб. пособие / Б. Ф. Пшеничников, Н. Ф. Пшеничникова, В. Г. Трегубова, А. В. Брикманс. Владивосток: Изд-во Дальневост. федерал. ун-та, 2021. 69 с.
7. Справочник по климату Беларуси. Ч. I: Температура воздуха и почвы. Минск: Республиканский центр по гидрометеорологии, контролю радиоактивного загрязнения и мониторингу окружающей среды, 2017. 85 с.
8. Малкин А. И. Закономерности и механизмы эффекта Ребиндера / А. И. Малкин // Коллоидный журнал. 2012. № 2 (74). С. 239–256.
9. Corrosion of Buried Steel at New and In-Service Infrastructure / National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine. Washington, DC: The National Academies Press, 2023. 148 p. <https://doi.org/10.17226/26686>
10. Битумные материалы. Асфальты, смолы, пеки / под ред. А. Дж. Хойберга. М.: Химия, 1974. 248 с.
11. Макаров, А. В. Надежная эксплуатация стальных водопропускных труб / А. В. Макаров, Д. Р. Морозов, Д. Д. Лозинская // Инновационная наука. 2020. № 2. С. 25–27.
12. Борисов, Б. И. Несущая способность изоляционных покрытий подземных трубопроводов / Б. И. Борисов. М.: Недра, 1986. 160 с.
13. Никифоров, Д. А. Повышение несущей способности изоляционных покрытий подземных трубопроводов / Д. А. Никифоров, Н. В. Абдуллин // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. 2020. № 4. С. 57–60. <https://doi.org/10.24411/0131-4270-2020-10410>
14. Кузнецов, В. В. Физическая и коллоидная химия: учеб. пособие для биологических специальностей университетов / В. В. Кузнецов, В. Ф. Усть-Качкинцев. М.: Высш. шк., 1976. 277 с.
15. Махмутова, А. Р. Разработка инновационных долговечных битумных вяжущих материалов на основе процессов модифицирования: дис. ... канд. техн. наук: 2.6.12 / Махмутова Алина Рауфовна; Уфимский государственный нефтяной технический университет. Уфа, 2025. 153 с.
16. Паршукова, О. Р. Совершенствование технологии получения дорожных битумов с целью улучшения их низкотемпературных свойств: дис. ... канд. техн. наук: 2.6.12 / Паршукова Ольга Расимовна; Самарский государственный технический университет. Самара, 2025. 162 с.
17. Киндеев, О. Н. Влияние вида пластификатора на свойства битума и полимерно-битумных вяжущих / О. Н. Киндеев, М. А. Высоцкая, С. Ю. Шеховцова // Вестник БГТУ имени В. Г. Шухова. 2016. № 1. С. 26–30.

Поступила 01.02.2026 Подписана в печать 06.04.2026 Опубликована онлайн 31.07.2026

REFERENCES

1. Strutsky N. V., Romaniuk V. N. (2026) Comprehensive Analysis of Bitumen-Mastic Coatings on Steel Underground Distribution Gas Pipelines. Part 1. Characteristics of the Coatings Used and the General Mechanism of Structural Degradation of Bitumen Materials. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions*, 70 (3), 263–275 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-3-263-275>
2. Romaniuk V. N., Niyakovskii A. M., Strutsky N. V., Svistun A. L. (2025) Soil and Ground Factors Affecting the Steel Underground Pipelines Corrosion Process and their Computer Simulation. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions*, 68 (3), 230–244 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-3-230-244>
3. Strutsky N. V., Romaniuk V. N. (2024) Organization of Electrochemical Protection of Steel Underground Pipelines Against Corrosion in the Gas Distribution Industry of the Republic of Belarus. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 67 (3), 257–267 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-3-257-267>
4. Okolelova A. A., Zheltobrukhova V. F., Egorova G. S. (2017) *Ecological Soil Science and Ecology Laws*. Volgograd, VGU Publ., 219 (in Russian).
5. Zhumabekova B. K. (2015) *Fundamentals of Soil Science*. Moscow, Academy of Natural Sciences Publ., 147 (in Russian).
6. Pshenichnikov B. F., Pshenichnikova N. F., Tregubova V. G., Brikmanas A. V. (2021) *Fundamentals of Soil Science*. Vladivostok, Far Eastern Federal University Publ. 69 (in Russian).
7. *Climate Handbook of Belarus. Part I. Air and Soil Temperature*. Minsk, Republican Center for Hydrometeorology, Radioactive Pollution Control and Environmental Monitoring Publ., 2017. 85 (in Russian).
8. Malkin A. I. (2012) Regularities and mechanisms of the Reh binder's effect. *Colloid Journal*, 74 (2), 223–238. <https://doi.org/10.1134/s1061933x12020068>
9. National Academies of Sciences, Engineering, and Medicine (2023) *Corrosion of Buried Steel at New and In-Service Infrastructure. Consensus Study Report*. Washington, The National Academies Press Publ., 162. <https://doi.org/10.17226/26686>
10. Hoiberg A. J. (1979) *Bituminous materials: asphalts, tars and pitches*. NY, R. E. Krieger Pub. Co. 446.
11. Makarov A. V., Morozov D. R., Lozinskaya D. D. (2020) Reliable Operation of Steel Culverts. *Innovatsionnaya nauka [Innovative Science]*, (2), 25–27 (in Russian).
12. Borisov B. I. (1986) *Load-Bearing Capacity of Insulating Coatings of Underground Pipelines*. Moscow, Nedra Publ., 160 (in Russian).
13. Nikiforov D. A., Abdullin N. V. (2020) Increasing the Carrying Ability of Insulation Coatings of Underground Pipelines. *Transport i khraneniye nefteproduktov i uglevodorodnogo syr'ya = Transport and Storage of Oil Products and Hydrocarbons*, (4), 57–60 (in Russian). <https://doi.org/10.24411/0131-4270-2020-10410>
14. Kuznetsov V. V., Ust'-Kachkinov V. F. (1976) *Physical and Colloid Chemistry*. Moscow, Vysshaya shkola Publ. 277 (in Russian).
15. Makhmutova A. R. (2025) *Development of Innovative Durable Bitumen Binder Materials Based on Modification Processes* [PhD Thesis]. Ufa. 153 (in Russian).
16. Parshukova O. R. (2025) *Improvement of Road Bitumen Production Technology to Enhance Their Low-Temperature Properties* [PhD Thesis]. Samara, 162 (in Russian).
17. Kindeev O. N., Vysotskaya M. A., Shekhovtsova S. Y. (2016) The Effect of Type of Plasticizer on the Properties of Bitumen and Polymer-Bitumen Binders. *Vestnik BGTU imeni V. G. Shukhova = Bulletin of the BSTU Named after V. G. Shukhov*, (1), 26–30 (in Russian).

Received: 01 February 2026

Accepted: 06 April 2026

Published online: 31 July 2026

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-303-326>

УДК 620.98: 658.264

Опыт применения теплонасосных установок большой мощности в системах централизованного теплоснабжения

А. В. Седнин¹⁾, И. А. Некало¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

Реферат. Государственная программа Республики Беларусь «Устойчивая энергетика и энергоэффективность» на 2026–2030 гг. предусматривает максимально возможное использование тепловых насосов в централизованных и децентрализованных системах теплоснабжения. Основными факторами, способствующими использованию теплонасосных установок (ТНУ) совместно с технологиями аккумулирования тепловой энергии, являются: возможность применения низкотемпературных источников теплоты, повышение маневренности энергосистемы в условиях высокой доли генерации электроэнергии от возобновляемых энергоисточников и атомных электростанций, снижение выбросов вредных веществ. В статье обсуждаются обстоятельства и технические решения по интеграции в системы теплоснабжения ТНУ большой мощности. К настоящему времени доля последних в структуре генерирующих мощностей энергоисточников систем централизованного теплоснабжения (СЦТ) в мировой практике остается незначительной, однако в целом ряде стран в рамках программ декарбонизации энергетики рассматривается их широкое применение в ближайшей перспективе. Авторами обсуждаются технические аспекты интеграции ТНУ в действующие СЦТ с применением различных источников низкопотенциальной теплоты, рассмотрено применение различных типов рабочих тел, проанализированы финансовые затраты на реализацию проектов. Показано, что широкое внедрение ТНУ ограничивается высокими капитальными затратами, неопределенностью формирования тарифов на электроэнергию и неопределенностью информации об эффективности работы оборудования на переменных нагрузках. В этих условиях проекты внедрения ТНУ в СЦТ не могут рассматриваться как типовые решения, они требуют применения индивидуальных проектных решений для каждого конкретного случая. Результаты анализа технических решений реализованных к настоящему времени проектов показывают техническую возможность и экономическую целесообразность использования ТНУ большой мощности в СЦТ на территории Республики Беларусь при наличии экономически приемлемого источника низкопотенциальной теплоты.

Ключевые слова: системы централизованного теплоснабжения, теплонасосные установки, эффективность, возобновляемые источники энергии, вторичные энергоресурсы, аккумулирование тепловой энергии, капитальные затраты

Для цитирования: Седнин, А. В. Опыт применения теплонасосных установок большой мощности в системах централизованного теплоснабжения / А. В. Седнин, И. А. Некало // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2026. Т. 69, № 4. С. 303–326. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-303-326>

Адрес для переписки

Седнин Алексей Владимирович
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65,
220113, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 397-36-20
Sednin@bntu.by

Address for correspondence

Sednin Alexei V.
Belarusian National Technical University
65, Nezavistimosti Ave.,
220113, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 397-36-20
Sednin@bntu.by

Experience of Application of High-Capacity Heat Pump Units in District Heating Systems

A. V. Sednin¹⁾, I. A. Nekalo

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The State Program of the Republic of Belarus “Sustainable Energy and Energy Efficiency” for 2026–2030 envisages the maximum possible use of heat pumps in centralized and decentralized heat supply systems. The main factors facilitating the use of Heat Pump Units (HPUs) in conjunction with thermal energy storage technologies are the possibility of utilizing the low-temperature heat sources, increasing the maneuverability of the power system in conditions of a high proportion of electricity generation from renewable energy sources and nuclear power plants, and reducing emissions of harmful substances. The article discusses the circumstances and technical solutions for integrating high-capacity HPUs into heat supply systems. To date, the share of high-capacity HPUs in the generating capacity structure of District Heating Systems (DHS) remains insignificant in global practice; however, in a number of countries their widespread application in the near future is considered as part of energy decarbonization programs. The authors discuss the technical aspects of integrating HPUs into existing DHS using various sources of low-potential heat, examine the application of different types of working fluids, and analyze the financial costs of project implementation. It is shown that the widespread deployment of HPUs is constrained by high capital costs, the uncertainty of the formation of electricity tariffs and the uncertainty of information about the efficiency of equipment at variable loads. Under these conditions, projects of HPUs implementation in the DHS cannot be regarded as model solutions, they require the use of individual design solutions for each specific case. The results of the analysis of technical solutions of projects implemented to date for the use of high-capacity HPUs in the DHS demonstrate the technical feasibility and economic expediency of using high-capacity HPUs in the territory of the Republic of Belarus in the presence of an economically acceptable source of low-potential heat.

Ключевые слова: district heating systems, heat pump units, efficiency, renewable energy sources, secondary energy resources, thermal energy storage, capital costs

For citation: Sednin A. V., Nekalo I. A. (2026) Experience of Application of High-Capacity Heat Pump Units in District Heating Systems. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 69 (4), 303–326 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-303-326>

Введение

Системы централизованного теплоснабжения (СЦТ) являются одними из основных элементов действующих энергосистем в Беларуси, России и целом ряде стран Северной и Центральной Европы и будут играть существенную роль в будущем, особенно в вопросах интеграции большого количества возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В настоящее время СЦТ находятся в состоянии трансформации и перехода к качественно новым условиям функционирования [1], сопровождающимся их декарбонизацией [2–5] путем придания им многофункциональности, опций совместной генерации и хранения энергетических и материальных ресурсов с использованием всего спектра доступных топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), включая ВИЭ и органические отходы. Во многих развитых странах реализуются различные проекты по интеграции ВИЭ в СЦТ с вытеснением генерирующих установок, работающих на органическом топливе [6].

Государственная программа Республики Беларусь «Устойчивая энергетика и энергоэффективность» на 2026–2030 гг. направлена на повышение энергетической эффективности национальной экономики, укрепление

энергетической самостоятельности Республики Беларусь за счет вовлечения в топливно-энергетический баланс местных ТЭР, включая ВИЭ, надежного и эффективного удовлетворения потребности реального сектора экономики и населения в доступных энергетических ресурсах [1]. Одним из мероприятий программы является максимально возможное использование тепловых насосов в централизованных и децентрализованных системах теплоснабжения [1]. Ввод в эксплуатацию Белорусской АЭС и ее выход на проектную мощность создали возможность более широкого применения электрической энергии в системах теплоснабжения [7], в том числе с использованием теплонасосных установок (ТНУ) [8].

Основная часть

В настоящее время доля ТНУ большой мощности в структуре генерирующих мощностей СЦТ незначительна, и в основном они применяются в европейских странах, где суммарная установленная мощность составляет около 2,5 ГВт. Наиболее широко ТНУ большой мощности [2] используются в Швеции, где около 120 ТНУ (единичной мощностью от 1 до 50 МВт) обеспечивают 7 % общей нагрузки систем теплоснабжения, и в Австрии, где реализовано 75 проектов с применением подобных ТНУ. В Дании и Германии многие проекты находятся в стадии строительства и опытной эксплуатации, реализация этих проектов вызвана в первую очередь ростом доли ВИЭ в производстве электроэнергии. В Германии планируется довести долю ТНУ и электродных котлов в тепловом балансе до 40 % [9, 10]. В качестве источника низкопотенциальной теплоты для ТНУ используются поверхностные воды, сточные воды и другие источники (в основном использующие промышленные вторичные энергоресурсы), среди которых преобладают дымовые газы [2, 10].

В Китае и Российской Федерации ТНУ большой мощности в СЦТ пока не получили широкого распространения. Однако в рамках выполнения климатических обязательств Китай к 2050 г. планирует построить крупные ТНУ суммарной мощностью до 650 ГВт, используя в качестве низкопотенциальной теплоты ВЭР тепловых электростанций, промышленных предприятий, центров обработки данных и очистных сооружений [2].

Основными факторами, способствующими использованию ТНУ совместно с технологиями аккумулирования тепловой энергии, являются:

- возможность применения низкотемпературных источников теплоты;
- возможность повышения маневренности энергосистемы [2, 11, 12] в условиях высокой доли генерации электроэнергии от ВИЭ и атомных электростанций [13, 14] и более высокой эффективностью по сравнению с электродными котлами [2, 14–18];
- снижение выбросов вредных веществ по сравнению с источниками теплоты, работающими на органическом топливе, что соответствует глобальным задачам по декарбонизации энергетики [2–5].

Массовое внедрение ТНУ ограничивается [15]: высокими капитальными затратами, неопределенностью формирования тарифов на электроэнергию, постоянным совершенствованием конструкции в связи с применением новых рабочих тел, а также не всегда эффективной работой обо-

рудования на переменных нагрузках. В европейских странах принято считать [19], что использование котлов на биомассе для СЦТ малой и средней мощности экономически более выгодно, чем ТНУ, а для больших систем применение тепловых насосов, особенно в сочетании с конденсационными экономайзерами, может быть более выгодным. Стимулирующим фактором может также стать придание СЦТ функций гибридности с увеличением доли электроэнергии, особенно в часы низких тарифов [15–24].

Во многих исследованиях рассматриваются различные аспекты применения ТНУ в СЦТ, в частности: схемные решения [24, 25], эксплуатационные характеристики при различных условиях и режимах работы [21], изменение эффективности ТНУ в зависимости от источника низпотенциальной теплоты [22, 26], выбор мест установки в действующих тепловых сетях [27, 28]. Также в целом ряде работ [21–23, 25, 28–29] отмечается, что на сегодняшний день проекты применения ТНУ в СЦТ не могут рассматриваться как типовое решение и их внедрение требует индивидуальных решений в каждом конкретном проекте.

Виды теплонасосных установок. В настоящее время функционируют различные ТНУ, отличающиеся принципом действия, применяемыми хладагентами, компоновкой тепловых схем и составом вспомогательного оборудования. Обычно ТНУ классифицируют по принципу действия (парокомпрессионные и адсорбционные) и по источнику низкопотенциальной тепловой энергии (воздух, грунт, водоемы и др.).

Наибольшее распространение получили парокомпрессионные тепловые насосы (ПКТН), работающие по обратному циклу Карно [29, 30] и включающие компрессор, конденсатор, испаритель и дросселирующее устройство (рис. 1). Их эффективность характеризуется коэффициентом преобразования энергии (COP), значения которого могут достигать 4–5 и более при определенных температурных условиях [29, 30]. Адсорбционные тепловые насосы (АБТН) используют для привода тепловой энергии (пар, горячая вода, продукты сгорания), они находят применение в системах, где есть источник средне- или высокопотенциальной теплоты [29]. АБТН также находят применение в системах централизованного теплоснабжения [31–39], однако в рамках данной статьи не рассматриваются.

Выбор хладагента ПКТН определяется его термодинамическими свойствами, безопасностью и воздействием на окружающую среду. Первоначально применялись хлор и гидрофторуглероды (R12, R22), которые после подписания Монреальского протокола (1987) поэтапно выведены из обращения [40]. В настоящее время наиболее распространены гидрофторуглероды (ГФУ), не разрушающие озоновый слой, но обладающие высоким потенциалом глобального потепления. В крупных ТНУ, работающих в СЦТ Европейского союза, в большинстве случаев применяется хладагент R134a [41], в Китае R410a [2]. В Республике Беларусь на опытно-промышленных объектах малой мощности используются хладагенты R22, R134a, R407C [42]. Также в мировой практике сформировалась тенденция перехода к природным хладагентам с низким потенциалом глобального потепления, такими как аммиак (R717, GWP < 1), который эффективен, но токсичен и требует специальных мер безопасности [43], диоксид углерода (R744), который не токсичен, не горюч и имеет коэффициент глобального

потепления единицу, однако требует высокого рабочего давления [29, 44]. В Дании к 2028 г. планируется строительство теплонасосной станции суммарной тепловой мощностью 177 МВт с использованием в качестве рабочего тела диоксида углерода (R744) [45].

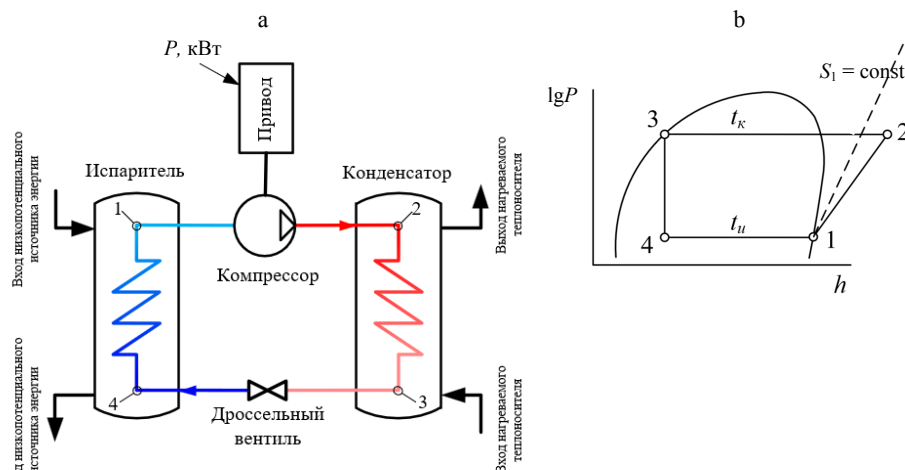


Рис. 1. Схемы парокомпрессионного теплового насоса типа «вода – вода» (а) и идеального цикла Карно (b)

Fig. 1. Scheme of a water-to-water steam compression heat pump (a) and an ideal Carnot cycle (b)

Принятие в 2016 г. поправки к Монреальскому протоколу, направленной на сокращение производства ГФУ на 85 % к 2040 г. [40], стимулировало разработку хладагентов четвертого поколения гидрофторолефинов, экологическая безопасность которых при длительной эксплуатации еще не подтверждена [29, 46].

По типу источника низкопотенциальной теплоты и теплоносителя с тепловоспринимающей стороны выделяют следующие основные типы ТНУ:

- «грунт – вода» и «грунт – воздух» (геотермальные), использующие теплоту грунта или грунтовых вод;
- «вода – вода», использующие теплоту подземных, поверхностных, сбросных или сточных вод;
- «воздух – вода» и «воздух – воздух», использующие теплоту наружного или вытяжного воздуха.

Для систем централизованного теплоснабжения актуальными являются ПКТН «вода – вода» с двухступенчатыми центробежными компрессорами, позволяющие обеспечивать нагрев сетевой воды до 85–90 °С при COP 2,3–2,6 (на сточных водах) и до 4–5 (на обратной сетевой воде) [46]. В промышленности находят применение высокотемпературные ПКТН каскадного типа, утилизирующие сбросную тепловую энергию [47, 48].

Пример схем интеграции ТНУ в действующие системы теплоснабжения для различных источников низкопотенциальной теплоты. Под низкопотенциальными понимаются источники тепловой энергии с температурой менее 50 °С, к которым можно отнести сточные воды; обратную сетевую воду сетей централизованного теплоснабжения; техническую воду тепловых и атомных электрических станций; воздух; избыточную

теплоту от центров обработки данных и подобных устройств; грунт или подземные воды; водоемы и реки и др.

Сточные воды. Городские сточные воды являются одними из самых стабильных и доступных низкопотенциальных источников теплоты. В мировой практике успешно реализованы проекты утилизации теплоты как очищенных, так и неочищенных стоков [2, 29, 48–51]. Количество проектов ПКТН с использованием теплоты сточных вод и их интеграцией в существующие сети теплоснабжения (рис. 2) постоянно растет. В европейских странах эти проекты реализуются при модернизации действующих СЦТ, сопровождающейся частичным вытеснением водогрейных котлов на биомассе или органическом топливе, находящихся в эксплуатации более 20 лет [50–52]. При этом ПКТН по сетевой воде подключаются как параллельно, так и последовательно действующим котлоагрегатам [53].

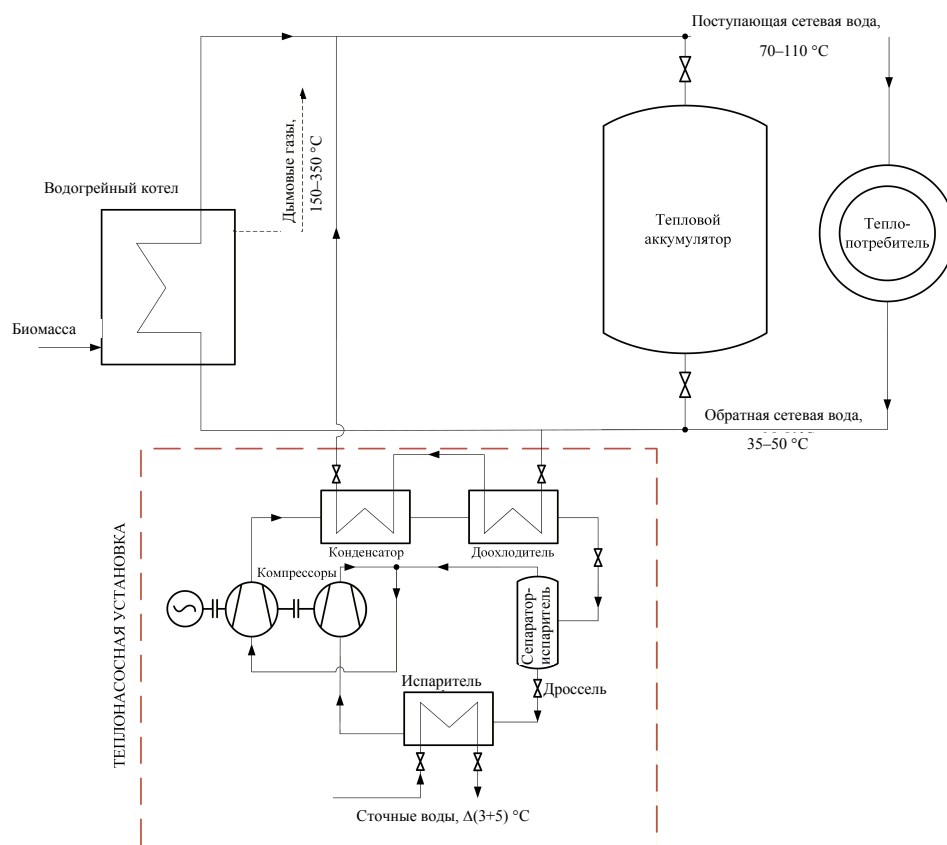


Рис. 2. Принципиальная схема интеграции теплонасосной установки на сточных водах в систему централизованного теплоснабжения

Fig. 2. Schematic diagram of the integration of a wastewater heat pump unit into a district heating system

Энергоисточники и тепловые сети. ПКТН также могут применяться на действующих тепловых электростанциях (ТЭС), где возможна аккумуляция значительных объемов низкопотенциальной теплоты [25, 54–59]. В качестве примера рассмотрим один из проектов, реализованных в Дании [60],

с интергацией ПКТН в схему теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), предусматривающий использование электроэнергии, получаемой от ВИЭ (рис. 3). В качестве источника низкопотенциальной теплоты используется техническая вода, которая аккумулируется в промежуточных емкостях с целью стабилизации ее температуры. В качестве источников теплоты рассматриваются дымовые газы при использовании конденсационных экономайзеров, прогретый воздух в цехах с температурой выше 20°C и грунт с температурой выше 5°C . Также можно рассматривать применение ПКТН для теплоснабжения от крупных ТЭС или АЭС при наличии расположенных в непосредственной близости тепловых потребителей [25, 27, 57]. Подобные проекты реализованы в Швеции [61] и Китае [2].

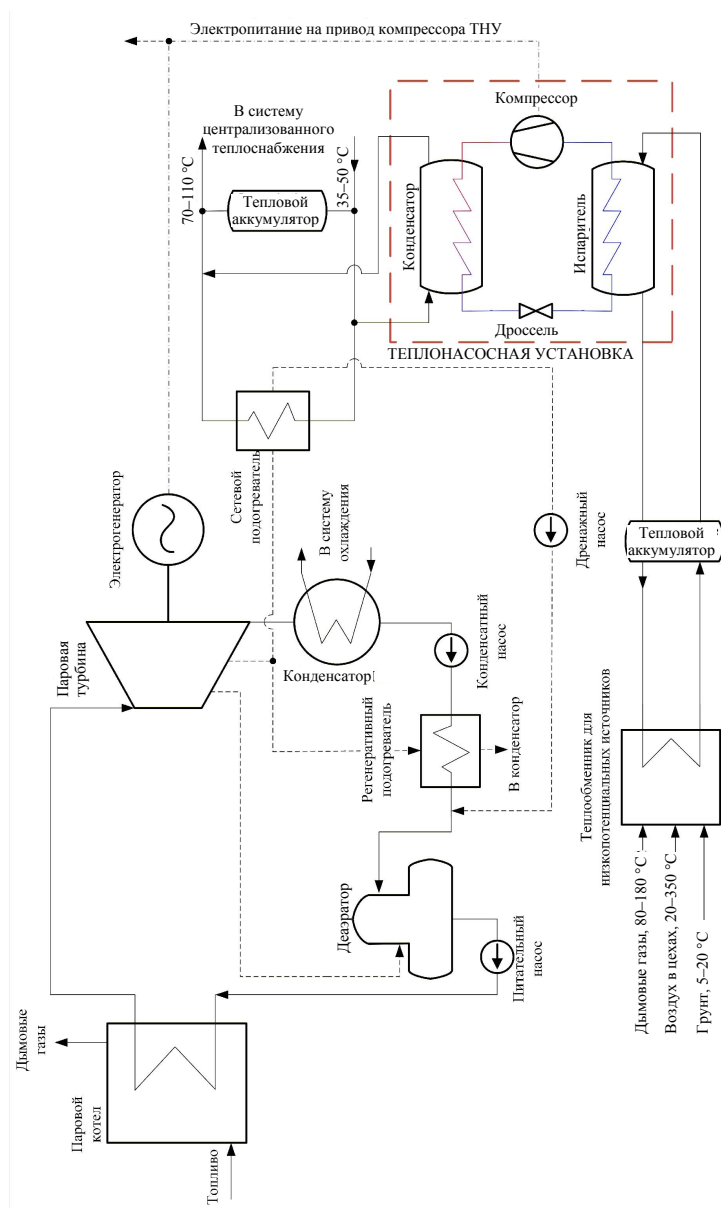


Рис. 3. Принципиальная схема интеграции теплонасосной установки с теплоэлектроцентралью

Fig. 3. Schematic diagram of the integration of a heat pump unit with a thermal power plant

Наиболее часто ПКТН на энергоисточниках используется для утилизации теплоты уходящих газов котлов. В этом случае испаритель ТНУ устанавливается последовательно после конденсационного экономайзера [50–52], а ТНУ используется для подогрева сетевой воды (рис. 4).

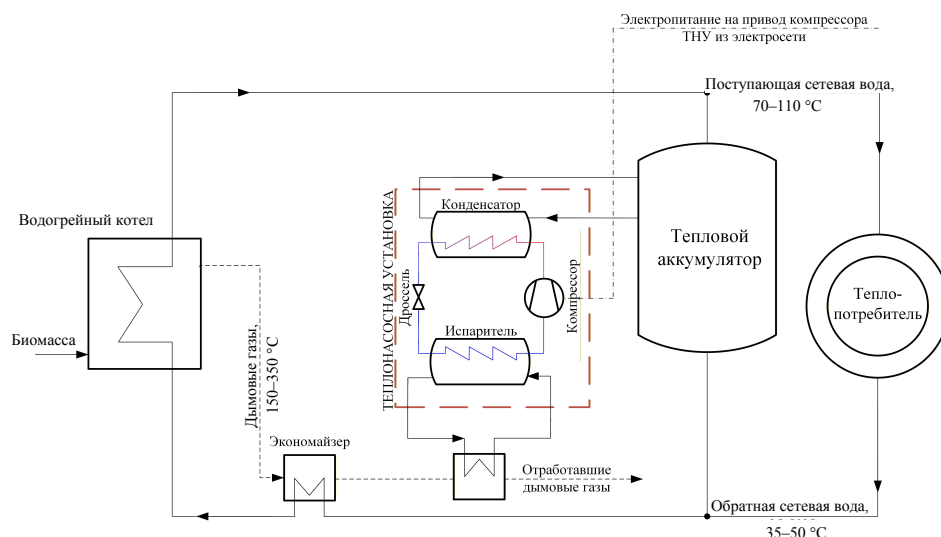


Рис. 4. Принципиальная схема интеграции теплонасосной установки с водогрейным котлом

Fig. 4. Schematic diagram of the integration of a heat pump unit with a hot water boiler

В качестве источника низкопотенциальной теплоты также может рассматриваться обратная сетевая вода действующих СЦТ как для увеличения пропускной способности теплопроводов, так и для снижения ее температуры в переходные периоды отопительного сезона или в периоды низких тепловых нагрузок для повышения эффективности ТЭЦ и снижения тепловых потерь в сетях. Существуют различные схемы интеграции ПКТН, в частности применение бустерных ТНУ на тепловых пунктах для подогрева воды для системы горячего водоснабжения или отопления за счет охлаждения обратной сетевой воды до 20–30 °C и ниже [8, 62, 63]. В Швеции на обратной сетевой воде работает значительная часть крупных ПКТН, что позволило повысить общую эффективность энергосистемы [64]. В Китае рассматривается реализация проектов на электростанциях с применением АБТН и переходом на температурные графики 130/30 °C [34]. Исследования [65] показывают, что снижение температуры обратной сетевой воды позволит увеличить пропускную способность тепловых сетей без их перекладки, а также снизить затраты на перекачку теплоносителя.

Окружающая среда. Окружающий воздух может рассматриваться как источник низкопотенциальной теплоты. Воздушные ПКТН преимущественно устанавливают в мягком климате и для индивидуальных систем малой мощности. Их применение в крупных системах ограничивается низкой удельной тепловой мощностью, а создание установок мегаваттного класса требует больших площадей для размещения, что технически не всегда возможно и во многих случаях экономически нецелесообразно [29, 46]. Температура наружного воздуха, как правило, не постоянна в течение

суток, что приводит к значительным колебаниям COP ПКТН. В холодном и влажном климате возможно образование инея на испарителях, что увеличивает потребление электроэнергии компрессором [2, 44, 66], а при температурах ниже -20°C их работа становится невозможной без использования резервных источников [2, 29].

Поверхностные воды являются более стабильным источником теплоты, для которых характерны меньшие температурные колебания и которые могут использоваться в ПТКН большой мощности. Крупный проект с использованием ПТКН производства компании Siemens Energy SHP 600 теплопроизводительностью 20,5 МВт реализован в Мангейме (Германия) [49]. В качестве источника теплоты используется речная вода, температура которой варьируется от 3 до 25°C . ТНУ интегрирована в схему существующей угольной ТЭЦ мощностью с баком-аккумулятором на 43 тыс. м^3 и обеспечивает подогрев сетевой воды до температур подачи 80–100 $^{\circ}\text{C}$ с COP от 2,5 до 3,0.

ПКТН, использующие в качестве источника теплоты морскую воду, рассматриваются как один из вариантов реконструкции действующих источников теплоснабжения. При применении морской воды эффективность ПКТН зависит от ее солесодержания и глубины забора [67]. Крупные проекты реализованы в Дании, где установлены ПТКН суммарной тепловой мощностью 70 МВт. Забор холодной воды производят с глубины 6,5 м, а температура варьируется от 2 до 18°C . ПКТН являются частью гибридного источника теплоснабжения, включающего котлы на древесной щепе и электродкотлы [68].

Геотермальные источники также рассматриваются как один из перспективных источников низкопотенциальной теплоты, характеризующийся стабильными значениями температур [29, 69, 70]. В частности, на юго-западе Германии эксплуатируются порядка 15 объектов ТНУ большой мощности, отличающихся различными глубинами скважин. В г. Шверине (Германия) ввели в эксплуатацию геотермальную теплонасосную станцию из четырех ПТКН разных моделей общей теплопроизводительностью 7,35 МВт. В качестве рабочего тела используются хладагенты R134a и R1234ze. Подача рассола с температурой 56°C в испарительный контур ТНУ осуществляется с глубины 1340 м [49].

Применение сезонных аккумуляторов тепловой энергии. ПКТН также находят применение в СЦТ с использованием сезонных аккумуляторов тепловой энергии, которые выступают в качестве источника низкопотенциальной теплоты. При этом подогрев теплоносителя сезонных аккумуляторов осуществляется преимущественно в летний период за счет использования солнечной энергии [71]. Конструктивно под аккумуляторы перепрофилируются отработавшие угольные шахты [72] либо используют вновь созданные конструкции объемом до 200 000 м^3 [33, 73, 74]. В частности, в Дании реализованы проекты гибридных теплоисточников теплоснабжения, которые включают: солнечные коллекторы с сезонным аккумулятором тепловой энергии, котлы на биомассе или природном газе, электродкотлы, теплонасосные установки (ПКТН, АБТН). Примеры фрагментов принципиальной схемы гибридных теплоисточников приведены на рис. 5а.

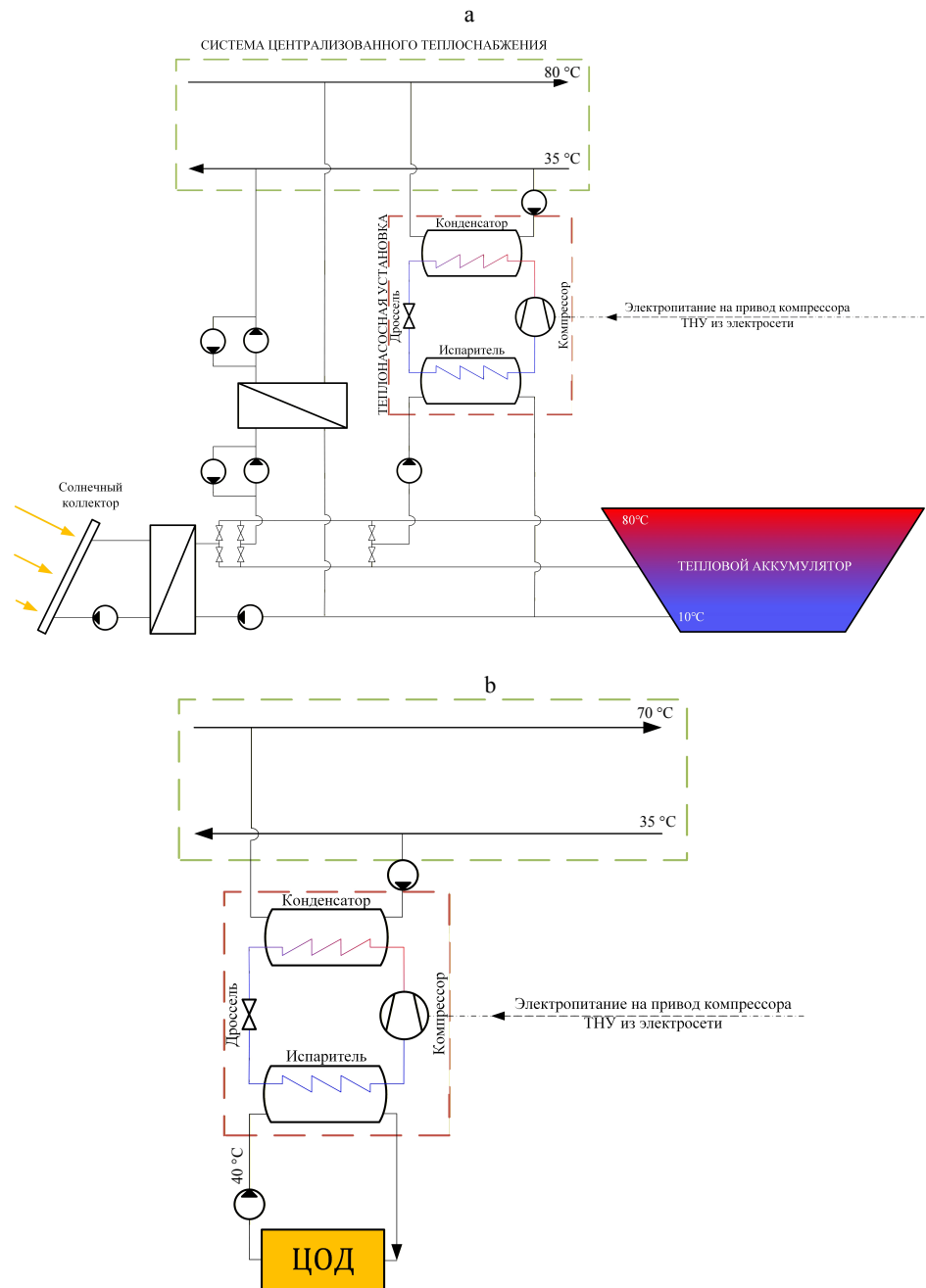


Рис. 5. Принципиальные схемы интеграции парокомпрессионных тепловых насосов с солнечными коллекторами и сезонным тепловым аккумулятором (а) и парокомпрессионных тепловых насосов с использованием тепловой энергии от центров обработки данных (б)

Fig. 5. Schematic diagram of the integration of steam compression heat pumps with solar collectors and a seasonal heat accumulator (a) and steam compression heat pumps using thermal energy from data centers (b)

ПКТН подключается параллельно основному теплообменнику, разделяющему контуры сезонного аккумулятора и тепловой сети. В конденсаторе установки обратная вода теплосети нагревается от 35 до 75–80 °С, за период мониторинга средний COP составил 3,12 [73].

Дата-центры. Одним из перспективных направлений является применение ТНУ для поддержания параметров микроклимата в центрах обработки данных (ЦОД) [74–77]. В Дании реализован один из крупнейших в мире проектов по утилизации избыточной теплоты от дата-центра с использованием крупных тепловых насосов [74], в рамках которого избыточная тепловая энергия, вырабатываемая серверами дата-центра Facebook, аккумулируется и направляется в аммиачные тепловые насосы для нагрева обратной сетевой воды (рис. 5b). Установленная тепловая мощность системы составляет 44 МВт, подогрев сетевой воды осуществляется до 70 °С, COP составляет 5.

Капитальные и эксплуатационные затраты. Капитальные затраты в ТНУ значительно выше, чем в традиционные технологии производства тепловой энергии. В работе [19] были систематизированы общие капиталовложения проектов крупных ПКТН с теплопроизводительностью более 0,2 МВт для условий Дании. Показано, что удельные капитальные затраты зависят от типа источника низкопотенциальной теплоты и ее мощности ПКТН. Согласно данным [19, 49], при использовании дымовых газов удельные затраты варьируются от 0,63 до 0,44 млн евро/МВт для установок мощностью от 0,5 до 10,0 МВт соответственно. Для воздушных ПКТН затраты находятся в диапазоне от 1,12 до 0,7 млн евро/МВт, для геотермальных, использующих сточные воды, от 0,7 до 0,62 млн евро/МВт.

Величина капитальных затрат при внедрении крупных тепловых насосов зависит от следующих факторов [49, 78]:

- характеристик источников тепловой энергии (тип, температурный потенциал, расположение, условия доступа);
- параметров ТНУ (производительность, применяемая технология, стоимость, размещение, требования к земельному участку, зданию, вспомогательным системам, а также проектные и монтажные работы);
- режима работы ТНУ (требуемый температурный уровень и количество часов использования установленной мощности);
- расхода на технологическое присоединение к электрическим сетям и системам централизованного теплоснабжения;
- удаления от теплоисточника (в случае использования в СЦТ);
- установленного срока службы системы.

Удельные затраты в основное оборудование ПКТН в зависимости от типа низкопотенциального источника 230–760 тыс. евро/МВт [19, 49, 79], а стоимость основного оборудования от 38 до 54 % суммарных затрат. По оценкам различных исследований [80–83] и реальных проектов [49, 84–86], общие инвестиционные затраты для крупных проектов, за исключением геотермальных систем, составляют от 600 до 1900 евро/кВт. С ростом теплопроизводительности удельные капиталовложения снижаются.

Удельные эксплуатационные затраты для ПКТН большой мощности оцениваются в пределах 2–3 тыс. евро/год на 1 МВт установленной тепловой мощности, или 0,5–2,5 % от капитальных затрат [79, 80, 83]. На эксплуатационные затраты оказывают влияние COP, количество часов использования установленной мощности (КИУМ), стратегия обеспечения электроэнергии; плата за сетевое подключение и иные сборы/налоги/пошлины. Косвенное влияние на величину эксплуатационных затрат оказывает загрязнение теплопередающих поверхностей испарителей, которое приводит к снижению их эффективности. Для предотвращения загрязнений используют системы оперативного контроля, а также организуют циркуляцию щелочных и кислотных растворов через испаритель [87]. Внедрение современных систем мониторинга и оптимизации на базе цифровых двойников [87–89] позволяет адаптировать режимы работы теплового насоса с учетом текущего состояния испарителя и прогнозируемых нагрузок.

ВЫВОДЫ

1. Анализ технических решений реализованных проектов в ряде европейских стран по интеграции парокомпрессионных тепловых насосов большой мощности в системы теплоснабжения показывает техническую возможность и целесообразность их использования в современных условиях в энергетике Республики Беларусь. В то же время проекты внедрения ПКТН в СЦТ не могут рассматриваться как типовое решение и требуют проработки индивидуальных решений в каждом конкретном случае.

2. Основные проблемы внедрения парокомпрессионных тепловых насосов большой мощности в действующие системы централизованного теплоснабжения заключаются в выборе и обосновании источника низкопотенциальной теплоты, отсутствии фактических данных о работе схожих проектов, полноценной нормативной документации. Первоочередным является использование схем внедрения ПКТН в СЦТ, направленных на снижение температуры обратной сетевой воды, что позволит обеспечить увеличение пропускной способности теплопроводов, повышение эффективности ТЭЦ в переходные периоды отопительного сезона и в периоды низких тепловых нагрузок, а также снижение тепловых потерь в сетях.

ЛИТЕРАТУРА

1. О Государственной программе «Устойчивая энергетика и энергоэффективность» на 2026–2030 годы: постановление Совета Министров Респ. Беларусь, 31 дек. 2026 № 819 // Национальный правовой Интернет-портал Республики Беларусь. URL: <https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=C22500819> (дата обращения: 15.04.2026).
2. The Future of Heat Pumps in China / International Energy Agency, Tsinghua University Building Energy Research Center. Paris: IEA, 2024. 153 p.
3. Potential Evaluation of Integrated High Temperature Heat Pumps: a Review of Recent Advances / K. Hamid, U. Sajjad, M. U. Ahrens [et al.] // Applied Thermal Engineering. 2023. Vol. 230, Part A. Art. 120720. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.120720>

4. An Integrated Predictive Model of the Long-Term Performance of Ground Source Heat Pump (GSHP) Systems / W. Li, X. Li, Y. Wan [et al.] // *Energy and Buildings*. 2018. Vol. 159. P. 309–318. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.11.012>
5. Latõšov, E. CO₂ Emission Intensity of the Estonian DH Sector / E. Latõšov, S. Umbleja, A. Volkova // *Smart Energy*. 2022. Vol. 6. Art. 100070. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2022.100070>
6. Седнин, А. В. Проблемы развития гибридных систем теплоснабжения / А. В. Седнин, К. М. Дюсенов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2024. Т. 67, № 2. С. 173–188. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-2-173-188>
7. Михалевич, А. А. Моделирование работы Белорусской энергосистемы с учетом ввода АЭС / А. А. Михалевич, В. А. Рак // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2021. Т. 64, № 1. С. 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14>
8. Седнин, А. В. Энергоэффективность применения гибридных тепловых пунктов в условиях интеграции электрических и тепловых сетей городских микрорайонов. Ч. 1. Обоснование целесообразности применения гибридных тепловых пунктов / А. В. Седнин, М. И. Позднякова // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2023. Т. 66, № 6. С. 552–566. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-552-566>
9. Heat Pumping Technologies. Annex 47: Simulation-Oriented Multi-Level Planning Tool for Geothermal Heat Pump Systems. URL: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/> (date of access: 15.04.2026).
10. Guidebook for the Integration of Renewable Energy Sources into Existing District Heating and Cooling Systems: final report of IEA DHC Annex TS5 / A. Dénarié, S. Hay, M. Kemper [et al.]; Ed. T. Pauschinger. Frankfurt am Main: AGFW-Projekt GmbH, 2025. URL: https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_TS5/Final_Draft_Version/Guidebook_TS5.pdf (date of access: 15.04.2026).
11. The Role of District Heating Systems to Provide Balancing Services in the European Union / A. Boldrini, J. P. Jiménez Navarro, W. H. J. Crijns-Graus [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2022. Vol. 154. Art. 111853. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111853>
12. A Literature Review of Energy Flexibility in District Heating with a Survey of the Stakeholders' Participation / Z. Ma, A. Knotzer, J. D. Billanes [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 123. Art. 109750. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109750>
13. Energy-Charts / Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. URL: <https://www.energy-charts.info/> (date of access: 15.04.2026).
14. Allouhi, A. Techno-Economic and Environmental Accounting Analyses of an Innovative Power-to-Heat Concept Based on Solar PV Systems and a Geothermal Heat Pump / A. Allouhi // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 191. P. 649–661. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.001>
15. Dispatch Strategies for Large-Scale Heat Pump Based District Heating under High Renewable Share and Risk-Aversion: A Multistage Stochastic Optimization Approach / M. B. Siddique, D. Keles, F. Scheller [et al.] // *Energy Economics*. 2024. Vol. 136. Art. 107764. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107764>
16. Coupling the Heating and Power Sectors: The Role of Centralised Combined Heat and Power Plants and District Heat in a European Decarbonised Power System / J. P. Jimenez-Navarro, K. Kavvadias, F. Filippidou [et al.] // *Applied Energy*. 2020. Vol. 270. Art. 115134. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115134>
17. Kontu, K. Introducing Modern Heat Pumps to Existing District Heating Systems Global Lessons from Viable Decarbonizing of District Heating in Finland / K. Kontu, S. Rinne, S. Junnila // *Energy*. 2019. Vol. 166. P. 862–870. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.077>
18. Integrating Renewable and Waste Heat and Cold Sources into District Heating and Cooling Systems. Case Studies Analysis, Replicable Key Success Factors and Potential Policy Implications / M. Galindo-Fernandez, A. Bacquet, S. Bensadi [et al.]. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2021. <https://doi.org/10.2760/111509>

19. Allocation of Investment Costs for Large-Scale Heat Pumps Supplying District Heating / H. Pieper, T. Ommen, F. Buhler [et al.] // *Energy Procedia*. 2018. Vol. 147. P. 358–367. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.104>
20. Guelpa, E. Thermal Energy Storage in District Heating and Cooling Systems: A Review / E. Guelpa, V. Verda // *Applied Energy*. 2019. Vol. 252. Art. 113474. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113474>
21. Tosatto, A. Simulation-Based Performance Evaluation of Large-Scale Thermal Energy Storage Coupled with Heat Pump in District Heating Systems / A. Tosatto, A. Dahash, F. Ochs // *Journal of Energy Storage*. 2023. Vol. 61. Art. 106721. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106721>
22. Techno-Economic Feasibility of Prosumers in Urban District Heating Systems Utilising Low-Temperature Industrial Excess Heat / U. Trabert, F. Pag, J. Orozaliev [et al.] // *Energy*. 2025. Vol. 330. Art. 136583. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136583>
23. Validation and Optimization of a Solar Heating Plant with a Large-Scale Heat Pump / C. Zhan, Y. Xu, J. Fan [et al.] // *Energy*. 2025. Vol. 319. Art. 134898. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.134898>
24. Modeling Hybrid Energy Systems Integrating Heat Pumps and District Heating: a Systematic Review / A. Soleimani, P. Davidsson, R. Malekian [et al.] // *Energy and Buildings*. 2025. Vol. 329. Art. 115253. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.115253>
25. Ommen, T. Heat Pumps in Combined Heat and Power Systems / T. Ommen, W. B. Markussen, B. Elmegaard // *Energy*. 2014. Vol. 76. P. 989–1000. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.016>
26. Assessment of a Combination of Three Heat Sources for Heat Pumps to Supply District Heating / H. Pieper, T. Ommen, B. Elmegaard, W. B. Markussen // *Energy*. 2009. Vol. 176. P. 156–170. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.165>
27. Capone, M. Optimal Installation of Heat Pumps in Large District Heating Networks / M. Capone, E. Guelpa, V. Verda // *Energies*. 2023. Vol. 16, No 3. Art. 1448. <https://doi.org/10.3390/en16031448>
28. Heat pump Placement, Connection and Operational Modes in European District Heating / M. A. Sayegh, P. Jadwiszczak, B. P. Axcell [et al.] // *Energy and Buildings*. 2018. Vol. 166. P. 122–144. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.02.006>
29. Тепловые насосы в современной промышленности и коммунальной инфраструктуре: информ.-метод. изд. / Е. Г. Гашо, С. А. Козлов, В. С. Пузаков [и др.] М.: Перо, 2016. 204 с.
30. Чепурной, М. Н. Сравнение энергоэффективности систем теплоснабжения от отопительных котельных и теплонасосных установок / М. Н. Чепурной, О. В. Куцак, И. Н. Дымнич // *Новости теплоснабжения*. 2014. № 1. URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3191 (дата обращения: 15.04.2026).
31. Li, Y. Technology Application of District Heating System with Co-Generation Based on Absorption Heat Exchange / Y. Li, L. Fu, S. Zhang // *Energy*. 2015. Vol. 90, part 1. P. 663–670. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.07.090>
32. Wen, K. The Analysis of Waste Heat Recovery in Steel Enterprises' Data Centers Based on the Co-ah cycle / K. Wen, C. Zhou, X. Wang // *PLoS One*. 2025. Vol. 20, iss. 5. Art. e0323455. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0323455>
33. SUNSTORE 3. Phase 2 Implementation: Final Report / PlanEnergi. 2015. URL: <https://planenergi.eu/wp-content/uploads/2023/09/SUNSTORE-3-Phase-2-Implementation.pdf> (date of access: 15.04.2026).
34. Summer Performance Analysis of Coal-Based CCHP with New Configurations Comparing with Separate System / M. Wei, W. Yuan, L. Fu [et al.] // *Energy*. 2018. Vol. 143. P. 104–113. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.095>
35. Cers, A. Recovery of the Waste Heat by Large Capacity Heat Pumps for Riga City District Heating System / A. Cers, D. Turlajs, N. Zeltinsh // *Modern Science*. 2013. Vol. 4, No 2. P. 38–43.
36. Use of Absorption Heat Pumps to Raise District Cooling Waste Heat Temperature for District Heating Supply in Tallinn: Technical and Economic Analysis / T. Kirs, S. Sukumaran,

- E. Latõšov, A. Volkova // *Environmental and Climate Technologies*. 2024. Vol. 28, Iss. 1. P. 409–421. <https://doi.org/10.2478/rtuct-2024-0032>
37. Калмыков, К. С. Применение теплонасосной установки в составе турбины K-1250-6,8/25 / К. С. Калмыков, И. Д. Аникина // *The Scientific Heritage*. 2021. No 80-1. С. 3–8. URL: <https://www.scientific-heritage.com/wp-content/uploads/2021/12/The-scientific-heritage-No-80-80-2021-Vol-1.pdf>
38. Mirl, N. Reduction of the Return Temperature in District Heating Systems with an Ammonia-Water Absorption Heat Pump / N. Mirl, F. Schmid, K. Spindler // *Case Studies in Thermal Engineering*. 2018. Vol. 12. P. 817–822. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2018.10.010>
39. New Configurations of District Heating System Based on Natural Gas and Deep Geothermal Energy for Higher Energy Efficiency in Northern China / F. Sun, X. Zhao, X. Chen [et al.] // *Applied Thermal Engineering*. 2019. Vol. 151. P. 439–450. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.02.043>
40. Бабакин, Б. С. Хладагенты и холодильные масла / Б. С. Бабакин, С. Б. Бабакин. М.: ДеЛи плюс, 2017. 390 с.
41. Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems / A. David, B. V. Mathiesen, H. Aeverfalk [et al.] // *Energies*. 2017. Vol. 10, iss. 4. Art. 578. <https://doi.org/10.3390/en10040578>
42. Жидович, И. С. Системный подход к оценке эффективности тепловых насосов / И. С. Жидович, В. И. Трутаев // *Новости теплоснабжения*. 2001. № 11. С. 44–49. URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=189
43. Hoffmann, K. Ammonia Heat Pumps for District Heating in Norway—A Case Study / K. Hoffmann, D. F. Pearson // *Institute of Refrigeration: annual proceedings*. 2011. Vol. 107. URL: <https://iifir.org/en/fridoc/ammonia-heat-pumps-for-district-heating-in-norway-a-case-study-27750>
44. Rethinking Peak Load in District Heating: Operational Insights and Techno-Economic Pathways / H. Ali, A. Volkova, A. Dedov, S. Moser // *Energy Reports*. 2026. Vol. 15. Art. 109061. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2026.109061>
45. MAN Energy Solutions to Deliver Additional Heat Pump Unit for Aalborg’s District Heating: Press Release / MAN Energy Solutions. Schweiz AG. Zurich, 2024. URL: https://www.man-es.com/docs/default-source/press-releases-new/man-es_press-release_aalborg_4th-unit_e_170724.pdf?sfvrsn=77601d25_1 (date of access: 15.04.2026).
46. Султангузин, И. А. Высокотемпературные тепловые насосы большой мощности для теплоснабжения / И. А. Султангузин, А. А. Потапова // *Новости теплоснабжения*. 2010. № 10 (122). С. 23–27. URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2363
47. Thermal Design and Optimization of High-Temperature Heat Pump Integrated with District Heating Benchmarked in Denmark for Process Heat Supply / M. Sadeghi, T. Petersen, Z. Yang [et al.] // *International Journal of Refrigeration*. 2024. Vol. 159. P. 356–370. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2023.12.025>
48. Pedersen, S. E. Теплонасосная станция мощностью 18 МВт, утилизирующая низкопотенциальное сбросное тепло сточных вод в Норвегии / S. E. Pedersen // *Тепловые насосы*. 2011. № 1. С. 37–38.
49. The Roll-out of Large-Scale Heat Pumps in Germany. Strategies for the Market Ramp-up in District Heating and Industry / F. Ahrendts, B. Drechsler, J. Hendricks [et al.] // *Agora Energiewende*. 2023. URL: <https://www.agora-energiewende.org/publications/the-roll-out-of-large-scale-heat-pumps-in-germany> (date of access: 15.04.2026).
50. Flexibility by Implementation of Heat Pumps in Multi-Vector Energy Systems and Thermal Networks. Task 3 Report: Concepts for Heat Pump Flexibility and Promising Solutions / P. Mascherbauer, P. Ortmann, A. Oliva [et al.]. Borås: IEA Heat Pumping Technologies TCP, 2024. URL: <https://heatpumpingtechnologies.org/content/uploads/sites/69/2024/03/task-3reportdiftinal.pdf> (date of access: 15.04.2026).
51. Flexibility by Implementation of Heat Pumps in Multi-Vector Energy Systems and Thermal Networks / IEA Heat Pumping Technologies TCP. Borås, 2024. URL: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex57/> (date of access: 15.04.2026).

52. Electricity Market Options for Heat Pumps in Rural District Heating Networks in Austria / O. Terreros, J. Spreitzhofer, D. Basciotti [et al.] // *Energy*. 2020. Vol. 196. Art. 116875. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116875>
53. Kalina, J. Sizing Large-Scale Industrial Heat Pump for Heat Recovery from Treated Municipal Sewage in Coal-Fired District Heating System / J. Kalina // *Archives of Thermodynamics*. 2024. Vol. 45, Iss. 4. P. 155–162. <https://doi.org/10.24425/ather.2024.152001>
54. Bloess, A. Power-to-Heat for Renewable Energy Integration: a Review of Technologies, Modeling Approaches, and Flexibility Potentials / A. Bloess, W.-P. Schill, A. Zerrahn // *Applied Energy*. 2018. Vol. 212. P. 1611–1626. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.073>
55. Опыт утилизации низкопотенциального тепла с использованием абсорбционного теплового насоса / Н. Талцис, А. Церс, С. Плискачев [и др.] // *Новости теплоснабжения*. 2011. № 5. URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3912 (дата обращения: 15.04.2026).
56. Девянин, Д. Н. Разработка и испытание на ТЭЦ-28 ОАО «Мосэнерго» лабораторного стенда по апробации схем использования тепловых насосных установок в энергетике / Д. Н. Девянин, С. И. Пищиков, Ю. Н. Соколов // *Новости теплоснабжения*. 2000. № 1. URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3638 (дата обращения: 15.04.2026).
57. Анализ использования тепловых насосов на тепловых и атомных электростанциях / Н. Н. Ефимов, В. В. Папин, П. А. Малышев [и др.] // *Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Сер. Технические науки*. 2010. № 4. С. 35–39.
58. Sednin, V. Modernization of a Combined-Cycle Gas Turbine Unit for Operation in the Dynamic District Heating Mode / V. Sednin, A. Sednin, S. Rumyantsev // *E3S Web of Conferences*. 2021. Vol. 288. Art. 01090. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128801090>
59. Digitalisation of the Danish District Heating Sector: Case Catalogue, 2023 / State of Green, Danish District Heating Association, DBDH, Grøn Energi. Copenhagen: State of Green, 2023. URL: https://dbdh.org/wp-content/uploads/2023/06/SoG_case_catalogue_DIGI_spreads_compessed.pdf (date of access: 15.04.2026).
60. Blarke, M. B. Large-Scale Heat Pumps in Sustainable Energy Systems: System and Project Perspectives / M. B. Blarke, H. Lund // *Thermal Science*. 2007. Vol. 11, Iss. 3. P. 143–152. <https://doi.org/10.2298/TSCI0703143B>
61. Neves, J. Heat Roadmap Europe: Potentials for Large-Scale Heat Pumps in District Heating / J. Neves, B. V. Mathiesen. Copenhagen: Department of Planning, Aalborg University, 2018. 34 p. URL: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/wp-content/uploads/sites/54/2019/07/heat-roadmap-europe.pdf> (date of access: 15.04.2026).
62. Feasibility of a Booster for DHW Circulation in Apartment Buildings / J. E. Thorsen, S. Svendsen, K. M. Smith [et al.] // *Energy Reports*. 2021. Vol. 7, Suppl. 4. P. 311–318. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.08.141>
63. Development and Test: Future-Proof Substation Designs for the Low-Temperature Operation of Domestic Hot Water Systems with a Circulation Loop / Q. Yang, R. Salenbien, E. Motoasca [et al.] // *Energy and Buildings*. 2023. Vol. 298. Art. 113490. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113490>
64. Large Heat Pumps in Swedish District Heating Systems / H. Averfalk, P. Ingvarsson, U. Persson [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 79. P. 1275–1284. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.135>
65. Van Oevelen, T. Evaluation of the Return Temperature Reduction Potential of Optimized Substation Control / T. Van Oevelen, D. Vanhoudt, R. Salenbien // *Energy Procedia*. 2018. Vol. 149. P. 206–215. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.185>
66. Air-Source Ammonia Heat Pump for District Heating: a Field Modeling Approach with Focus on Frosting-Defrosting Cycles / A. F. Passarelli, U. Merlo, F. Pelella [et al.] // *Applied Thermal Engineering*. 2026. Vol. 282. Art. 128790. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2025.128790>
67. Technology Data for Energy Plants for Electricity and District Heating Generation // Danish Energy Agency. URL: <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-generation-electricity-and-district-heating> (date of access: 15.04.2026).

68. The World's Largest Seawater Heat Pump in Esbjerg: Project 57 // IEA Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies (HPT TCP). Esbjerg, 2023. URL: <https://heatpumpingtechnologies.org/project57/case-studies/the-worlds-largest-seawater-heat-pump-in-esbjerg/> (date of access: 15.04.2026).
69. Jeßberger, J. Maximising the Potential of Deep Geothermal Energy: Thermal Output Increase by Large-Scale Heat Pumps / J. Jeßberger, F. Heberle, D. Brüggemann // *Applied Thermal Engineering*. 2024. Vol. 257, Part A. Art. 124240. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.124240>
70. Simulating the Thermal Operating Conditions in the Thermal Wells of Ground-Source Heat-Pump Heat Supply Systems. Part II: Consideration of Porous Moisture Phase Transitions in Soil / G. P. Vasilyev, N. V. Peskov, V. A. Lichman [et al.] // *Thermal Engineering*. 2015. Vol. 62, No 10. P. 751–756. <https://doi.org/10.1134/s0040601515100109>
71. A Comprehensive Review on Pit Thermal Energy Storage: Technical Elements, Numerical Approaches and Recent Applications / Y. Xiang, Z. Xie, S. Furbo [et al.] // *Journal of Energy Storage*. 2022. Vol. 55, Part C. Art. 105716. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105716>
72. Passamonti, A. Design, Construction, and Commissioning of a 500 kW High-Temperature Heat Pump Plant for the District Heating Network of Bochum, Germany / A. Passamonti, F. Sachse, P. Bombarda, R. Bracke // *Energy Reports*. 2025. Vol. 13. P. 548–561. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2024.11.080>
73. Hammerschmid, A. SUNSTORE 4: CHP Plant Based on a Hybrid Biomass and Large Scale Solar System Results after Monitoring / A. Hammerschmid, L. Kjærgaard Larsen, I. Obernberger // *Proceedings of the 24th European Biomass Conference and Exhibition*, June 6–9, 2016, Amsterdam, The Netherlands. Florence: ETA-Florence Renewable Energies, 2016. P. 1686–1693. URL: https://www.bios-bioenergy.at/images/bios/downloads/publikationen/Hybridanlagen_Hybrid_plants/056-Paper-Hammerschmid-SUNSTORE4-CHP-HybridBiomass-LargeScaleSolarSystem-Monitoringresults-EUBCE2016.pdf
74. Overview of Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive: Annexes 6 and 7: Final Version / European Commission, Directorate-General for Energy. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2022. URL: <https://dbdh.org/wp-content/uploads/2022/07/Overview-of-District-Heating-and-Cooling-Markets.pdf> (date of access: 15.04.2026).
75. Monsalves, J. J. Impacts of Flexible-Cooling and Waste-Heat Recovery from Data Centres on Energy Systems: A Danish Case Study / J. J. Monsalves, C. Bergaentzlé, D. Keles // *Energy*. 2023. Vol. 281. Art. 128112. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128112>
76. Romanov, D. Comparative Analysis of Scenarios of Data Center Waste Heat Utilization for District Heating Networks of Different Generations / D. Romanov, I. Chakraborty, S. Holler // *Energy Conversion and Management*. 2025. Vol. 334. Art. 119856. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.119856>
77. Large-Scale Long-Distance Data Center Waste Heat District Heating System: Exergy Analysis, System Performance, and Application / Y. Jing, Z. Zhan, M. Li [et al.] // *Energy*. 2026. Vol. 345. Art. 140076. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2026.140076>
78. Allouhi, A. Techno-Economic and Environmental Accounting Analyses of an Innovative Power-to-Heat Concept Based on Solar PV Systems and a Geothermal Heat Pump / A. Allouhi // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 191. P. 649–661. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.001>
79. Long Term (2050) Projections of Techno-Economic Performance of Large-Scale Heating and Cooling in the EU / R. Grosse, B. Christopher, W. Stefan [et al.]. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2017. URL: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109006/kjna28859enn.pdf>
80. Evaluating Low-Temperature Heat Sources for Large-Scale Heat Pump Integration: a Method Using Open-Source Data and Indicators / N. Fuchs, G. Yanez, B. Nkongdem, J. Thomsen // *Applied Energy*. 2025. Vol. 377, Part B. Art. 124487. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124487>
81. Industrial Heat Pumps: Electrifying Industry's Process Heat Supply: ACEEE report / E. Rightor, P. Scheihing, A. Hoffmeister, R. Papar. Washington, DC: American Council for

- an Energy-Efficient Economy, 2022. URL: <https://www.aceee.org/research-report/ie2201> (date of access: 15.04.2026).
82. Wolf, S. Systematische Anwendung von Großwärmepumpen in der Schweizer Industrie: Endbericht / S. Wolf, R. Flatau, P. Radgen, M. Blesl. Stuttgart: Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, 2017. URL: https://waermepumpe-izw.de/wp-content/uploads/2020/05/160510_Bfe-Bericht_WP_industr._Anwendungen.pdf
 83. Integrated Planning of a Large-Scale Heat Pump in View of Heat and Power Networks / S. Klyapovskiy, S. You, H. Cai, H. W. Bindner // IEEE Transactions on Industry Applications. 2019. Vol. 55, No 1. P. 5–15. <https://doi.org/10.1109/TIA.2018.2864114>
 84. Heat Recovery from Local Paper Mill in Skjern: Case Study // Euroheat & Power. 2017. URL: <https://www.euroheat.org/dhc/knowledge-hub/heat-recovery-from-local-paper-mill-in-skjern> (date of access: 15.04.2026).
 85. Albicker, M. Industrial High Temperature Heat Pumps in Germany and Europe Potentials, Application Cases and Support Policy / M. Albicker, P. Geres. Beijing, Berlin: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), 2022. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Projektportrait/Projektarchiv/Entrans/Industrial_high_temperature_heat_pumps_in_Germany_and_Europe_-_potentials_application_cases_and_support_EN.pdf
 86. Research on the Assessment of Specific Barriers to District Heating Deployment in Ireland: working paper № 29 / K. Lygnerud, B. Unluturk, C. Garside, J. O'Shea; Climate Change Advisory Council. Dublin: Climate Change Advisory Council, 2024. URL: <https://www.climatecouncil.ie/councilpublications/councilworkingpaperseries/Research%20on%20the%20assessment%20of%20specific%20barriers%20to%20district%20heating%20deployment%20in%20Ireland%20FINAL.pdf> (date of access: 15.04.2026).
 87. Operation Optimization in Large-Scale Heat Pump Systems: A Scheduling Framework Integrating Digital Twin Modelling, Demand Forecasting, and MILP / J. J. Aguilera, R. Padullés, W. Meesenburg [et al.] // Applied Energy. 2024. Vol. 376, Part B. Art. 124259. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124259>
 88. Gjengedal, S. Online Remote-Controlled and Cost-Effective Fouling and Clogging Surveillance of a Groundwater Heat Pump System / S. Gjengedal, L. A. Stenvik, R. K. Ramstad [et al.] // Bulletin of Engineering Geology and the Environment. 2021. Vol. 80. P. 1063–1072. <https://doi.org/10.1007/s10064-020-01963-z>
 89. Adaptive Model-Based Monitoring of Large-Scale Heat Pump Prone to Evaporator Fouling / J. J. Aguilera, W. Meesenburg, W. B. Markussen [et al.] // Proceedings of the 26th IIR International Congress of Refrigeration, Paris, France, August 21–25, 2023. Paris, 2023. 12 p. <https://doi.org/10.18462/iir.icr.2023.0565>

Поступила 10.12.2025 Подписана в печать 14.02.2026 Опубликована онлайн 31.07.2026

REFERENCES

1. On the State Program “Sustainable Energy and Energy Efficiency” for 2026–2030: Resolution of the Council of Ministers of the Republic of Belarus, December 22, 2026, No. 19. *National Legal Internet Portal of the Republic of Belarus*. Available at: <https://pravo.by/document/?guid=12551&p0=C22500819> (accessed 15 April 2026) (in Russian).
2. International Energy Agency, Tsinghua University Building Energy Research Center (2024) *The Future of Heat Pumps in China*. Paris, IEA. 153.
3. Hamid K., Sajjad U., Ulrich Ahrens M., Ren S., Ganesan P., Tolstorebrov I., Arshad A., Said Z., Hafner A., Wang C.-C., Wang R., Eikevik T. M. (2023) Potential Evaluation of Integrated High Temperature Heat Pumps: a Review of Recent Advances. *Applied Thermal Engineering*. 230, Part A, 120720. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2023.120720>
4. Li W., Li X., Wang Y., Tu J. (2018) An Integrated Predictive Model of the Long-Term Performance of Ground Source Heat Pump (GSHP) Systems. *Energy and Buildings*, 159, 309–318. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2017.11.012>
5. Latõšov E., Umbleja S., Volkova A. (2022) CO₂ Emission Intensity of the Estonian DH Sector. *Smart Energy*, 6, 100070. <https://doi.org/10.1016/j.segy.2022.100070>

6. Sednin A. V., Dyussenov K. M. (2024) Development of Hybrid District Heating Systems. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 67 (2), 173–188 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-2-173-188>
7. Mikhalevic A. A., Rak U. A. (2021) Belarus Power Engineering System Modeling Taking into Account the Nuclear Power Plant Commissioning. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 64 (1), 5–14 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14>
8. Sednin A. V., Pozdnyakova M. I. (2023) Energy Efficiency of Using Hybrid Heating Points in Conditions of Integration of Electrical and Thermal Networks of Urban Neighborhoods. Part 1. Justification of the Feasibility of Using Hybrid Thermal Points. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 2023, 66 (6), 552–566 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-6-552-566>
9. *Heat Pumping Technologies. Annex 47: Simulation-Oriented Multi-Level Planning Tool for Geothermal Heat pump systems*. Available at: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/> (accessed 15 April 2026).
10. Dénarié A., Hay S., Kemper M., Komoszynska M., Leusbrock I., Madsen P. T., Pauschinger T. (ed.), Persson U., Atabaki M. S., Seidnitzer-Gallien C., Sørensen P. A., Styles A. (2025) *Guidebook for the Integration of Renewable Energy Sources into Existing District Heating and Cooling Systems: Final Report of IEA DHC Annex TS5*. Frankfurt am Main, AGFW-Projekt GmbH. Available at: https://www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_TS5/Final_Draft_Version/Guidbook_TS5.pdf (accessed 15 April 2026).
11. Boldrini A., Jiménez Navarro J. P., Crijns-Graus W. H. J., van den Broek M. A. (2022) The Role of District Heating Systems to Provide Balancing Services in the European Union. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 154, 111853. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111853>
12. Ma Z., Knotzer A., Billanes J. D., Jørgensen B. N. (2020) A Literature Review of Energy Flexibility in District Heating with a Survey of the Stakeholders' Participation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 123, 109750. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.109750>
13. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. *Energy-Charts*. Available at: <https://www.energy-charts.info/> (accessed 15 April 2026).
14. Allouhi A. (2022) Techno-Economic and Environmental Accounting Analyses of an Innovative Power-to-Heat Concept Based on Solar PV Systems and a Geothermal Heat Pump. *Renewable Energy*, 191, 649–661. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.001>
15. Siddique M. B., Keles D., Scheller F., Nielsen P. S. (2024) Dispatch Strategies for Large-Scale Heat Pump Based District Heating under High Renewable Share and Risk-Aversion: A Multi-stage Stochastic Optimization Approach. *Energy Economics*, 136, 107764. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2024.107764>
16. Jimenez-Navarro J.-P., Kavvadias K., Filippidou F., Pavičević M., Quoilin S. (2020) Coupling the Heating and Power Sectors: The Role of Centralised Combined Heat and Power Plants and District Heat in a European Decarbonised Power System. *Applied Energy*, 270, 115134. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115134>
17. Kontu K., Rinne S., Junnila S. (2019) Introducing Modern Heat Pumps to Existing District Heating Systems – Global Lessons from Viable Decarbonizing of District Heating in Finland. *Energy*, 166, 862–870. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.10.077>
18. Galindo Fernandez M., Bacquet A., Bensadi S., Morisot P., Oger A. (2021) *Integrating Renewable and Waste Heat and Cold Sources into District Heating and Cooling Systems. Case Studies Analysis, Replicable Key Success Factors and Potential Policy Implications*. Luxembourg, Publications Office of the European Union. <https://doi.org/10.2760/111509>
19. Pieper H., Ommen T., Buhler F., Paaske B. L., Elmegaard B., Markussen W. B. (2018) Allocation of Investment Costs for Large-Scale Heat Pumps Supplying District Heating. *Energy Procedia*, 147, 358–367. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.104>

20. Guelpa E., Verda V. (2019) Thermal Energy Storage in District Heating and Cooling Systems: A Review. *Applied Energy*, 252, 113474. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113474>
21. Tosatto A., Dahash A., Ochs F. (2023) Simulation-Based Performance Evaluation of Large-Scale Thermal Energy Storage Coupled with Heat Pump in District Heating Systems. *Journal of Energy Storage*, 61, 106721. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.106721>
22. Trabert U., Pag F., Orozaliyev J., Jordan U., Vajen K. (2025) Techno-Economic Feasibility of Prosumers in Urban District Heating Systems Utilising Low-Temperature Industrial Excess Heat. *Energy*, 330, 136583. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.136583>
23. Zhan C., Xu Y., Fan J., Gao M., Kong W., Wu J., Wang D., Tian Z. (2025) Validation and Optimization of a Solar Heating Plant with a Large-Scale Heat Pump. *Energy*, 319, 134898. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2025.134898>
24. Soleimani A., Davidsson P., Malekian R., Spalazzese R. (2025) Modeling Hybrid Energy Systems Integrating Heat Pumps and District Heating: A Systematic Review. *Energy and Buildings*, 329, 115253. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2024.115253>
25. Ommen T., Markussen W. B., Elmegaard B. (2014) Heat Pumps in Combined Heat and Power Systems. *Energy*, 76, 989–1000. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.09.016>
26. Pieper H., Ommen T., Elmegaard B., Brix Markussen W. (2019) Assessment of a Combination of Three Heat Sources for Heat Pumps to Supply District Heating. *Energy*, 176, 156–170. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.165>
27. Capone M., Guelpa E., Verda V. (2023) Optimal Installation of Heat Pumps in Large District Heating Networks. *Energies*, 16 (3), 1448. <https://doi.org/10.3390/en16031448>
28. Sayegh M. A., Jadwiszczak P., Axcell B. P., Niemierka E., Bryś K., Jouhara H. (2018) Heat Pump Placement, Connection and Operational Modes in European District Heating. *Energy and Buildings*, 166, 122–144. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.02.006>
29. Gasho E. G., Kozlov S. A., Puzakov V. S., Razorenov R.N., Sveshnikov N.I., Stepanova M. V. (2016) *Heat Pumps in Modern Industry and Municipal Infrastructure: An Informing and Methodological Publication*. Moscow, Pero Publ. 204 (in Russian).
30. Chepurnoy M. N., Kutsak O. V., Dymnich I. N. (2014) Comparison of Energy Efficiency of Heat Supply Systems from Heating Boilers and Heat Pump Installations. *Novosti teplosnabzheniya* [Heat Supply News], (1). Available at: <https://www.rosteplo.ru/img/nt/nt161.pdf> (accessed 15 April 2026) (in Russian).
31. Li Y., Fu L., Zhang S. (2015) Technology Application of District Heating System with Cogeneration Based on Absorption Heat Exchange. *Energy*, 90, 663–670. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.07.090>
32. Wen K., Zhou C., Wang X. (2025) The Analysis of Waste Heat Recovery in Steel Enterprises' Data Centers Based on the Co-ah Cycle. *PLOS One*, 20 (5), e0323455. <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0323455>
33. PlanEnergi (2015) *SUNSTORE 3 Phase 2 Implementation: Final Report*. Available at: <https://planenergi.eu/wp-content/uploads/2023/09/SUNSTORE-3-Phase-2-Implementation.pdf> (accessed 15 April 2026).
34. Wei M., Yuan W., Fu L., Zhang S., Zhao X. (2018) Summer Performance Analysis of Coal-Based CCHP with New Configurations Comparing with Separate System. *Energy*, 143, 104–113. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.10.095>
35. Cers A., Turlajs D., Zeltinsh N. (2013) Recovery of the Waste Heat by Large Capacity Heat Pumps for Riga City District Heating System. *Modern Science*, 4 (2), 38–43.
36. Kirs T., Sukumaran S., Latšov E., Volkova A. (2024) Use of Absorption Heat Pumps to Raise District Cooling Waste Heat Temperature for District Heating Supply in Tallinn: Technical and Economic Analysis. *Environmental and Climate Technologies*, 28 (1), 409–421. <https://doi.org/10.2478/rtuect-2024-0032>
37. Kalmykov K., Anikina I. (2021) Exploitation of a Heat Pump Unit as Part of the K-1250-6.8/25 Turbine. *The Scientific Heritage*, (80-1), 3–8. Available at: <https://www.scientific-heritage.com/wp-content/uploads/2021/12/The-scientific-heritage-No-80-80-2021-Vol-1.pdf> (accessed 15 April 2026) (in Russian).

38. Mirl N., Schmid F., Spindler K. (2018) Reduction of the Return Temperature in District Heating Systems with an Ammonia-Water Absorption Heat Pump. *Case Studies in Thermal Engineering*, 12, 817–822. <https://doi.org/10.1016/j.csite.2018.10.010>
39. Sun F., Zhao X., Chen X., Fu L., Liu L. (2019) New Configurations of District Heating System Based on Natural Gas and Deep Geothermal Energy for Higher Energy Efficiency in Northern China. *Applied Thermal Engineering*, 151, 439–450. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.02.043>
40. Babakin B. S., Babakin S. B. (2017) *Refrigerants and Refrigerating Oils*. Moscow, De-Li Plus Publ. 390 (in Russian).
41. David A., Mathiesen B. V., Averfalk H., Werner S., Lund H. (2017) Heat Roadmap Europe: Large-Scale Electric Heat Pumps in District Heating Systems. *Energies*, 10 (4), 578. <https://doi.org/10.3390/en10040578>
42. Zhidovich I. S., Trutaev V. I. (2001) A System Approach to Evaluating the Efficiency of Heat Pumps. *Novosti teplosnabzheniya* [Heat Supply News], (11), 44–49. Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=189 (in Russian).
43. Hoffmann K., Pearson D. F. (2011) Ammonia Heat Pumps for District Heating in Norway – A Case Study. *Institute of Refrigeration: annual proceedings*, 107. Available at: <https://iifir.org/en/fridoc/ammonia-heat-pumps-for-district-heating-in-norway-a-case-study-27750>
44. Ali H., Volkova A., Dedov A., Moser S. (2026) Rethinking Peak Load in District Heating: Operational Insights and Techno-Economic Pathways. *Energy Reports*, 15, 109061. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2026.109061>
45. MAN Energy Solutions (2024) *MAN Energy Solutions to Deliver Additional Heat Pump Unit for Aalborg's District Heating: Press Release*. Zurich. Available at: https://www.man-es.com/docs/default-source/press-releases-new/man-es_press-release_aalborg_4th-unit_e_170724.pdf?sfvrsn=77601d25_1 (accessed 15 April 2026).
46. Sultanguzin I. A., Potapova A. A. (2010) High-Temperature High-Power Heat Pumps for Heat Supply. *Novosti teplosnabzheniya* [Heat Supply News], (10), 23–27. Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=2363 (in Russian).
47. Sadeghi M., Petersen T., Yang Z., Zühlsdorf B., Madsen K. S. (2024) Thermal Design and Optimization of High-Temperature Heat Pump Integrated with District Heating Benchmarked in Denmark for Process Heat Supply. *International Journal of Refrigeration*, 159, 356–370. <https://doi.org/10.1016/j.ijrefrig.2023.12.025>
48. Pedersen S. E. (2011) Heat Pumping Station with a Capacity of 18 MW, Disposing of Low-Potential Waste Heat of Wastewater in Norway. *Teplovye nasosy* [Heat Pumps], (1), 37–38 (in Russian).
49. Ahrendts F., Drechsler B., Hendricks J., Küpper J., Lang S., Peil T., Scholz D., Timofeeva E., Utri M., Weidinger L., Kraus A., Weiß U., Müller S. (2023) *The Roll-out of Large-Scale Heat Pumps in Germany. Strategies for the Market Ramp-up in District Heating and Industry*. Agora Energiewende. Available at: <https://www.agora-energiewende.org/publications/the-roll-out-of-large-scale-heat-pumps-in-germany> (accessed 15 April 2026).
50. Mascherbauer P., Ortmann P., Oliva A., Schmidt D., Bakker M., Lindahl M., Pedersen S. V., Meesenburg W. (2024) *Flexibility by Implementation of Heat Pumps in Multi-Vector Energy Systems and Thermal Networks. Task 3 Report: Concepts for Heat Pump Flexibility and Promising Solutions*. Borås: IEA Heat Pumping Technologies TCP. Available at: <https://heatpumpingtechnologies.org/content/uploads/sites/69/2024/03/task-3reportdtifinal.pdf> (accessed 15 April 2026).
51. IEA Heat Pumping Technologies TCP (2024) *Flexibility by Implementation of Heat Pumps in Multi-Vector Energy Systems and Thermal Networks*. Borås. Available at: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex57/> (accessed 15 April 2026).
52. Terreros O., Spreitzhofer J., Basciotti D., Schmidt R. R., Esterl T., Pober M., Kerschbaumer M., Ziegler M. (2020) Electricity Market Options for Heat Pumps in Rural District Heating Networks in Austria. *Energy*, 196, 116875. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116875>
53. Kalina J. (2024) Sizing Large-Scale Industrial Heat Pump for Heat Recovery from Treated Municipal Sewage in Coal-Fired District Heating System. *Archives of Thermodynamics*, 45 (4), 155–162. <https://doi.org/10.24425/ather.2024.152001>

54. Bloess A., Schill W.-P., Zerrahn A. (2018) Power-to-Heat for Renewable Energy Integration: A Review of Technologies, Modeling Approaches, and Flexibility Potentials. *Applied Energy*, 212, 1611–1626. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.073>
55. Taltsis N., Tsers A., Pliskachev S., Dzelzitis E., Turlais D. (2011) The Experience of Utilization of Low-Potential Heat Using an Absorption Heat Pump. *Novosti teplosnabzheniya* [Heat Supply News], (5). Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3912 (accessed 15 April 2011) (in Russian).
56. Devyanin D. N., Pishikov S. I., Sokolov Yu. N. (2000) Development and Testing of a Laboratory Stand for Approbation Schemes for the Use of Heat Pumping Units in the Energy Sector at Mosenergo CHPP-28. *Novosti teplosnabzheniya* [Heat Supply News], (1). Available at: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=3638 (accessed 15 April 2011) (in Russian).
57. Efimov N.N., Papin V.V., Malyshev P.A., Bezuglov R.V. (2010) Analysis of the Use of Heat Pumps in Thermal and Nuclear Power Plants. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Severo-Kavkazskii Region. Seriya Tekhnicheskii Nauki = University News. North-Caucasian region. Technical sciences*, (4), 35–39 (in Russian).
58. Sednin V., Sednin A., Rumyantsev S. (2021) Modernization of a Combined-Cycle Gas Turbine Unit for Operation in the Dynamic District Heating Mode. *E3S Web of Conferences*, 288, 1090. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128801090>
59. State of Green, Danish District Heating Association, DBDH, Grøn Energi (2023) *Digitalisation of the Danish District Heating Sector: Case Catalogue, 2023*. Copenhagen, State of Green. Available at: https://dbdh.org/wp-content/uploads/2023/06/SoG_case_catalogue_DIGI_spreads_compressed.pdf (accessed 15 April 2026).
60. Blarke M., Lund H. (2007) Large-Scale Heat Pumps in Sustainable Energy Systems: System and Project Perspectives. *Thermal Science*, 11 (3), 143–152. <https://doi.org/10.2298/tsci0703143b>
61. Neves J., Mathiesen B. V. (2018) *Heat Roadmap Europe: Potentials for Large-Scale Heat Pumps in District Heating*. Copenhagen, Department of Planning, Aalborg University. 34. Available at: <https://heatpumpingtechnologies.org/annex47/wp-content/uploads/sites/54/2019/07/heat-roadmap-europe.pdf> (accessed 15 April 2026).
62. Thorsen J. E., Svendsen S., Smith K. M., Ommen T., Skov M. (2021) Feasibility of a Booster for DHW Circulation in Apartment Buildings. *Energy Reports*, 7, 311–318. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.08.141>
63. Yang Q., Salenbien R., Motoasca E., Smith K., Tunzi M. (2023) Development and Test: Future-Proof Substation Designs for the Low-Temperature Operation of Domestic Hot Water Systems with a Circulation Loop. *Energy and Buildings*, 298, 113490. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2023.113490>
64. Averfalk H., Ingvarsson P., Persson U., Gong M., Werner S. (2017) Large Heat Pumps in Swedish District Heating Systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79, 1275–1284. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.135>
65. Oevelen T. V., Vanhoudt D., Salenbien R. (2018) Evaluation of the Return Temperature Reduction Potential of Optimized Substation Control. *Energy Procedia*, 149, 206–215. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.08.185>
66. Passarelli A. F., Merlo U., Pelella F., Viscito L., Filippini S., Mauro A. W. (2026) Air-Source Ammonia Heat Pump for District Heating: a Field Modeling Approach with Focus on Frosting-Defrosting Cycles. *Applied Thermal Engineering*, 282, 128790. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2025.128790>
67. Technology Data for Energy Plants for Electricity and District Heating Generation. *Danish Energy Agency*. Available at: <https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-generation-electricity-and-district-heating> (accessed 15 April 2026).
68. The World's Largest Seawater Heat Pump in Esbjerg: Project 57. *IEA Technology Collaboration Programme on Heat Pumping Technologies (HPT TCP)*. Esbjerg, 2023. Available at: <https://heatpumpingtechnologies.org/project57/case-studies/the-worlds-largest-seawater-heat-pump-in-esbjerg/> (accessed 15 April 2026).

69. Jeßberger J., Heberle F., Brüggemann D. (2024) Maximising the Potential of Deep Geothermal Energy: Thermal Output Increase by Large-Scale Heat Pumps. *Applied Thermal Engineering*, 257, 124240. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2024.124240>
70. Vasilyev G. P., Peskov N. V., Lichman V. A., Gornov V. F., Kolesova M. V. (2015) Simulating the Thermal Operating Conditions in the Thermal Wells of Ground-Source Heat-Pump Heat Supply Systems. Part II: Consideration of Porous Moisture Phase Transitions in Soil. *Thermal Engineering*, 62 (10), 751–756. <https://doi.org/10.1134/s0040601515100109>
71. Xiang Y., Xie Z., Furbo S., Wang D., Gao M., Fan J. (2022) A Comprehensive Review on Pit Thermal Energy Storage: Technical Elements, Numerical Approaches and Recent Applications. *Journal of Energy Storage*, 55, 105716. <https://doi.org/10.1016/j.est.2022.105716>
72. Passamonti A., Sachse F., Bombarda P., Bracke R. (2025) Design, Construction, and Commissioning of a 500 kW High-Temperature Heat Pump Plant for the District Heating Network of Bochum, Germany. *Energy Reports*, 13, 548–561. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.11.080>
73. Hammerschmid A., Kjærgaard Larsen L., Obernberger I. (2016) SUNSTORE 4: CHP Plant Based on a Hybrid Biomass and Large Scale Solar System Results after Monitoring. *Proceedings of the 24th European Biomass Conference and Exhibition, June 6–9, 2016, Amsterdam, The Netherlands*. Florence, ETA-Florence Renewable Energies, 1686–1693. Available at: https://www.bios-bioenergy.at/images/bios/downloads/publikationen/Hybridanlagen_Hybrid_plants/056-Paper-Hammerschmid-SUNSTORE4-CHP-HybridBiomass-LargeScaleSolarSystem-Monitoringresults-EUBCE2016.pdf
74. European Commission, Directorate-General for Energy (2022) *Overview of Markets and Regulatory Frameworks under the Revised Renewable Energy Directive: Annexes 6 and 7: Final Version*. Luxembourg, Publications Office of the European Union. Available at: <https://dbdh.org/wp-content/uploads/2022/07/Overview-of-District-Heating-and-Cooling-Markets.pdf> (accessed 15 April 2026).
75. Jerez Monsalves J., Bergaentzlé C., Keles D. (2023) Impacts of Flexible-Cooling and Waste-Heat Recovery from Data Centres on Energy Systems: A Danish Case Study. *Energy*, 281, 128112. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128112>
76. Romanov D., Chakraborty I., Holler S. (2025) Comparative Analysis of Scenarios of Data Center Waste Heat Utilization for District Heating Networks of Different Generations. *Energy Conversion and Management*, 334, 119856. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2025.119856>
77. Jing Y., Zhan Z., Li M., Cai R., Xie X., Jiang Y. (2026) Large-Scale Long-Distance Data Center Waste Heat District Heating System: Exergy Analysis, System Performance, and Application. *Energy*, 345, 140076. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2026.140076>
78. Allouhi A. (2022) Techno-Economic and Environmental Accounting Analyses of an Innovative Power-to-Heat Concept Based on Solar PV Systems and a Geothermal Heat Pump. *Renewable Energy*, 191, 649–661. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.001>
79. Grosse R., Christopher B., Stefan W., Geyer R., Robbi S. (2017) *Long Term (2050) Projections of Techno-Economic Performance of Large-Scale Heating and Cooling in the EU*. Luxembourg, Publications Office of the European Union. Available at: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC109006/kjna28859enn.pdf>
80. Fuchs N., Yanez G., Nkongdem B., Thomsen J. (2025) Evaluating Low-Temperature Heat Sources for Large-Scale Heat Pump Integration: A Method Using Open-Source Data and Indicators. *Applied Energy*, 377, 124487. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124487>
81. Rightor E., Scheihing P., Hoffmeister A., Papar R. (2022) *Industrial Heat Pumps: Electrifying Industry's Process Heat Supply: ACEEE Report*. Washington, DC, American Council for an Energy-Efficient Economy. Available at: <https://www.aceee.org/research-report/ie2201> (accessed 15 April 2026).
82. Wolf S., Flatau R., P. Radgen M. (2017) *Blesl Systematische Anwendung von Großwärmepumpen in der Schweizer Industrie: Endbericht*. Stuttgart, Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung. Available at: https://waermepumpe-izw.de/wp-content/uploads/2020/05/160510_Bfe-Bericht_WP_industr_Anwendungen.pdf

83. Klyapovskiy S., You S., Cai H., Bindner H. W. (2019) Integrated Planning of a Large-Scale Heat Pump in View of Heat and Power Networks. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55 (1), 5–15. <https://doi.org/10.1109/tia.2018.2864114>
84. Heat Recovery from local Paper Mill in Skjern: Case Study. *Euroheat & Power* (2017). Available at: <https://www.euroheat.org/dhc/knowledge-hub/heat-recovery-from-local-paper-mill-in-skjern> (accessed 15 April 2026).
85. Albicker M., Geres P. (2022) *Industrial High Temperature Heat Pumps in Germany and Europe Potentials, Application Cases and Support Policy*. Beijing, Berlin, Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Available at: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Projektportrait/Projektarchiv/Entrans/Industrial_high_temperature_heat_pumps_in_Germany_and_Europe_-_potentials_application_cases_and_support_EN.pdf
86. Lygnerud K., Unluturk B., Garside C., O'Shea J. (2024) Research on the Assessment of Specific Barriers to District Heating Deployment in Ireland: Working Paper No 29. Dublin, Climate Change Advisory Council, 2024. Available at: <https://www.climatecouncil.ie/councilpublications/councilworkingpaperseries/Research%20on%20the%20assessment%20of%20specific%20barriers%20to%20district%20heating%20deployment%20in%20Ireland%20FINAL.pdf> (accessed 15 April 2026).
87. Aguilera J. J., Padullés R., Meesenburg W., Markussen W. B., Zühlsdorf B., Elmegaard B. (2024). Operation Optimization in Large-Scale Heat Pump Systems: A Scheduling Framework Integrating Digital Twin Modelling, Demand Forecasting, and MILP. *Applied Energy*, 376, 124259. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2024.124259>
88. Gjengedal S., Stenvik L. A., Ramstad R. K., Ulfsnes J. I., Hilmo B. O., Frengstad B. S. (2020) Online Remote-Controlled and Cost-Effective Fouling and Clogging Surveillance of a Groundwater Heat Pump System. *Bulletin of Engineering Geology and the Environment*, 80 (2), 1063–1072. <https://doi.org/10.1007/s10064-020-01963-z>
89. Aguilera J. J., Meesenburg W., Markussen W. B., Poulsen J. L., Zühlsdorf B., Elmegaard B. (2023) Adaptive Model-Based Monitoring of Large-Scale Heat Pump Prone to Evaporator Fouling. *Proceedings of the 26th IIR International Congress of Refrigeration, Paris, France, August 21–25, 2023*. Paris. <https://doi.org/10.18462/iir.icr.2023.0565>

Received: 10 December 2025

Accepted: 14 February 2026

Published online: 31 July 2026

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-327-341>

UDC 625.855.3:691.16:532.135

Rheological Modeling and Mechanisms of Structure Formation in Disperse Systems Based on Organic Binders

A. A. Afanasenka¹⁾

¹⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. Investigating the rheological behavior and mechanisms of structure formation in disperse systems based on organic binders is a critical task for optimizing energy consumption during the production and operation of viscoplastic petroleum products. The objective of this study is to improve the methodology for evaluating the rheological properties of such systems, accounting for their complex internal structure. Based on an extensive dataset obtained from rotational viscometry, a comparative analysis of flow curve approximation accuracy was performed using the Ostwald – de Waele, Shvedov – Bingham, Casson, and Herschel – Bulkley models. It is shown that the application of simplified power-law relationships leads to a substantial overestimation of the yield stress (up to 1000 %) and a misinterpretation of viscous resistance as static structural strength. The effectiveness of the three-parameter Herschel – Bulkley model is substantiated as the most reliable tool for describing the behavior of viscoplastic media (coefficient of determination > 0.99). It is established that the mineral filler acts as a thickening agent without forming a coherent load-bearing framework, even at high concentrations. The percolation mechanism of system reinforcement by cellulose fibers is confirmed, whereby a spatial reinforcing cluster is formed at fiber contents above 2.5 %. The developed empirical model, which describes the yield stress as a cubic function of fiber content and a linear function of polymer content, is recommended for the targeted regulation of the rheological properties of disperse systems. The obtained results ensure the rational use of expensive components and enhance the energy efficiency of production processes and the operational reliability of materials based on organic binders.

Keywords: rheological modeling, viscoplastic disperse systems, organic binders, Herschel – Bulkley model, yield stress, structure formation, percolation mechanism, material energy efficiency

For citation: Afanasenka A. A. (2026) Rheological Modeling and Mechanisms of Structure Formation in Disperse Systems Based on Organic Binders. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 69 (4), 327–341. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-327-341>

Реологическое моделирование и механизмы структурообразования дисперсных систем на основе органических вяжущих

A. A. Афанасенко¹⁾

¹⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

Реферат. Исследование реологического поведения и механизмов структурообразования дисперсных систем на основе органических вяжущих – актуальная задача для оптимизации

Адрес для переписки

Афанасенко Алексей Александрович
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 338-78-40
CNIIDSGM@bntu.by

Address for correspondence

Afanasenka Aliaksei A.
Belarusian National Technical University
65, Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 338-78-40
CNIIDSGM@bntu.by

энергозатрат при производстве и эксплуатации вязкопластичных нефтепродуктов. Целью работы является совершенствование методологии оценки реологических свойств таких систем с учетом их сложной внутренней структуры. На основе массива экспериментальных данных ротационной вискозиметрии выполнен сравнительный анализ точности аппроксимации кривых течения с применением моделей Оствальда – де Ваале, Шведова – Бингама, Кассона и Гершеля – Балкли. Показано, что применение упрощенных степенных зависимостей приводит к существенному завышению предела текучести (до 1000 %) и ошибочной интерпретации вязкостного сопротивления как статической прочности структуры. Обоснована эффективность трехпараметрической модели Гершеля – Балкли как наиболее достоверного инструмента для описания поведения вязкопластичных сред (коэффициент детерминации $>0,99$). Установлено, что минеральный наполнитель выполняет функцию загустителя, не формируя связанного каркаса даже при высоких концентрациях. Подтвержден перколяционный механизм упрочнения системы целлюлозными волокнами, формирующими пространственный армирующий кластер при содержании выше 2,5 %. Разработанная эмпирическая модель, описывающая предел текучести как кубическую функцию от содержания волокна и линейную функцию от содержания полимера, рекомендуется для направленного регулирования реологических свойств дисперсных систем. Полученный результат обеспечивает рациональное использование дорогостоящих компонентов и повышает энергетическую эффективность производства и эксплуатационную надежность материалов на основе органических вяжущих.

Ключевые слова: реологическое моделирование, вязкопластичные дисперсные системы, органические вяжущие, модель Гершеля – Балкли, предел текучести, структурообразование, перколяционный механизм, энергоэффективность материалов

Для цитирования: Афанасенко, А. А. Реологическое моделирование и механизмы структурообразования дисперсных систем на основе органических вяжущих / А. А. Афанасенко // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2026. Т. 69, № 4. С. 327–341. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-327-341>

Introduction

The widespread use of structured disperse systems with high binder content [1–11] in modern industrial and infrastructure projects necessitates the improvement of methods for assessing their technological stability. The primary factor ensuring the stability of such systems is the presence of a strong structural framework within the organic binder, capable of resisting shear deformation under static conditions [1, 7, 9]. The quantitative measure of the strength of this structure is the yield stress, which determines the ability of the system to maintain its integrity and prevent segregation under the action of gravitational forces [7].

A number of early scientific studies were based on simplified rheological models describing the behavior of bituminous compositions by power-law relationships without explicitly identifying the yield stress as an independent physical parameter [12, 13]. This approach was justified by the level of computational capabilities available at the time; however, it resulted in replacing the concept of true yield stress with the shear stress corresponding to a unit shear rate. Such substitution introduced significant errors in predicting material behavior, as it failed to account for the actual response of a structured system at rest. Contemporary requirements for structural durability and for reducing the consumption of costly additives call for a revision of the methodological framework and the application of more rigorous constitutive equations.

The theoretical basis for describing viscoplastic media is traditionally founded on the classical Shvedov – Bingham model [14, 15], which assumes the existence of rigid contacts between particles of the dispersed phase that are destroyed only upon reaching a critical shear stress. Mathematically, this model is represented by a linear equation relating shear stress and shear rate through the plastic viscosity and the yield stress. Application of the Shvedov – Bingham model to structured bituminous media provides a first approximation of the yield stress; however, this equation does not account for the viscosity reduction with increasing deformation rate that is characteristic of polymer-modified composites [16]. Neglecting the pseudoplastic behavior of the material when linearly approximating experimental data inevitably leads to overestimation of the calculated yield stress values and distortion of the actual structural formation mechanisms. To overcome this limitation, it is necessary to employ more advanced three-parameter models capable of capturing the curvature of the rheological curve in the initial flow region [17, 18].

Theoretical background

The Ostwald – de Waele power-law rheological model [18] has been widely used in past engineering practice and is described by an equation of the form

$$\tau = K\dot{\gamma}^n. \quad (1)$$

In the above relationship (1), K is the consistency index and n is the flow behavior index. The appeal of this model lies in the simplicity of linearizing experimental data in logarithmic coordinates, which significantly facilitated calculations in the absence of specialized software. However, a detailed analysis of the boundary conditions of this equation reveals its fundamental inadequacy for determining the yield stress, since as the shear rate approaches zero, the calculated shear stress also inevitably tends to zero. This implies that the power-law model describes a fluid that begins to flow under an arbitrarily small applied load, which contradicts the physical nature of stabilized organic binders. The practice, adopted in a number of early methodologies [12, 13], of using the shear stress at a unit shear rate as an apparent yield stress represents a mathematical assumption. The stress value calculated at the conventional shear rate of $\dot{\gamma} = 1 \text{ s}^{-1}$ characterizes the viscous resistance of a flowing system rather than the strength of the structural framework at rest.

For an adequate description of the behavior of organic binders exhibiting solid-like properties prior to flow onset and pseudoplastic liquid behavior during deformation, it is necessary to apply the generalized Herschel – Bulkley rheological model [19]. The mathematical form of this model is given by

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n. \quad (2)$$

Equation (2) combines the advantages of the Shvedov – Bingham and Ostwald – de Waele approaches. The presence of the free term τ_0 makes it possible

to describe the threshold stress required to initiate the breakdown of the structural network, while the power-law component with exponent n accounts for the nonlinear reduction in viscosity with increasing shear rate. Application of nonlinear regression methods to fit experimental data using this equation enables high-accuracy extrapolation of the flow curve to the ordinate axis and determination of the true yield stress, excluding the contribution of viscous resistance of the medium [20]. Neglecting the curvature of the initial segment of the flow curve, which is inherent to linear models, leads to systematic extrapolation errors and overestimation of yield stress values. The Herschel – Bulkley model is free from this limitation, as the curvature parameter n allows adaptive representation of organic binder structure degradation. This makes it the most advanced tool for assessing the effectiveness of stabilizing additives, as it enables a clear separation between the contribution of mechanical interlocking of fibers, which governs the yield stress, and the contribution of dispersed fillers, which predominantly affect the consistency of the system.

Experimental methodology and data processing

Experimental investigations were carried out on model organic binder systems based on 90/130 grade bitumen. An unactivated dolomite mineral filler, cellulose fiber, and a styrene-butadiene-styrene (SBS) thermoplastic elastomer were employed as the dispersed phase and stabilizing components. Specimen preparation was performed by introducing the modifiers into a preheated binder, followed by intensive mechanical mixing to ensure a uniform distribution of the components throughout the dispersion medium.

The experimental program involved varying the component contents over a wide concentration range, which allowed for the examination of different structural states of the system, from dilute suspensions to highly filled compositions. The mineral filler content was varied from 50 to 200 %, the cellulose fiber content – from 0 to 7.5 %, and the polymer additive content – from 0 to 7 % by weight of the bitumen. The experimental design matrix included eight compositions with different component ratios, which was required to independently assess the contribution of each factor to yield stress formation. The formulations of the investigated organic binders are presented in Table 1.

Table 1

Experimental organic binder compositions

Component	Component content for composition No, % (by weight of bitumen in excess of 100 %)							
Composition No	1	2	3	4	5	6	7	8
Mineral filler	50	25	75	100	37.5	200	25	100
Cellulose fiber	0.25	0.75	1.25	0	2.5	0	7.5	5
Polymer (SBS)	7	5	0	3	1	0	0	0
Note: data according to [12, p. 68].								

The rheological characteristics were determined using a rotational viscometer equipped with a coaxial cylinder measuring system at a temperature

of 160 °C, corresponding to the technological conditions of processing and application of such systems. During laboratory testing, the relationship between shear stress τ and shear rate $\dot{\gamma}$ was recorded for each of the eight compositions. The specimens were subjected to a stepwise increase in shear rate over the range from 1 to 437.4 s⁻¹. The obtained measurement results, representing the primary experimental dataset prior to mathematical processing, are summarized in Table 2.

Table 2

Results of flow curve measurements for organic binders

Shear rate $\dot{\gamma}$, s ⁻¹	Shear stress τ , Pa, for composition No							
	1	2	3	4	5	6	7	8
1.0	7.60	2.68	1.55	3.44	0.78	1.35	27.35	8.10
1.8	13.15	4.70	2.27	6.35	1.33	1.43	37.99	12.50
3.0	21.17	7.24	3.59	10.75	2.11	2.04	51.33	18.70
5.4	32.73	12.29	7.40	18.47	2.28	3.45	71.43	29.50
9.0	52.03	19.42	13.40	28.53	4.73	5.67	93.33	42.50
16.2	88.00	33.29	23.10	50.68	8.25	9.83	127.45	63.80
27.0	133.18	53.59	35.70	80.16	27.04	15.68	171.85	88.70
48.6	214.33	91.60	61.30	130.98	24.18	27.08	243.90	125.60
81.0	321.58	149.43	98.24	202.40	39.29	44.16	324.23	177.40
145.8	458.18	245.28	174.82	334.22	68.15	57.70	436.00	266.00
243.0	787.18	379.47	284.88	478.00	108.15	284.75	590.00	395.94
437.4	1286.43	582.80	509.23	659.22	187.50	497.27	819.16	596.11

Before performing the regression analysis, the primary dataset was verified for compliance with the physical criteria governing the flow of structured disperse systems. A fundamental requirement for the validity of rheological measurements under steady-state flow conditions is the monotonic increase in shear stress τ with increasing shear rate $\dot{\gamma}$. Mathematically, this condition is expressed by a positive value of the first derivative of the flow function over the entire shear rate range, i. e. $d\tau/d\dot{\gamma} > 0$.

A detailed analysis of the flow curves constructed from the data of Table 2 revealed local violations of this condition for compositions No 5 and No 6. A graphical illustration of the identified anomalies is presented in Fig. 1. For the flow curve of composition No 5, an anomalous decrease in shear stress from 27.04 to 24.18 Pa was observed within the shear rate interval from 27.0 to 48.6 s⁻¹ (Fig. 1a). Such behavior contradicts the thermodynamics of irreversible deformation processes in viscoplastic media and indicates the presence of an instrumental artifact, the most probable cause of which is material slip relative to the smooth measuring surfaces of the rotational instrument.

For composition No 6, a sharp stepwise increase in shear stress is observed in the high shear rate region when transitioning from 145.8 to 243.0 s⁻¹, which cannot be described by classical models of viscous flow (Fig. 1b). The stress increment gradient in this interval significantly exceeds the values characteristic

of the laminar regime, indicating shear dilatancy caused by mechanical jamming of the measuring system by large agglomerates of mineral filler.

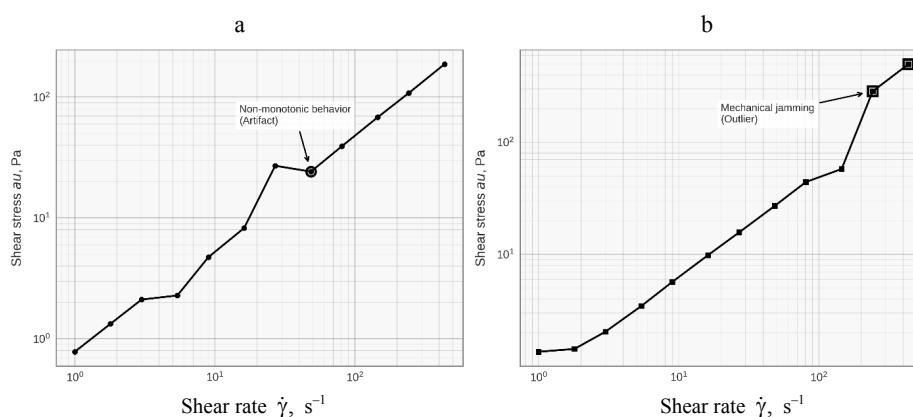


Fig. 1. Verification of experimental data for:
a – anomaly of composition No 5; b – anomaly of composition No 6

The inclusion of these anomalous data points in the dataset for least-squares approximation would inevitably lead to distortion of the regression model parameters and to obtaining unreliable yield stress values. Therefore, the data points corresponding to a shear rate of 48.6 s^{-1} for composition No 5 and to shear rates exceeding 145.8 s^{-1} for composition No 6 were excluded from further mathematical processing as gross experimental errors.

Results of the study

To determine the true rheological parameters of organic binders and to select the most adequate mathematical description of their behavior, a comparative approximation of the experimental data was performed using four different rheological models. The purpose of this stage was to identify the dependence of the calculated yield stress value on the type of constitutive equation applied.

The two-parameter Ostwald – de Waele power-law model (1) was considered as the baseline model, in which the absence of a free term implies that the flow curve passes through the origin. Within this approach, the shear stress at a unit shear rate was adopted as an apparent yield stress.

The second model considered was the classical Shvedov – Bingham viscoplastic model, expressed by the linear equation

$$\tau = \tau_0 + \eta_{pl}\dot{\gamma}. \quad (3)$$

This model assumes the existence of a true yield stress τ_0 ; however, it postulates a constant plastic viscosity η_{pl} after the onset of flow. Since organic binders are pseudoplastic fluids, their viscosity decreases with increasing shear rate. Therefore, the linear approximation of experimental data using the Bingham model inevitably ignores the curvature of the initial flow region and leads to an overestimation of the intercept on the ordinate axis.

To account for the nonlinear nature of the flow curves, the Casson model [18] was applied, which is described by an equation of the form

$$\tau^{0.5} = \tau_0^{0.5} + (\eta_{pl}\dot{\gamma})^{0.5}. \quad (4)$$

This relationship is widely used to describe aggregatively stable disperse systems, such as pigment suspensions [21, 22] or polymer melts, and allows the gradual breakdown of structural aggregates during deformation to be taken into account.

The most universal approach is the application of the three-parameter Herschel – Bulkley model [17], whose equation is given by (2). This model combines the advantages of the Bingham and Ostwald approaches, enabling the simultaneous determination of the yield stress τ_0 and accounting for the degree of pseudoplasticity of the material through the flow behavior index n [23].

Parameter estimation for all models was performed using the least-squares method based on the verified dataset. The summarized results of yield stress determination for the eight experimental compositions obtained using different mathematical models are presented in Table 3.

Table 3

Comparative analysis of organic binder yield stress values obtained using different rheological models

Composition No	Ostwald – de Waele model (initial method)		Shvedov – Bingham model (linear model)		Casson model (nonlinear model)		Herschel – Bulkley model (generalized model)	
	Yield stress τ_0^* , Pa	R^2	Yield stress τ_0 , Pa	R^2	Yield stress τ_0 , Pa	R^2	Yield stress τ_0 , Pa	R^2
1	8.17	0.985	3.15	0.962	1.44	0.992	1.32	0.999
2	2.74	0.988	1.42	0.958	0.72	0.994	0.68	0.998
3	1.43	0.982	0.85	0.955	0.46	0.990	0.42	0.997
4	4.04	0.989	2.10	0.965	1.10	0.995	0.98	0.999
5	0.76	0.996	0.28	0.981	0.11	0.995	0.08	0.999
6	1.36	0.998	0.35	0.985	0.14	0.996	0.12	0.999
7	27.49	0.991	26.40	0.970	16.81	0.998	17.15	0.999
8	8.65	0.990	9.15	0.968	5.52	0.997	5.85	0.999
Note: for the Ostwald – de Waele model, the apparent yield stress (shear stress at $\dot{\gamma} = 1 \text{ s}^{-1}$) is reported.								

Analysis of the data in Table 3 demonstrates a pronounced dependence of the results on the selected mathematical framework. The Shvedov – Bingham model exhibits the lowest coefficients of determination (0.955–0.985), which confirms the inability of a linear equation to adequately describe the curvilinear dependence of shear stress on shear rate. In this case, such approximation accuracy leads to a systematic overestimation of the yield stress by 2–3 times compared with nonlinear models.

The Ostwald – de Waele power-law model, despite relatively high correlation indicators, yields physically unjustified results. The values of the apparent

yield stress for compositions with low structural development (e. g. No 6) are overestimated by more than an order of magnitude (1.36 Pa versus the actual 0.12 Pa). This is explained by the fact that the model forcibly extrapolates the data to the origin, substituting static structural strength with the viscous resistance of the flowing medium.

The closest results are obtained using the Casson and Herschel – Bulkley models, which account for the non-Newtonian nature of organic binder flow. The discrepancy between these models for compositions with a well-developed structural framework (e. g. No 1, 2, 7, and 8) does not exceed 6–9 %. However, for systems with low structural strength (compositions No 5 and No 6), the relative deviation of the Casson model increases to 38 %, indicating its insufficient flexibility in describing low shear stress regions.

The highest accuracy in describing the experimental data is provided by the Herschel – Bulkley model, for which the coefficient of determination exceeds 0.997 in all cases and approaches 0.999 for most compositions. This demonstrates that the three-parameter equation most accurately captures the complex rheological behavior of organic binders over the entire range of additive concentrations.

To assess the adequacy of the selected Herschel – Bulkley model, verification was performed not only based on the coefficient of determination but also through residual analysis [24, 25]. Unlike a simple comparison of R^2 values, this approach allows for the identification of systematic biases arising from model overfitting to a limited set of experimental points. Residuals were defined as the difference between measured shear stress values and the calculated values obtained from the Herschel – Bulkley model for each shear rate. Fig. 2 presents an example of residual analysis for composition No 1, which is characterized by pronounced pseudoplastic behavior.

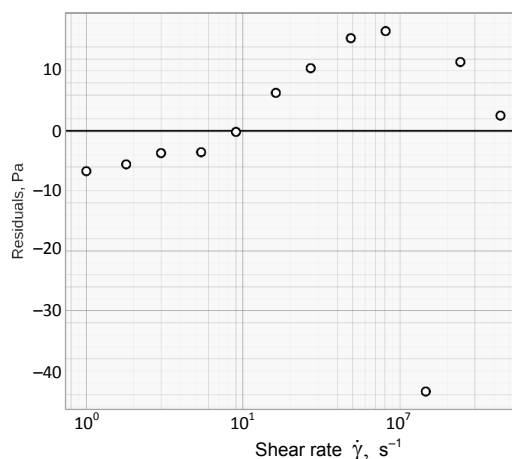


Fig. 2. Distribution of residuals of the Herschel – Bulkley model for composition No 1

Analysis of Fig. 2 shows that the residuals are symmetrically distributed about the zero line and do not form a systematic trend over the entire shear rate range. This indicates the absence of systematic approximation error. The observed

local deviations at high shear rates ($\dot{\gamma} > 100 \text{ s}^{-1}$) do not exceed the experimental reproducibility limits and do not affect the determination of the yield stress, which is calculated based on data in the low shear rate region. Thus, the Herschel – Bulkley model adequately describes the rheological behavior of structured organic binders over the entire investigated parameter range.

To quantitatively assess the magnitude of errors associated with simplified methodologies, the relative deviation of the obtained results from the reference values determined using the Herschel – Bulkley model was calculated. The resulting data are presented in Table 4.

Table 4

Assessment of relative deviation of calculated values from the adopted reference (Herschel – Bulkley)

Composition No	Ostwald – de Waele model, %	Shvedov – Bingham model, %	Casson model, %
1	+519	+139	+9
2	+303	+109	+6
3	+240	+102	+10
4	+312	+114	+12
5	+850	+250	+38
6	+1033	+192	+17
7	+60	+54	–2
8	+48	+56	–6

Analysis of the data in Table 4 clearly demonstrates the evolution of accuracy in the mathematical description of rheological properties. The application of the Ostwald – de Waele power-law model, despite a high correlation coefficient for the overall flow curve, results in substantial errors in yield stress estimation. For compositions with low structural development (e. g. No 5 and No 6), the error reaches 850–1033 %, which completely distorts the physical interpretation and creates the illusion of a strong structural framework where none exists. The Shvedov – Bingham model also exhibits systematic overestimation, averaging about 120 %, which is attributed to the linear extrapolation of a convex flow curve. The closest results are obtained using the Casson and Herschel – Bulkley models.

Thus, the application of simplified methodologies to modern organic binders is unacceptable. Only the use of the generalized Herschel – Bulkley model ensures the acquisition of reliable data required for predicting technological stability. The refined yield stress values obtained were adopted as the basis for further analysis of the influence of additive composition on binder properties.

At the final stage of experimental data processing, the task of mathematical modeling of the yield stress dependence on the component composition of the organic binder was addressed. The initial dataset comprised τ_0 values obtained using the most accurate Herschel – Bulkley model. The objective of the modeling was to derive an analytical expression enabling the prediction of yield stress.

Preliminary correlation analysis revealed different degrees of influence of the varied factors on the target function. To assess the statistical significance of the contribution of each component, multiple regression analysis was applied [24, 25]. Testing the hypothesis regarding the influence of the mineral filler showed that the correlation coefficient between dispersed filler content and yield stress did not exceed 0.15, indicating the absence of a significant functional relationship. Even when the filler concentration was increased to 200 %, changes in yield stress remained within the experimental confidence interval. Based on Student's *t*-criterion, the coefficient associated with the mineral filler variable was deemed statistically insignificant, allowing this factor to be excluded from the final regression equation without loss of descriptive accuracy.

At the same time, analysis of the influence of cellulose fiber revealed the presence of a strong nonlinear relationship. Approximation of the experimental data using various functions showed that a third-order power function provides the best description of the structure formation process. This is confirmed by a sharp increase in the function gradient at fiber contents exceeding 2.5 %. The influence of the polymer modifier of the SBS type is described by a linear relationship and has an additive character, summing with the effect of fibrous reinforcement.

As a result of mathematical processing using the least-squares method, an empirical regression equation was obtained, describing the dependence of the yield stress on the content of the significant structure-forming components

$$\tau_0 = 0.041x^3 + 0.32y, \quad (5)$$

where τ_0 is the yield stress, Pa; x is the cellulose fiber content, % by weight of the organic binder; y is the polymer content, % by weight of the organic binder.

The adequacy of the obtained mathematical model (5) was evaluated using the Fisher criterion [24, 25]. The calculated *F*-value significantly exceeds the tabulated value for a significance level of 0.05 by a multiple factor, confirming the statistical reliability of the equation. The coefficient of determination R^2 for the proposed formula is 0.987, indicating that the model explains more than 98 % of the yield stress variation. Graphical verification of the obtained mathematical model is presented in Fig. 3 in the form of a scatter plot illustrating the convergence between experimental yield stress values and those calculated using equation (5).

Analysis of the scatter plot confirms the high adequacy of the proposed model. The experimental data points are clustered along the line of ideal agreement ($y = x$) and almost entirely fall within the ± 10 % confidence interval. The root mean square error (*RMSE*) is 0.63 Pa, which does not exceed the acceptable reproducibility limits of the laboratory experiment. The high degree of correlation demonstrates that the cubic dependence on fiber content, combined with the linear contribution of the polymer, correctly describes the physics of the structure formation process over the entire investigated concentration range.

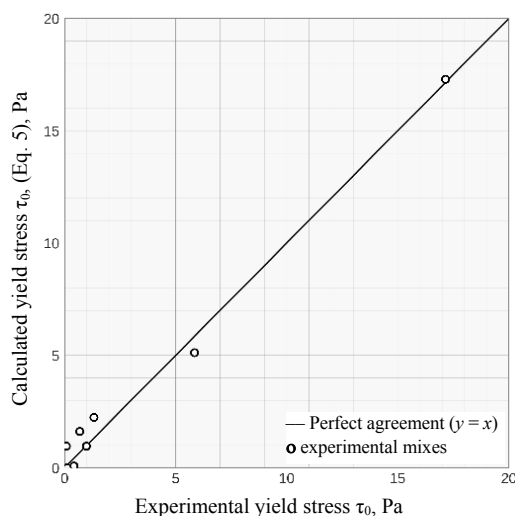


Fig. 3. Comparison of experimental and calculated yield stress values of organic binders

The physical meaning of the first term of the cubic dependence in equation (5) is explained by percolation theory [26–28]. At low fiber contents (up to 2–3 %), individual fibers remain in an isolated state and have a limited effect on structural strength. However, upon reaching a critical concentration, a continuous cluster of interwoven fibers is formed, leading to a sharp, disproportionate increase in shear resistance. The second term of the equation reflects the contribution of the polymer structural network, which reinforces the organic matrix but is less effective than fibers in providing structural retention. A graphical interpretation of the established relationship is presented in Fig. 4.

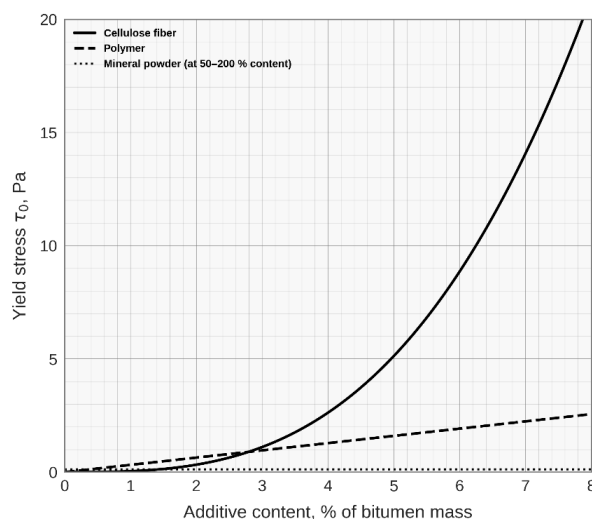


Fig. 4. Dependence of organic binder yield stress on stabilizing additive content

Analysis of the graphical relationship presented in Fig. 4 makes it possible to interpret in detail the physical mechanism of action of each component.

The curve describing the influence of cellulose fiber exhibits pronounced non-linearity, featuring a low-growth region at small concentrations (up to 2.5 %). In this region, individual fibers are present in the dispersion medium in an isolated state without forming contacts with one another, which explains the insignificant increase in yield stress. However, once the percolation threshold [26–28] is exceeded, which for the investigated system is approximately 3.0 %, a sharp change in the slope of the curve is observed. The dependence enters a phase of avalanche-like growth, indicating the formation of a continuous three-dimensional cluster (framework) of interwoven fibers, which is corroborated by other independent studies [29, 30]. It is this structural transition that ensures the attainment of yield stress values in the range of 10–15 Pa, which are necessary for the technological stability of the system.

A fundamentally different pattern is observed for the polymer and mineral filler dependencies. The influence of the polymer is linear with a small slope, indicating an additive strengthening mechanism associated with an increase in the cohesive strength of the organic matrix rather than the formation of a rigid skeleton. The curve corresponding to mineral filler content practically coincides with the abscissa axis, confirming that even at extremely high filler contents, dispersed particles of spherical or irregular shape are incapable of forming a framework able to resist shear under static conditions.

Verification of the adequacy of the proposed equation (5) using the control composition No 7 (fiber content 7.5 %) shows a high level of agreement with the experimental results. The calculated value is 17.3 Pa, which virtually coincides with the experimental value of 17.15 Pa obtained using the Herschel – Bulkley model. Therefore, the developed mathematical model can be used for the scientifically justified selection of stabilizing additive compositions, enabling the minimization of their consumption while ensuring the required technological stability. Furthermore, the targeted selection of effective structure-forming components prevents excessive increases in the viscosity of the dispersion medium. This directly contributes to a significant reduction in energy consumption during mixing and use of materials based on organic binders, thereby increasing the overall energy efficiency of technological processes.

Discussion of results

The data obtained in this study introduce significant revisions to the theoretical concepts of the mechanisms governing the technological stability of highly filled disperse systems based on organic binders. The approach based on the use of simplified rheological models led to an overestimation of the structuring role of mineral filler. The high values of apparent yield stress previously reported for highly filled systems in fact reflected not the strength of a structural framework, but rather a sharp increase in the viscosity of the dispersion medium. Application of the refined Herschel – Bulkley model made it possible to separate these parameters and to demonstrate that even at concentrations up to 200 %, mineral filler acts exclusively as a thickening agent and does not form a coherent network capable of resisting shear under static conditions.

A fundamental outcome of the study is the confirmation of the hypothesis regarding the percolation nature of organic binder strengthening by fibrous additives. The identified cubic dependence of yield stress on cellulose fiber content is of key importance. At the initial stage, at low fiber dosages, the fibers are present within the binder volume as isolated inclusions, which explains the gentle slope of the curve and the negligible increase in stability. However, upon reaching a critical concentration, which for the investigated system lies in the range of 2.5–3.0 %, geometric overlap of the influence zones of individual fibers occurs, leading to the formation of a unified three-dimensional cluster. This point corresponds to the sharp inflection of the curve and the rapid increase in yield stress, a phenomenon that must be taken into account in material design.

The practical significance of the established relationships lies in the possibility of scientifically justified optimization of composite formulations. Attempts to ensure system stability solely by increasing the content of mineral filler or polymer are technologically unsound, as they result only in increased viscosity during mixing, thereby significantly increasing energy consumption. Effective stabilization is achieved only through the introduction of fibrous reinforcing elements in amounts exceeding the percolation threshold. The proposed equation (5) allows for the accurate calculation of the required fiber dosage to achieve a specified yield stress, eliminating reliance on trial-and-error approaches.

It is necessary to note the limitations of the present study, which should be considered when extrapolating the obtained results. The experimental data were obtained for a model organic binder based on 90/130 grade bitumen at a fixed temperature of 160 °C. Since the rheological properties of organic binders exhibit high temperature sensitivity, changes in the temperature regime or the grade of the base medium will require the introduction of correction factors into the proposed mathematical model. The influence of the viscosity of the dispersion medium on the regression equation parameters also requires further investigation.

Establishing a correlation between the determined true yield stress of organic binders and the energy efficiency indicators of technological processes (e. g., power consumption of mixing equipment) constitutes a promising direction for future research. This will enable a transition from laboratory rheological testing to the development of comprehensive quality criteria that account for both the structural-mechanical properties of the materials and the economic viability of their application in industrial and energy sectors.

CONCLUSION

1. Based on the comparative analysis of rheological models, the methodological inadequacy of applying simplified power-law relationships for evaluating the properties of structured organic binders has been demonstrated. It has been established that the use of the Ostwald – de Waele model leads to a systematic error in yield stress determination, which for weakly structured systems reaches up to 1000 %, creating a misleading interpretation of the influence of individual components on the strength characteristics of the material. The three-parameter

Herschel – Bulkley model is substantiated as the baseline research tool, as it provides the highest accuracy in approximating experimental data with a coefficient of determination exceeding 0.99 over the entire shear rate range.

2. Application of the refined calculation methodology made it possible to revise the role of dispersed fillers in binder structure formation. It has been proven that mineral filler, even at high filler contents of up to 200 % by weight of the organic binder, does not form a coherent spatial network capable of resisting shear deformation under static conditions. The true yield stress value for such compositions does not exceed 0.12 Pa, indicating that mineral filler functions as a viscosity modifier of the dispersion medium rather than as a structural stabilizer against segregation.

3. The determining factor in ensuring the technological stability of highly filled disperse systems is the introduction of cellulose fiber, the mechanism of action of which is described by percolation theory. It has been found that upon reaching a critical fiber concentration in the range of 2.5–3.0 %, a rapid increase in the yield stress τ_0 occurs, reaching values of 17.15 Pa at an additive content of 7.5 %. This confirms the formation of a three-dimensional reinforcing cluster capable of bearing load under static conditions.

4. The practical outcome of the study is the development of an empirical mathematical model describing the dependence of the yield stress τ_0 on the component composition of the organic binder. The obtained regression equation, linking the yield stress to a cubic function of fiber content and a linear contribution of polymer, is characterized by a high coefficient of determination ($R^2 = 0.987$) and a root mean square error of 0.63 Pa. This relationship can be applied in the design of composite materials to provide a calculated justification for the required amount of stabilizing additives. Furthermore, the targeted regulation of the composition based on this model allows for the optimization of expensive components and a significant reduction in energy consumption during the mixing of viscoplastic media, thereby increasing the overall energy efficiency of technological processes.

REFERENCES

1. Blazejowski K. (2011) *Stone Matrix Asphalt: Theory and Practice*. Boca Raton–London–New York, CRC Press. 293.
2. Brown E. R., Mallick R. B., Haddock J. E., Bukowski J. (1997) *Performance of Stone Matrix Asphalt (SMA) Mixtures in the United States*. NCAT Report 97-1. Auburn, National Center for Asphalt Technology. Available at: <https://rosap.ntl.bts.gov/view/dot/13985>
3. Nabizadeh H., Von Quintus H., Hajj E., Aschenbrener T. (2022) *Advances in the Design, Production, and Construction of Stone Matrix Asphalt (SMA)*. TechBrief. FHWA-HIF-22-042. Washington, DC, Federal Highway Administration. Available at: <https://rosap.ntl.bts.gov/view/dot/77871>.
4. Kennepohl G. J., Davidson J. K. (1992) Introduction of stone mastic asphalts (SMA) in Ontario. *Journal of the Association of Asphalt Paving Technologists*, 61, 517–534.
5. Hainin R., Reshi W. F., Niroumand H. (2012) The importance of stone mastic asphalt in construction. *Electronic Journal of Geotechnical Engineering*, 17, 49–56.
6. *Tentative Specifications for Stone Matrix Asphalt*. IRC: SP-79-2008. New Delhi, Indian Roads Congress, 2008. Available at: <https://law.resource.org/pub/in/bis/irc/irc.gov.in.sp.079.2008.pdf>
7. Kiryukhin G. N., Smirnov E. A. (2009) *Stone mastic asphalt concrete pavements*. Moscow, ELIT-PRESS Publ. 176 (in Russian).
8. Kostin V. I. (2009) *Stone-Mastic Asphalt Concrete for Road Surfaces*. Nizhny Novgorod, NNGASU. 2009. 65 (in Russian).

9. Huchenreuther J., Wörner T. (2010) *Asphalt im Straßenbau: 2. Auflage*. Bonn, Kirschbaum Verlag. 408.
10. Verenko V. A. (2004) *New Materials in Road Construction*. Minsk, Technoprint Publ. 169 (in Russian).
11. Verenko V. A., Zankovich V. V., Ladyshev A. V., Lira S. V., Afanasenko A. A., Yatsevich P. P. (2015) *Durable Asphalt Concrete Pavements for Roads, Bridges and Streets*. Minsk, Art Dizain Publ. 2015. 296 p. (in Russian).
12. Zankovich V. V., Afanasenko A. A. (2006) Technological stability of asphalt concrete mixtures with high binder content. *Stroitel'naya nauka i tekhnika* [Construction Science and Engineering], 1 (4), 66–69 (in Russian).
13. Zankovich V. V., Afanasenko A. A. (2007) Optimization of Asphalt Concrete Mixtures with High Binder Content Based on Technological Stability. *Avtomobil'nye dorogi i mosty = Roads and Bridges*, (1), 35–39 (in Russian).
14. Reiner M. (1958). Rheology. Flügge S. (eds.). *Elasticity and Plasticity / Elastizität und Plastizität. Encyclopedia of Physics / Handbuch der Physik*. Springer, Berlin, Heidelberg, 434–550. https://doi.org/10.1007/978-3-662-43081-1_4
15. Reiner M. (1960) *Lectures on Theoretical Rheology*. 3rd Ed. Amsterdam, North Holland; New York, Interscience. 158.
16. Vinogradov A. I., Malkin A. J., (1977) *Rheology of Polymers*. Moscow, Khimiya Publ. 440 (in Russian).
17. Adarkwa O. A., Attah-Okine N., Cook P. (2016) *Cookbook for Rheological Models – Asphalt Binders*. Final Report CAIT-UTC-062. Newark, University of Delaware. Available at: <https://rosap.nrl.bts.gov/view/dot/31801>
18. Aksenova N. A., Rozhkova O. V. (2016) *Drilling Fluids and Well Flushing. Vol. 1*. Tyumen, TIU. 167 (in Russian).
19. Herschel W. H., Bulkley R. (1926) Konsistenzmessungen von Gummi-Benzollösungen. *Kolloid-Zeitschrift*, 39(4), 291–300. <https://doi.org/10.1007/BF01432034>
20. Matvienko O. V., Litvinova A. E. (2021) Steady Flow of High-Paraffin Bituminous Binder in Cylindrical Tube in Terms of Herschel–Bulkley fluid. *Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo arkhitekturno-stroitel'nogo universiteta = Journal of Construction and Architecture*, 23 (4), 79–99 (in Russian). <https://doi.org/10.31675/1607-1859-2021-23-4-79-99>
21. Casson N. (1959) A Flow Equation for Pigment-Oil Suspensions of the Printing Ink type. Mill C. C. (ed.) *Rheology of Disperse Systems*. Oxford, Pergamon Press, 84–104.
22. Casson N. (1953) Rheology and the Letterpress Printing Process. *Journal of the Society of Dyers and Colourists*, 69 (13), 576–582. <https://doi.org/10.1111/j.1478-4408.1953.tb02800.x>
23. Campos W., Ribeiro G. S., Brandão E. M. (1999) *Exact Determination of the Three Parameters of a Herschel–Bulkley Fluid*. Proceedings of XV Brazilian Congress of Mechanical Engineering. São Paulo. 1999. <https://abcm.org.br/app/webroot/anais/cobem/1999/pdf/aaabeb.pdf>
24. Draper N. R., Smith H. (1998) *Applied Regression Analysis*. 3rd ed. N.-Y., John Wiley & Sons. 708. <https://doi.org/10.1002/9781118625590>
25. Montgomery D. C. (2012) *Design and Analysis of Experiments*. 8th ed. Hoboken, NJ, John Wiley & Sons. 740.
26. Bug A. L. R., Safran S. A., Webman I. (1985) Continuum Percolation of Rods. *Physical Review Letters*, 54 (13), 1412–1415. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.54.1412>
27. Balberg I., Anderson C. H., Alexander S., Wagner N. (1984) Excluded Volume and its Relation to the Onset of Percolation. *Physical Review B*, 30 (7), 3933–3943. <https://doi.org/10.1103/PhysRevB.30.3933>
28. Drwenski T., Dussi S., Dijkstra M., van Roij R., van der Schoot P. (2017) Connectedness Percolation of Hard Deformed Rods. *Journal of Chemical Physics*, 147 (22), 224904. <https://doi.org/10.1063/1.5006380>
29. Saify H., Shabani S., Mohammadian Gezaz S. (2024) Evaluation of the Effect of Cellulose-Based Mixture on Rheology and Performance of Bitumen. *International Journal of Transportation Engineering*, 11 (3), 1571–1594.
30. Mohammed M., Parry T., Grenfell J. (2018) Influence of Fibres on Rheological Properties and Toughness of Bituminous Binder. *Construction and Building Materials*, 163 (1), 901–911. <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2017.12.146>

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-342-355>

УДК 549.742.121+662.765

Расчетно-экспериментальное исследование сорбции углекислого газа с применением доломита

С. В. Василевич¹⁾, С. О. Стойко¹⁾, К. К. Кадирбекова²⁾

¹⁾Белорусская государственная академия авиации (Минск, Республика Беларусь),

²⁾Ташкентский государственный транспортный университет
(Ташкент, Республика Узбекистан)

Реферат. На сегодняшний день в промышленно развитых странах продолжают совершенствовать такие направления переработки биомассы, как пиролиз, газификация, ожижение. Среди современных технологий энергетического использования растительной биомассы наиболее универсальной, эффективной и дешевой является термохимическая конверсия методом пиролиза. Актуальное направление развития энергетики Республики Беларусь – широкое использование древесного биотоплива, а наиболее перспективное – бескислородная термохимическая конверсия биомассы. Разработка и внедрение нового энергоэффективного оборудования термохимической конверсии древесной биомассы позволят снизить энергетическую зависимость, а также уменьшить негативное влияние энергетической отрасли на окружающую среду. Использование в количестве, не превышающем ее ежегодный прирост, нейтрально в отношении выбросов диоксида углерода в атмосферу, что способствует снижению выбросов этого парникового газа, а следовательно, соответствует решению предотвращения экологической катастрофы на планете. Пиролиз позволяет получать качественное, экологически безопасное твердое, жидкое и газообразное топливо практически из любого сырья, содержащего органические углеводородные компоненты. Один из существенных недостатков процесса термохимической конверсии биомассы – образование большого количества диоксида углерода, составляющего при определенных условиях до 50 % объема получаемого газа. Следствие этого – невысокая теплотворная способность продуктов термохимической конверсии, что существенно снижает эффективность данного процесса. С точки зрения баланса CO_2 в природе, биомасса является нейтральным топливом, однако для увеличения удельной теплоты сгорания топливных газов необходима их очистка от CO_2 . Кроме увеличения теплоты сгорания, удаление CO_2 приводит к снижению затрат на транспортировку и предохраняет трубопроводы от коррозии. Полная очистка топливных газов от CO_2 способна значительно повысить их теплотворную способность.

Ключевые слова: биомасса, доломит, пиролиз, углекислый газ, карбонизация, кинетика, механизм реакции, энергия активации, предэкспонента

Для цитирования: Василевич, С. В. Расчетно-экспериментальное исследование сорбции углекислого газа с применением доломита / С. В. Василевич, С. О. Стойко, К. К. Кадирбекова // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2026. Т. 69, № 4. С. 342–355. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-342-355>

Адрес для переписки

Василевич Сергей Владимирович
Белорусская государственная академия авиации
ул. Уборевича, 77,
220096, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 249-97-65
svasilevich@yandex.ru

Address for correspondence

Vasilevich Sjarhei V.
Belarusian State Academy of Aviation
77, Uborevich str.,
220096, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 249-97-65
svasilevich@yandex.ru

Computational and Experimental Study of Carbon Dioxide Sorption Using Dolomite

S. V. Vasilevich¹⁾, S. O. Stoiko¹⁾, K. K. Kadirbekova²⁾

¹⁾Belarusian State Academy of Aviation (Minsk, Republic of Belarus),

²⁾Tashkent State Transport University (Tashkent, Republic of Uzbekistan)

Abstract. Nowadays, such areas of biomass processing as pyrolysis, gasification, and liquefaction continue to be improved in industrialized countries. Among modern technologies for the energy use of plant biomass, thermochemical conversion by pyrolysis is the most versatile, efficient, and cost-effective. A promising area for the development of the energy sector in the Republic of Belarus is the widespread use of wood biofuels, while the most promising one is oxygen-free thermochemical conversion of biomass. The development and implementation of new energy-efficient equipment for the thermochemical conversion of wood biomass will provide a reduction of energy dependence and mitigate of the negative impact of the country's energy sector on the environment. The use of it in an amount not exceeding its annual increase is neutral with respect to carbon dioxide emissions into the atmosphere, which contributes to reducing emissions of this greenhouse gas, and therefore corresponds to the solution of preventing an environmental catastrophe on the planet. Pyrolysis makes it possible to obtain high-quality, environmentally friendly solid, liquid and gaseous fuels from almost any raw material containing organic hydrocarbon components. One of the significant disadvantages of the thermochemical conversion of biomass is the formation of large amount of carbon dioxide, which under certain conditions can account for up to 50 % of the volume of the gas being obtained. This results in a low calorific value of the thermochemical conversion products, significantly reducing the efficiency of the process. Biomass is a neutral fuel in terms of the CO₂ balance in nature. However, to increase the specific heat of combustion of fuel gases, CO₂ removal is necessary. In addition to increasing the heat of combustion, CO₂ removal reduces transportation costs and protects pipelines from corrosion. Complete CO₂ removal from fuel gases can significantly increase their calorific value.

Keywords: biomass, dolomite, pyrolysis, carbon dioxide, carbonization, kinetics, reaction mechanism, activation energy, pre-exponential factor

For citation: Vasilevich S. V., Stoiko S. O., Kadirbekova K. K. (2026) Computational and Experimental Study of Carbon Dioxide Sorption Using Dolomite. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 69 (4), 342–355 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-342-355>

Введение

Топливные газы, полученные путем пиролиза биомассы, могут существенно отличаться по своим параметрам в зависимости от условий протекания процесса [1, 2]. Как известно, с ростом температуры процесса пиролиза увеличивается выход газообразных продуктов, что наряду с падением теплотворной способности газов приводит к существованию некоторого оптимального температурного режима. В то же время очистка пиролизных газов от CO₂ может повысить их теплотворную способность до теплотворной способности природного газа, что в свою очередь позволит использовать уже существующие тепловые машины для выработки электрической и тепловой энергии.

В настоящее время существует ряд способов удаления CO₂, которые традиционно использовали для повышения качества отходящих (топочных) газов и в процессах очистки в промышленном производстве аммиака и водорода. В промышленности нашли применение следующие способы удаления углекислого газа: химическое растворение, физическое растворе-

ние, поглощение с образованием карбонатов, адсорбция, разделение на мембранах, криогенные технологии [3].

Результаты экспериментальных исследований специалистов разных стран позволяют заключить, что данную проблему можно решить путем связывания CO_2 по реакции $\text{CO}_2 + \text{CaO} = \text{CaCO}_3$ с использованием природных доломитов в качестве источника CaO [4–8].

Доломит является ископаемым минеральным сырьем, используемым в цементной промышленности, химическом производстве как сорбент и катализатор при очистке топливных газов [9–13]. Последнее применение доломита в настоящее время вызывает повышенный интерес у энергетиков, поскольку загрязненность генераторных газов является основным препятствием на пути создания дешевых и эффективных когенерационных установок [12–14].

Республика Беларусь располагает большими запасами растительной биомассы [15] и природных доломитов [16], что способствует производству топлива для двигателей внутреннего сгорания и других тепловых машин с применением технологий термохимической конверсии биомассы. Как известно, природный доломит является минералом двойного карбоната $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, содержащим также примеси свободного карбоната кальция CaCO_3 , окислов железа, алюминия и других элементов [17]. В процессе выдержки доломита на протяжении примерно 30 мин и выше при температуре порядка 1000 К происходят полное разложение (отжиг) соединений $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ и CaCO_3 с выходом CO_2 в газовую фазу и, следовательно, превращение исходного сырья в смесь оксидов кальция, магния, железа, алюминия и т. д. [18].

Кинетика реакции взаимодействия CO_2 с отожженным доломитом зависит от размера и состава его частиц, условий отжига, проведения исследования и других факторов. Невозможность напрямую применять технологии по связыванию CO_2 доломитом, разработанные в других странах, требует экспериментального изучения собственных природных доломитов. Последнее и определяет актуальность как разработки технологий термохимической конверсии биомассы, так и технологий по очистке полученных продуктов от CO_2 , что в свою очередь указывает на важность исследования кинетики взаимодействия диоксида углерода и оксида кальция.

В настоящей работе приведены результаты экспериментальных исследований карбонизации отожженного доломита путем сорбции CO_2 из пиролизных газов, полученных при термохимической конверсии древесной биомассы.

Цель работы – разработка модели сорбции CO_2 отожженным доломитом и определение механизмов и макрокинетических характеристик реакций поглощения и выделения CO_2 из доломита.

Метод экспериментального исследования

Опыты по кинетике реакции взаимодействия CO_2 с отожженным доломитом проводились на экспериментальной установке (рис. 1), включающей баллон 1 с азотом, пиролизный реактор 2, фильтр 4, конденсатор 5 и камеру 8 очистки пиролизных газов от CO_2 .

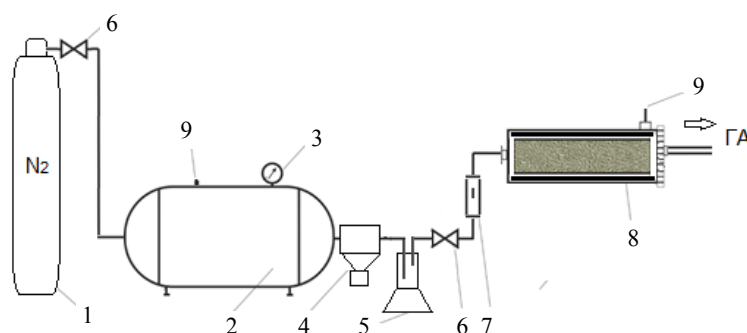


Рис. 1. Схема экспериментальной установки по исследованию сорбции CO_2 отожженным доломитом: 1 – баллон с азотом; 2 – пиролизный реактор; 3 – манометр; 4 – фильтр; 5 – конденсатор; 6 – регулировочный вентиль; 7 – ротаметр; 8 – камера очистки пиролизного газа от CO_2 ; 9 – термопара

Fig. 1. Diagram of the experimental setup for studying CO_2 sorption by annealed dolomite: 1 – nitrogen cylinder; 2 – pyrolysis reactor; 3 – pressure gauge; 4 – filter; 5 – condenser; 6 – regulating valve; 7 – rotameter; 8 – CO_2 removal chamber for pyrolysis gas purification; 9 – thermocouple

Пиролизный реактор оснащен электрическим нагревателем, позволяющим поддерживать температуру в реакторе до 1273 К. Для контроля температур на реактор установлена термопара, подключенная к измерителю-регулятору температур «Сосна-002» 4, обеспечивающие возможность работы при измерении температур до 1373 К с точностью до $\pm 0,01$ К. Для контроля давления имеется манометр.

Камера представляет собой две цилиндрические емкости с различными диаметрами, расположенные соосно. Диаметр внутреннего цилиндра 80 мм, внешнего – 135 мм. Длина внутреннего цилиндра 200 мм, наружного – 250 мм. Торцевые поверхности внутреннего цилиндра представляют собой сетку из нержавеющей стали размером ячеек 1 мм. Во внутренний цилиндр засыпается отожженный доломит. Высота слоя засыпки составляет 500 мм, толщина – 120 мм. Камера 8 оснащена электрическим нагревателем (располагается между внутренним и наружным цилиндрами) и термопарой 9 для поддержания и контроля необходимых температурных режимов.

Содержание CO_2 в пиролизном газе на выходе из камеры 8 измерялось с помощью газоанализатора «Дэкос» 5, позволяющего измерять состав газовых смесей, температуру, давление, скорость течения, объемный расход с относительной погрешностью концентраций отдельных компонентов ± 5 %, температуры ± 2 К, давления ± 1 отн. %, скорости потока $\pm 0,01$ м/с. Расход пиролизных газов измерялся при помощи ротаметра 7 типа РМ (ГОСТ 13045–81).

Вход камеры соединялся с подводящим каналом, по которому из пиролизного реактора через фильтр и конденсатор поступал пиролизный газ.

В качестве сырья для получения пиролизных газов использовалась древесная щепка (береза) с размером частиц $17 \times 8 \times 6$ мм при атмосферном давлении, различных температурах и времени пиролиза. Влажность древесины составляет 14,2 %. Плотность древесины $506,4 \text{ кг/м}^3$, зольность 0,23 %.

Влажность определялась с помощью влагомера «Фауна-М» (изготовитель ООО «Лента», РФ).

Доломит использовался в виде щебня размером около 5 мм, предварительно отожженного при температуре 1273 К в течение 2 ч.

В ходе экспериментов температуры в пиролизном реакторе и в камере очистки пиролизного газа от CO_2 выдерживались одинаковыми (823, 873, 973, 1023, 1073, 1103 и 1143 К). Пиролизный реактор и камера очистки выводились на требуемый температурный режим с помощью электрических нагревателей, при этом реактор и камера оставались пустыми. Затем реактор загружался древесным сырьем – примерно 1,5 кг. С помощью вентилей и ротаметра выставлялся постоянный расход газа (смесь пиролизного газа и азота из баллона), который составлял 10 л/ч. Расход газа контролировался и корректировался в течение всего эксперимента. Поскольку в ходе пиролиза древесины начинал выделяться пиролизный газ, а так как общий расход газовой смеси должен быть постоянным, подачу азота при этом необходимо снижать. Газовая смесь, включающая в себя пиролизный газ и азот, проходит через фильтр и конденсатор, где охлаждается и очищается от смол, потом поступает в камеру очистки. Но так как камера очистки не загружена отожженным доломитом, сорбция CO_2 не происходит. После камеры очистки газовая смесь поступает к газоанализатору, где производится непрерывный замер расхода газа и процентное содержание CO_2 .

После того как пиролиз древесины завершится (содержание CO_2 приблизится к нулю), открывали пиролизный реактор и выгружали твердые остатки (уголь). Далее в камеру очистки загружали отожженный доломит (около 2 кг), а в пиролизный реактор – древесное сырье (1,5 кг). Эксперимент повторяли в присутствии отожженного доломита.

Результаты и обсуждение

Графики изменения процентного содержания CO_2 в составе газовой смеси по времени для температур 823, 873, 973, 1023, 1073, 1103 и 1143 К приведены на рис. 2.

Из графиков видно, что в отсутствие доломита процентное содержание CO_2 быстро увеличивается, что соответствует началу пиролиза древесины и, как следствие, увеличению концентрации CO_2 в газовой смеси. Далее после достижения максимального значения процентной доли CO_2 снижается до тех пор, пока не достигает значений, близких к нулю. Этот момент характеризуется окончанием процесса пиролиза и выделения пиролизных газов, в составе которых есть CO_2 . Однако в присутствии отожженного доломита наблюдается снижение содержания CO_2 в смеси уже на стадии пиролиза. Кривые графиков располагаются ниже, чем графики, соответствующие аналогичным условиям, но без наличия отожженного доломита. Это указывает на сорбцию CO_2 и, как следствие, карбонизацию доломита. Однако на стадии окончания пиролиза древесины (момент «падения» кривых для случая отсутствия доломита) наблюдается увеличение содержания CO_2 в газовой смеси, затем – падение концентрации CO_2 до нуля.

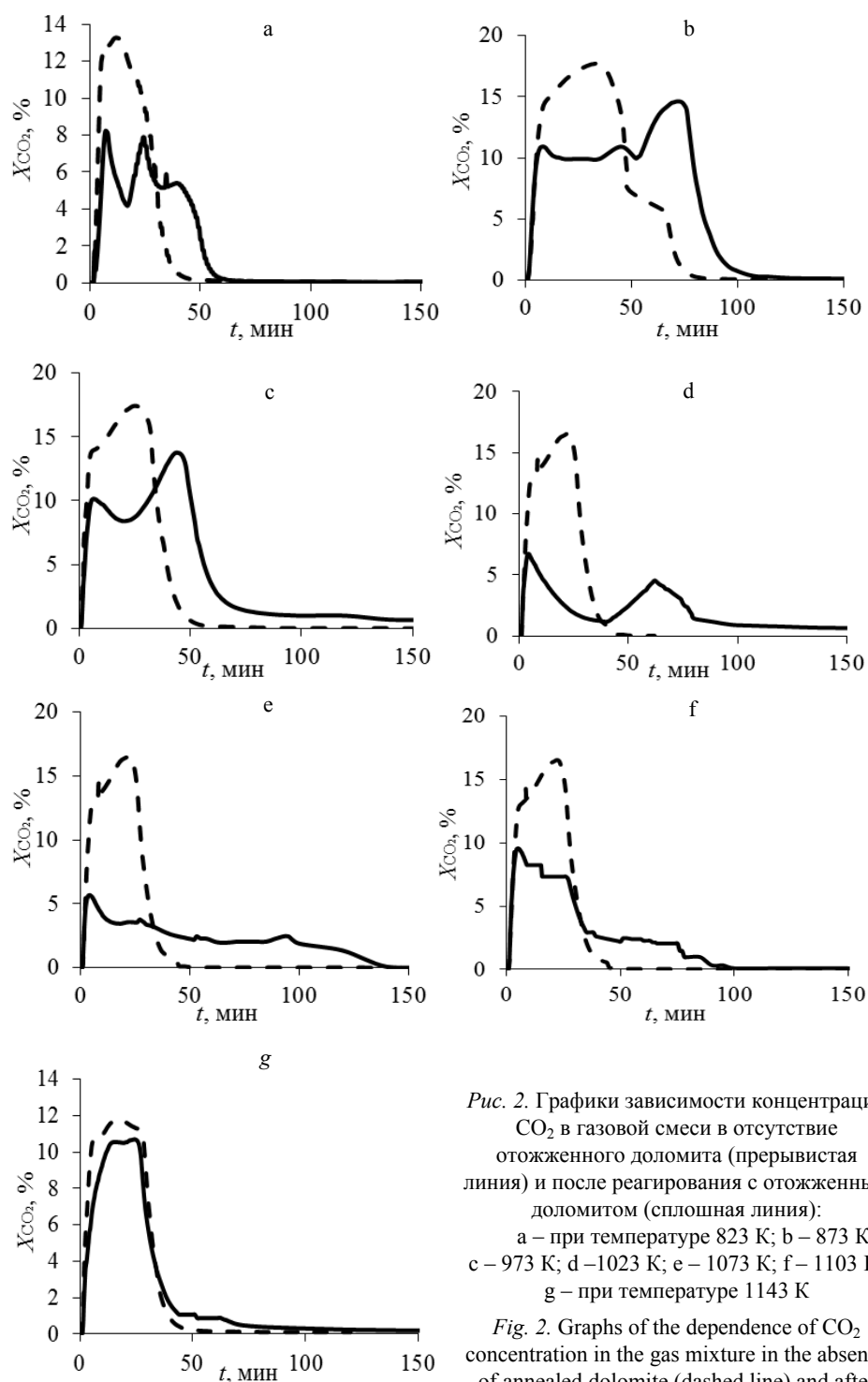


Рис. 2. Графики зависимости концентрации CO_2 в газовой смеси в отсутствие отожженного доломита (прерывистая линия) и после реагирования с отожженным доломитом (сплошная линия): а – при температуре 823 К; б – 873 К; с – 973 К; д – 1023 К; е – 1073 К; ф – 1103 К; г – при температуре 1143 К

Fig. 2. Graphs of the dependence of CO_2 concentration in the gas mixture in the absence of annealed dolomite (dashed line) and after reaction with annealed dolomite (solid line): а – at a temperature of 823 К; б – at a temperature of 873 К; с – at a temperature of 973 К; д – at a temperature of 1023 К; е – at a temperature of 1073 К; ф – at a temperature of 1103 К; г – at a temperature of 1143 К

Для анализа полученных результатов допустим, что при нагреве доломита в среде газовой смеси, содержащей CO_2 , одновременно протекают две независимые реакции:

– прямая (термическое разложение доломита) [19–21]



– обратная реакция (карбонизация CaO и MgO)



Степень завершенности прямой и обратной реакций определяется как:

$$\alpha_{\text{пр}} = \frac{m_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2} - m_t}{m_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2} - m_{\text{CaOMgO}}}; \quad (1)$$

$$\alpha_{\text{обр}} = \frac{m_t - m_{\text{CaOMgO}}}{m_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2} - m_{\text{CaOMgO}}}. \quad (2)$$

Здесь m_t – масса доломита к моменту времени t , кг; $m_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2}$ – то же доломита до отжига, кг; m_{CaOMgO} – то же полностью отожденного доломита, кг,

$$m_{\text{CaOMgO}} = \frac{\mu_{\text{CaOMgO}}}{\mu_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2}} m_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2}, \quad (3)$$

$\mu_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2}$ – молекулярная масса исходного доломита, кг/моль; μ_{CaOMgO} – то же отожденного доломита, кг/моль.

В процессе протекания прямой реакции происходит выделение CO_2 и, как следствие, повышение концентрации CO_2 в газовой смеси, обратной реакции – поглощение CO_2 из газовой смеси с уменьшением концентрации CO_2 в газе.

Если скорость разложения ограничивается кинетикой двух независимых химических процессов (1), (2), то изменение массы компонентов описывается уравнениями:

$$\frac{dm_{(1)}}{dt} = \frac{d\alpha_{\text{пр}}}{dt} (m_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2} - m_{\text{CaOMgO}}); \quad (4)$$

$$\frac{dm_{(2)}}{dt} = \frac{d\alpha_{\text{обр}}}{dt} (m_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2} - m_{\text{CaOMgO}}). \quad (5)$$

Значение $dm_{(1)}/dt$ соответствует изменению массы твердого компонента ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2 + \text{CaO} + \text{MgO}$) и равно массе CO_2 , выделенной из доломита в единицу времени, кг/мин.

Значение $dm_{(2)}/dt$ равно массе CO_2 , поглощенного доломитом из газовой смеси в единицу времени, кг/мин.

Тогда концентрацию CO_2 в газовой смеси определим по формуле

$$X_{\text{CO}_2} = X_{\text{CO}_2}^0 + \frac{1}{G_r} \cdot \left[\frac{dm_{(1)}}{dt} - \frac{dm_{(2)}}{dt} \right] \cdot 100 \%, \quad (6)$$

где $X_{\text{CO}_2}^0$ – концентрация CO_2 в газовой смеси до реакции с доломитом (в данном случае $X_{\text{CO}_2}^0$ – концентрация CO_2 в газовой смеси, полученной

в ходе эксперимента без участия доломитовой засыпки в камере очистки), %; G_r – массовый расход газовой смеси, кг/мин.

Так как доломит предварительно был отожжен, темп протекания прямой реакции напрямую зависит от степени завершенности обратной реакции. Тогда уравнение (6) с учетом выражений (4) и (5) можно записать следующим образом:

$$X_{\text{CO}_2} = X_{\text{CO}_2}^0 + \frac{(m_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2} - m_{\text{CaOMgO}}) \left(\alpha_{\text{обр}} \frac{d\alpha_{\text{пр}}}{dt} - \frac{d\alpha_{\text{обр}}}{dt} \right)}{G_r} \cdot 100 \%. \quad (7)$$

В ходе анализа данных экспериментов выявлено, что наилучшим образом прямая реакция описывается моделью Аврами – Ерофеева [22–24]

$$\alpha_{\text{пр}} = 1 - \exp \left[- (k_{\text{пр}} t)^n \right], \quad (8)$$

где $k_{\text{пр}}$ – константа скорости прямой реакции, мин^{-1} ; t – время протекания реакции, мин; n – степенной показатель (в данном случае $n = 4$).

Тогда $\frac{d\alpha_{\text{пр}}}{dt}$ определяется как

$$\frac{d\alpha_{\text{пр}}}{dt} = 4k_{\text{пр}}^4 t^3 \exp \left[- (k_{\text{пр}} t)^4 \right]. \quad (9)$$

Обратная реакция описывается моделью Аврами – Ерофеева со степенным показателем $n = 2,5$:

$$\alpha_{\text{обр}} = 1 - \exp \left[- (k_{\text{обр}} t)^{2,5} \right]; \quad (10)$$

$$\frac{d\alpha_{\text{обр}}}{dt} = 2,5 k_{\text{обр}}^{2,5} t^{1,5} \exp \left[- (k_{\text{обр}} t)^{2,5} \right]. \quad (11)$$

Здесь $k_{\text{обр}}$ – константа скорости обратной реакции, мин^{-1} .

Константы скорости прямой и обратной реакций определяется по уравнению Аррениуса:

$$k_{\text{пр}} = A_{\text{пр}} \exp \left[- \frac{E_{\text{пр}}}{R \cdot T} \right]; \quad k_{\text{обр}} = A_{\text{обр}} \exp \left[- \frac{E_{\text{обр}}}{RT} \right], \quad (12)$$

где $E_{\text{пр}}$, $E_{\text{обр}}$ – энергии активации прямой и обратной реакции, Дж/моль; $A_{\text{пр}}$, $A_{\text{обр}}$ – предэкспоненты прямой и обратной реакции, мин^{-1} ; R – универсальная газовая постоянная, 8,314 Дж/(моль·К); T – температура, К.

В ходе анализа полученных экспериментальных данных определено, что $E_{\text{пр}}$ и $A_{\text{пр}}$ зависят от температуры, кроме того, $A_{\text{пр}}$ зависит от концентрации CO_2 в газовой смеси на входе в камеру очистки:

$$A_{\text{пр}} = (1 - X_{\text{CO}_2}^0) \cdot \exp [13,651 + 0,0032T]; \quad E_{\text{пр}} = 203,62T - 28438. \quad (13)$$

Это объясняется тем, что доломит представляет собой смесь магнезита и кальцита. В области температур порядка 900 К и выше магнезит пол-

ностью распадается до оксида магния и диоксида углерода [20]. А при температурах выше 900 К начинается активное разложение кальцита с образованием СаО и СО₂. Энергия активации термического разложения магнетита ниже, чем энергия активации термического разложения кальцита. Поэтому суммарные значения предэкспоненты и энергии активации доломита при низких температурах (порядка 823 К) ближе к соответствующим значениям A и E разложения магнетита, а с увеличением температуры и, как следствие, повышением доли участия кальцита в процессе разложения доломита, предэкспонента и энергия активации изменяются (увеличиваются) и стремятся к значениям, соответствующим реакции разложения кальцита.

Ранее было определено, что энергия активации магнетита, входящего в состав доломита, составляет 142700 Дж/моль, а энергия активации кальцита – 203000 Дж/моль [25, 26]. Эти значения хорошо согласуются с расчетными значениями энергии активации, полученными по формуле (13). Так, при температуре 823 К энергия активации разложения доломита равна 138000 Дж/моль, а при 1143 К – 201500 Дж/моль.

Для случая обратной реакции на значение предэкспоненты значительно влияет концентрация СО₂ в газовой смеси на входе в камеру очистки, в то время как влияние температуры незначительно:

$$A_{\text{обр}} = X_{\text{CO}_2}^0 \cdot 9,36.$$

Значения энергий активации обратной реакции $E_{\text{обр}}$ не зависят от температуры и равны 32000 Дж/моль

Это согласуется со значениями энергии активации, установленными авторами исследования [27], а также другими исследователями [28, 29]. По данным [28], энергия активации обратной реакции на стадии, контролируемой химическим взаимодействием СО₂ и СаО, составляет 31,78 кДж/моль. Это значение авторы [28] получили на основании экспериментальных исследований, выполненных в области 773–1123 К. Авторы [29] изучали процесс карбонизации СаО в области 773–873 К и определили значение энергии активации обратной реакции (30,2 кДж/моль) на стадии, контролируемой химическим взаимодействием.

Подставив уравнения (8)–(14) в (7), получим выражение для расчета концентрации СО₂ в газовой смеси

$$\begin{aligned} X_{\text{CO}_2} = X_{\text{CO}_2}^0 + \frac{m_{\text{CaOMgO}}}{G_r} \left(\frac{\mu_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2}}{\mu_{\text{CaOMgO}}} - 1 \right) \times \\ \times \left[\left(1 - \exp \left[- (k_{\text{обр}} t)^{2,5} \right] \right) 4k_{\text{пр}}^4 t^3 \exp \left[- (k_{\text{пр}} t)^4 \right] - \right. \\ \left. - 2,5k_{\text{обр}}^{2,5} t^{1,5} \exp \left[- (k_{\text{обр}} t)^{2,5} \right] \right] \cdot 100 \%. \end{aligned} \quad (14)$$

На рис. 3 приведены сравнительные графики изменения концентрации СО₂, полученные экспериментальным и расчетным путем. Видно, что кривые, полученные расчетным путем с помощью предложенной модели, хорошо согласуются с результатами экспериментов. Отсутствие сглаженно-

сти расчетных графиков (в сравнении с экспериментальными) объясняется небольшими изменениями расхода $X_{\text{CO}_2}^0$ газовой смеси, исключить которые в ходе эксперимента не было возможности.

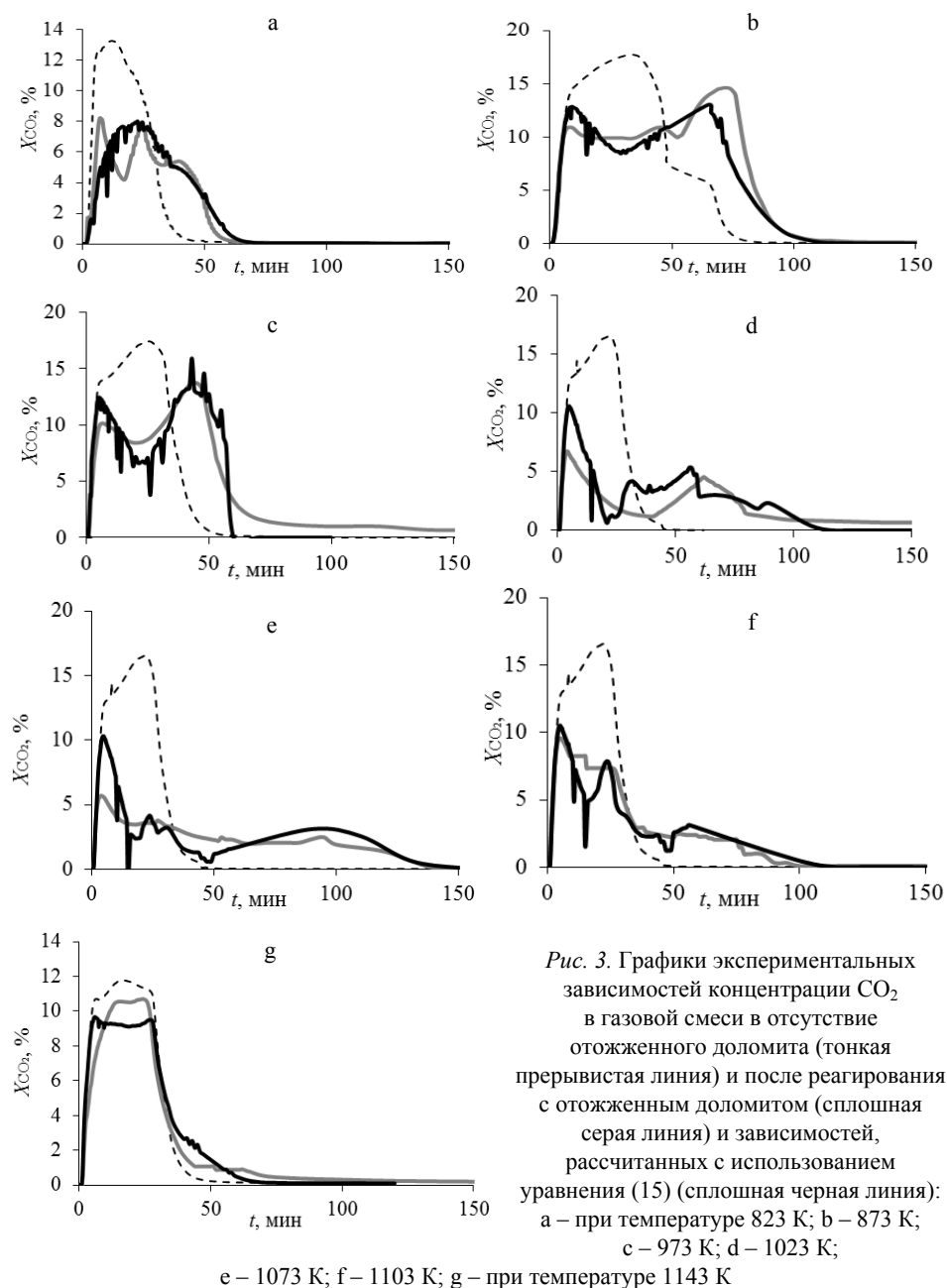


Fig. 3. Graphs of experimental dependences of CO_2 concentration in the gas mixture in the absence of annealed dolomite (thin dashed line) and after reaction with annealed dolomite (solid gray line) as well as dependences calculated using equation (15) (solid black line): а – at a temperature of 823 K; б – 873 K; с – 973 K; д – 1023 K; е – 1073 K; ф – 1103 K; г – at a temperature of 1143 K

В то же время одновременный учет прямой и обратной реакций, а также влияние температур и состава исходной газовой смеси на макрокинетические параметры приводит к результату расчета процентного содержания CO_2 , делая его качественно достоверным.

ВЫВОДЫ

1. Выполнено расчетное и экспериментальное исследование процесса сорбции углекислого газа с применением отожженного доломита. Получены новые экспериментальные данные кинетики прямой $\text{CaO} + \text{MgO} + 2\text{CO}_2 = \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ и обратной $\text{CaO} + \text{MgO} + 2\text{CO}_2 = \text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ реакций, выполненных в изотермических условиях при температурах 823, 873, 973, 1023, 1073, 1103 и 1143 К.
2. Установлено, что кинетика прямой и обратной реакций описывается моделью Аврами – Ерофеева и характеризуется наличием типичных для гетерогенных процессов периодов, таких как индукция, ускорение и замедление.
3. Определены макрокинетические параметры первичной и вторичной реакций. Показано, что для малых температур параметры первичной реакции близки к значениям, характерным для реакции термического разложения магнезита, а для высоких температур – термического разложения кальцита.
4. Полученные в настоящем исследовании результаты обладают практической значимостью, так как могут быть включены в различные методики расчета сорбционно-каталитических систем очистки газа на основе доломита, повышая достоверность описания процесса и качество прогнозирования его параметров. При этом нельзя игнорировать то обстоятельство, что переход к аппаратурному оформлению технологического процесса очистки генераторного газа требует не только знаний о реакции материала на те или иные воздействия, но и адекватной модели функционирования аппарата.

ЛИТЕРАТУРА

1. Косивцов, Ю. Ю. Современные каталитические методы получения энергии из возобновляемого сырья и органических отходов / Ю. Ю. Косивцов, Э. М. Сульман // Катализ в промышленности. 2006. № 2. С. 49–56.
2. Bridgwater, A. V. Review of fast pyrolysis and product upgrading / A. V. Bridgwater // Biomass and bioenergy. 2012. Vol. 38. P. 68–94. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.01.048>
3. Поглощение CO_2 : традиционные подходы и современные методы, основанные на использовании ионных жидкостей / Е. И. Привалова, П. Мяки-Арвела, Д. Ю. Мурзин, Ю.-П. Миккола // Успехи химии. 2012. Т. 81, № 5. С. 435–457.
4. Stendardo, S. Carbon Dioxide Capture with Dolomite: a Model for Gas-Solid Reaction Within the Grains of a Particulate Sorbent / S. Stendardo, P. U. Foscolo // Chemical Engineering Science. 2009. Vol. 64, No 10. P. 2343–2352. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2009.02.009>
5. Hot gas Cleaning and Upgrading with a Calcined Dolomite Located Downstream A Biomass Fluidized Bed Gasifier Operating with Steam-Oxygen Mixtures / P. Pérez, P. M. Aznar,

- M. A. Caballero [et al.] // *Energy and Fuels*. 1997. Vol. 11, № 6. P. 1194–1197. <https://doi.org/10.1021/ef970046m>
6. Catalytic hot Gas Cleaning of Gasification Gas / P. Simell, E. Kurkela, P. Ståhlberg, J. Hepola // *Catalysis Today*. 1996. Vol. 27, No 1–2. P. 55–62. [https://doi.org/10.1016/0920-5861\(95\)00172-7](https://doi.org/10.1016/0920-5861(95)00172-7)
 7. Orio, A. Performance of Different Dolomites on Hot Raw Gas Cleaning from Biomass Gasification with Air / A. Orio, J. Corella, I. Narvaez // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 1996. Vol 36, Iss. 9. P. 3800–3808. <https://doi.org/10.1021/ie960810c>
 8. Biomass gasification: Produced Gas Upgrading by In-Bed Use of Dolomite / A. Olivares, M. P. Aznar, M. A. Caballero [et al.] // *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 1997. Vol. 36, No 12. P. 5220–5226. <https://doi.org/10.1021/ie9703797>
 9. Preparation and Characterization of Malaysian Dolomites as a Tar Cracking Catalyst in Biomass Gasification Process / M. A. A. Mohammed, I. A. Salmiaton, I. W. A. K. Wan Azlina [et al.] // *Journal of Energy*. 2013. Vol. 2013. Art. ID 791582. <https://doi.org/10.1155/2013/791582>
 10. Steam gasification of apricot stones with olivine and dolomite as downstream catalysts / Z. Hu, S. Xu, S. Li [et al.] // *Fuel Processing Technology*. 2006. Vol. 87, No 5. P. 375–382. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2005.07.008>
 11. Effects of Chinese Dolomites on tar Cracking in Gasification of Birch / Q. Z. Yu, C. Brage, T. Nordgreen, K. Sjoström // *Fuel*. 2009. Vol. 88, No 10. P. 1922–1926. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2009.04.020>
 12. Доброго, К. В. Макрокинетические модели термического разложения доломита для расчета сорбционных систем газогенераторов / К. В. Доброго // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2015. № 5. С. 51–59.
 13. Catalytic Tar Decomposition of biomass Pyrolysis Gas with a combination of Dolomite and Silica / C. Myren, C. Hornell, E. Bjornbom, K. Sjoström // *Biomass and Bioenergy*. 2002. Vol. 23, No 3. P. 217–237. [https://doi.org/10.1016/S0961-9534\(02\)00049-1](https://doi.org/10.1016/S0961-9534(02)00049-1)
 14. Han, J. The Reduction and Control Technology of Tar During Biomass Gasification / Pyrolysis: an Overview / J. Han, H. Kim // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2008. Vol. 12, No 2. P. 397–416. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.07.015>
 15. Ковалевич, А. И. Лесные ресурсы как возобновляемый энергетический потенциал Беларуси / А. И. Ковалевич // *Возобновляемые источники энергии: потенциал, достижения, перспективы: материалы Междунар. семинара экспертов (Минск, 22–24 февр. 2011 г.)* / под ред. А. А. Михалевича. Минск: Беларуская навука, 2011. С. 101–114.
 16. Полезные ископаемые Беларуси: к 75-летию БелНИГРИ / редкол.: П. З. Хомич [и др.]. Минск: Адукацыя і выхаванне, 2002. С. 395–398.
 17. Горная энциклопедия / под ред. Е. А. Козловского. М.: Сов. энцикл., 1984. Т. 1. С. 172.
 18. Сорбент на основе природного доломита для извлечения радионуклидов кобальта / А. И. Ратько, А. И. Иванец, И. О. Сахар [и др.] // *Радиохимия*. 2011. Т. 53, № 6. С. 534–537.
 19. McIntosh, R. M. The thermal decomposition of dolomite / R. M. McIntosh, J. H. Sharp, F. W. Wilburn. *Thermochimica Acta*. 1990. Vol. 165, No 2. P. 281–296. [https://doi.org/10.1016/0040-6031\(90\)80228-q](https://doi.org/10.1016/0040-6031(90)80228-q)
 20. Белоусов, М. В. Обоснование технологии силикотермического получения магния из уральского доломитового сырья: автореф. дис. ... канд. техн. наук: 05.16.02 / М. В. Белоусов; Уральский федеральный университет имени Б. Н. Ельцина. Екатеринбург, 2013. 24 с.
 21. Beruto, D. T. Solid Products and Rate-Limiting Step in the Thermal Half Decomposition of Natural Dolomite in CO₂(g) Atmosphere / D. T. Beruto, R. Vecchiattini, M. Giordani // *Thermochimica Acta*. 2003. Vol. 405. P. 183–194. [https://doi.org/10.1016/S0040-6031\(03\)00190-4](https://doi.org/10.1016/S0040-6031(03)00190-4)
 22. Vyazovkin, S. Model-Free and Model-Fitting Approaches to Kinetic Analysis of Isothermal and Nonisothermal Data / S. Vyazovkin, C. A. Wight // *Thermochimica Acta*. 1999. Vol. 340–341. P. 53–68. [https://doi.org/10.1016/S0040-6031\(99\)00253-1](https://doi.org/10.1016/S0040-6031(99)00253-1)
 23. Han, Yu. Theoretical Study of Thermal Analysis Kinetics: Theses and Dissertations / Yu. Han. Lexington. Kentuki. USA, 2014. URL: https://uknowledge.uky.edu/me_etds/35/

24. Ebrahimi-Kahrizsangi, R. Evaluation of Realibity of Coats-Redfern Method for Kinetic Analysis of Non-Isothermal TGA / R. Ebrahimi-Kahrizsangi, M. H. Abbasi // Transactions of Non-ferrous Metals Society of China. 2008. Vol. 18. P. 217–221. [https://doi.org/10.1016/s1003-6326\(08\)60039-4](https://doi.org/10.1016/s1003-6326(08)60039-4)
25. Экспериментальное исследование кинетики термического разложения белорусских доломитов / М. В. Малько, С. В. Василевич, В. Н. Богач, Д. В. Дегтерев // Весці Нацыянальнай акадэміі навук Беларусі. Сер. фіз.-тэхн. навук. 2015. № 1. С. 95–101.
26. Kinetic study of the Thermal Decomposition of Calcium Carbonate by Isothermal Methods of Analysis / I. Halikia, L. Zoumpoulakis, E. Christodoulou, D. Prattis // European Journal of Mineral Processing and Environmental Protection. 2001. Vol. 1, No 2. P. 89–102.
27. Экспериментальное исследование кинетики карбонизации оксида кальция в изотермических условиях / М. В. Малько, С. В. Василевич, В. Н. Богач, Д. В. Дегтерев // Весці Нацыянальнай акадэміі навук Беларусі. Сер. фіз.-тэхн. навук. 2016. № 2. С. 66–73.
28. Rashidi, N. F. Kinetic Model of Firing and Carbonization of Anadar Granoz / N. F. Rashidi, M. Mohamed, S. Yusup // International Journal of Renewable Energy Research-IJRER. 2012. Vol. 2, No 3. P. 497–503.
29. Wu, S. F. A Kinetic Model of Nano-CaO Reactions with CO₂ in a Sorption Complex Catalyst / S. F. Wu, P. Q. Lan // AIChE Journal. 2012. Vol. 58, No 5. P. 1570–1577. <https://doi.org/10.1002/aic.12675>

Поступила 10.12.2025 Подписана в печать 14.02.2026 Опубликовано онлайн 31.07.2026

REFERENCES

1. Kosivtsov Yu. Yu., Sulman E. M. (2006) Modern Catalytic Methods for Obtaining Energy from Renewable Raw Materials and Organic Waste. *Kataliz v promyshlennosti = Catalysis in industry*, (2), 49–56 (in Russian).
2. Bridgwater A. V. (2012) Review of Fast Pyrolysis and Product Upgrading. *Biomass and Bioenergy*, 38, 68–94. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2011.01.048>
3. Privalova E., Mäki-Arvela P., Murzin, D. Y., Mikkola J. P. (2012) Capturing CO₂: Conventional versus Ionic-Liquid Based Technologies. *Russian Chemical Reviews*, 81 (5), 435–457. <https://doi.org/10.1070/rc2012v081n05abeh004288>
4. Stendardo S., Foscolo P. U. (2009) Carbon Dioxide Capture with Dolomite: A Model for Gas–Solid Reaction within the Grains of a Particulate Sorbent. *Chemical Engineering Science*, 64 (10), 2343–2352. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2009.02.009>
5. Pérez P., Aznar P., Caballero M.A., Gil J., Martín J.A., Corella J. (1997) Hot Gas Cleaning and Upgrading with a Calcined Dolomite Located Downstream a Biomass Fluidized Bed Gasifier Operating with Steam-Oxygen Mixtures. *Energy & Fuels*, 11 (6), 1194–1203. <https://doi.org/10.1021/ef970046m>
6. Simell P., Kurkela E., Ståhlberg P., Hepola J. (1996) Catalytic Hot Gas Cleaning of Gasification Gas. *Catalysis Today*, 27(1–2), 55–62. [https://doi.org/10.1016/0920-5861\(95\)00172-7](https://doi.org/10.1016/0920-5861(95)00172-7)
7. Orío A., Corella J., Narváez I. (1997) Performance of Different Dolomites on Hot Raw Gas Cleaning from Biomass Gasification with Air. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 36 (9), 3800–3808. <https://doi.org/10.1021/ie960810c>
8. Olivares A., Aznar M. P., Caballero M. A., Gil J., Francés E., Corella J. (1997). Biomass Gasification: Produced Gas Upgrading by In-Bed Use of Dolomite. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 36 (12), 5220–5226. <https://doi.org/10.1021/ie9703797>
9. Mohammed M. A. A., Salmiaton A., Wan Azlina W. A. K. G., Mohamad Amran M. S., Taufiq-Yap Y. H. (2013) Preparation and Characterization of Malaysian Dolomites as a Tar Cracking Catalyst in Biomass Gasification Process. *Journal of Energy*, 2013, 791582. <https://doi.org/10.1155/2013/791582>
10. Hu G., Xu S., Li S., Xiao C., Liu S. (2006) Steam Gasification of Apricot Stones with Olivine and Dolomite as Downstream Catalysts. *Fuel Processing Technology*, 87 (5), 375–382. <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2005.07.008>

11. Yu Q.-Z., Brage C., Nordgreen T., Sjöström K. (2009). Effects of Chinese Dolomites on Tar Cracking in Gasification of Birch. *Fuel*, 88 (10), 1922–1926. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2009.04.020>
12. Dobrego K. V. (2015) Dolomite Thermal-Decomposition Microkinetic Models for Evaluation of the Gasgenerators Sorbent Systems. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (5), 51–59 (in Russian).
13. Myrén C., Hörnell C., Björnbom E., Sjöström K. (2002) Catalytic Tar Decomposition of Biomass Pyrolysis Gas with a Combination of Dolomite and Silica. *Biomass and Bioenergy*, 23 (3), 217–227. [https://doi.org/10.1016/S0961-9534\(02\)00049-1](https://doi.org/10.1016/S0961-9534(02)00049-1)
14. Han J., Kim H. (2008) The Reduction and Control Technology of Tar During Biomass Gasification/Pyrolysis: An Overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 12 (2), 397–416. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.07.015>
15. Kovalevich A. I. (2011) Forest Resources as a Renewable Energy Potential of Belarus. *Renewable Energy Sources: potential, achievements, prospects: Proceedings of the International Expert Seminar (Minsk, Belarus, February 22–24, 2011)*. Minsk, Bielaruskaya navuka Publ., 101–114 (in Russian).
16. Gudak S. P., Sinichkina A. M., Khomich P. Z. (eds.) (2002) *Minerals of Belarus*. Minsk, Adukatyia i vykhavanne Publ., 395–398 (in Russian).
17. Kozlovsky E. A. (ed.). (1984) *Mining Encyclopedia. Vol. 1*. Moscow, Sovetskaya entsiklopediya Publ. 172 (in Russian).
18. Rat'ko A. I., Ivanets A. I., Sakhar I. O., Davydov D. Yu., Toropova V. V., Radkevich A. V. (2011) A Sorbent Based on Natural Dolomite for Recovery of Cobalt Radionuclides. *Radiochemistry*, 53 (6), 633–637. <https://doi.org/10.1134/S1066362211060105>
19. McIntosh R. M., Sharp J. H., Wilburn F. W. (1990) The Thermal Decomposition of Dolomite. *Thermochimica Acta*, 165 (2), 281–296. [https://doi.org/10.1016/0040-6031\(90\)80228-Q](https://doi.org/10.1016/0040-6031(90)80228-Q)
20. Belousov M. V. (2013) *Justification of the Technology of Silicothermic Production of Magnesium from Ural Dolomite Raw Materials* [dissertation abstract]. Ekaterinburg, Ural Federal University named after B. N. Yeltsin. 24 (in Russian).
21. Beruto D. T., Vecchiattini R., Giordani M. (2003). Solid Products and Rate-Limiting Step in the Thermal Half Decomposition of Natural Dolomite in a CO₂(g) Atmosphere. *Thermochimica Acta*, 405 (2), 183–194. [https://doi.org/10.1016/S0040-6031\(03\)00190-4](https://doi.org/10.1016/S0040-6031(03)00190-4)
22. Vyazovkin S., Wight C.A. (1999). Model-Free and Model-Fitting Approaches to Kinetic Analysis of Isothermal and Nonisothermal data. *Thermochimica Acta*, 340–341, 53–68. [https://doi.org/10.1016/S0040-6031\(99\)00253-1](https://doi.org/10.1016/S0040-6031(99)00253-1)
23. Han Yu. (2014) *Theoretical Study of Thermal Analysis Kinetics*. Theses and Dissertations. Lexington. Kentuki. USA. Available at: https://uknowledge.uky.edu/me_etds/35/
24. Ebrahimi-Kahrizsangi R., Abbasi M. H. (2008) Evaluation of Reliability of Coats-Redfern Method for Kinetic Analysis of Non-Isothermal TGA. *Transactions of Nonferrous Metals Society of China*, 18 (1), 217–221. [https://doi.org/10.1016/S1003-6326\(08\)60039-4](https://doi.org/10.1016/S1003-6326(08)60039-4)
25. Malko M. V., Vasilevich S. V., Degterov D. V., Bohach V. N. (2015). Experimental Study of the Kinetics of Thermal Decomposition of Belarusian Dolomites. *Vestsi Natsyyanal'nai Akademii Navuk Belarusi. Seryya fizika-tekhnichnykh navuk = Proceedings of the National Academy of Sciences of Belarus. Physical-technical series*, (1), 95–101 (in Russian).
26. Halikia I., Zoumpoulakis L., Christodoulou E., Prattis D. (2001) Kinetic Study of the Thermal Decomposition of Calcium Carbonate by Isothermal Methods of Analysis. *The European Journal of Mineral Processing and Environmental Protection*, 1 (2), 89–102.
27. Malko M. V., Vasilevich S. V., Bohach V. N., Degterov D. V. (2016) Experimental Study of the Kinetics of Calcium Oxide Carbonation under Isothermal Conditions. *Vestsi Natsyyanal'nai Akademii Navuk Belarusi. Seryya fizika-tekhnichnykh navuk = Proceedings of the National Academy of Sciences of Belarus. Physical-technical series*, (2), 66–73 (in Russian).
28. Rashidi N. A., Mohamed M., Yusup S. (2012). The Kinetic Model of Calcination and Carbonation of Anadara Granosa. *International Journal of Renewable Energy Research*, 2 (3), 497–503.
29. Wu S.F., Lan P.Q. (2012) A kinetic Model of Nano-CaO Reactions with CO₂ in a Sorption Complex Catalyst. *AIChE Journal*, 58 (5), 1570–1577. <https://doi.org/10.1002/aic.12675>

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-356-369>

УДК 621.428

Оптимальные начальные параметры двухконтурных теплофикационных парогазовых установок на базе отечественных ГТУ мощностью 60–70 МВт с использованием инструментов цифрового моделирования

М. П. Мирончук¹⁾, Д. А. Трещёв¹⁾, М. А. Трещёва¹⁾, Я. А. Владимиров¹⁾,
С. О. Кравченко¹⁾

¹⁾Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
(Санкт-Петербург, Российская Федерация)

Реферат. Работа посвящена реализации актуальных планов по импортозамещению и повышению эффективности энергетической отрасли Российской Федерации. Исследование направлено на обоснование начальных параметров пара в двухконтурных теплофикационных парогазовых установках (ТПГУ) с перспективной отечественной газотурбинной установкой ГТЭ-65. В качестве критерия использован показатель относительной экономии топлива при комбинированной выработке энергии по сравнению с раздельной. На базе САПР United Cycle разработана имитационная модель для анализа влияния давления свежего пара в контурах высокого и низкого давления на эффективность ТПГУ. Модель позволяет проанализировать диапазоны давлений свежего пара для контуров: высокого давления – от 10 до 18 МПа; низкого – от 1,0 до 2,0 МПа. Установлено, что повышение давления пара в ТПГУ на базе перспективной установки ГТЭ-65 с традиционно принятых для установок конденсационного профиля 7–8 до 15–17 МПа обеспечивает суммарную относительную экономию топлива на уровне 38,0–38,1 %. Увеличение параметров пара в контуре низкого давления с традиционно принятого значения 0,5–0,8 МПа до уровня 1,3–1,5 МПа также позволяет повысить экономию топлива. Предложены практические рекомендации по использованию докритических параметров давления пара, исходя из опыта эксплуатации и технических ограничений существующего оборудования.

Ключевые слова: теплоэлектростанция, когенерационная установка, парогазовая установка, теплофикационная установка, теплофикация, относительная экономия топлива

Для цитирования: Оптимальные начальные параметры двухконтурных теплофикационных парогазовых установок на базе отечественных ГТУ мощностью 60–70 МВт с использованием инструментов цифрового моделирования / М. П. Мирончук [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2026. Т. 69, № 4. С. 356–369. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-356-369>

Адрес для переписки

Владимиров Ярослав Александрович
Санкт-Петербургский политехнический
университет Петра Великого
ул. Политехническая, 29,
195251, г. Санкт-Петербург,
Российская Федерация
Тел. +7950 024-69-54
vladim_yaa@spbstu.ru

Address for correspondence

Vladimirov Yaroslav A.
Peter the Great St. Petersburg Polytechnic
University
29, Polytechnicheskaya str.,
195251, Saint Petersburg,
Russian Federation
Tel.: +7950 024-69-54
vladim_yaa@spbstu.ru

Optimal Initial Parameters of Double-Circuit Combined-Cycle Heating Plants Based on Domestic Gas Turbine Units with a Capacity of 60–70 MW Using Digital Modeling Tools

M. P. Mironchuk¹⁾, D. A. Treshchev¹⁾, M. A. Treshcheva¹⁾, Y. A. Vladimirov¹⁾,
S. O. Kravchenko¹⁾

¹⁾Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University
(Saint Petersburg, Russian Federation)

Abstract. The work is devoted to the implementation of current plans for import substitution and improving the efficiency of the energy sector of the Russian Federation. The study aims to substantiate the initial steam parameters in double-circuit combined-cycle heating plants with a promising domestic gas turbine installation GTE-65. The indicator of relative fuel savings in combined energy generation in comparison with separate energy generation was used as a criterion. A simulation model for analyzing the effect of fresh steam in high- and low-pressure circuits on the efficiency of double-circuit combined-cycle heating plants has been developed on the basis of United Cycle CAD. The model allows analyzing the pressure ranges of fresh steam for circuits: for the high-pressure circuit – from 10 to 18 MPa; for the low-pressure one – from 1.0 to 2.0 MPa. It has been established that increasing the steam pressure in the double-circuit combined-cycle heating plants based on the promising GTE-65 installation from the traditionally accepted 7–8 MPa for condensation profile installations to 15–17 MPa provides a total relative fuel saving of 38.0–38.1 %. An increase in steam parameters in the low-pressure circuit from the traditional value of 0.5–0.8 to the level of 1.3–1.5 MPa also makes it possible to improve fuel savings. Practical recommendations on the use of subcritical steam pressure parameters are proposed, based on operational experience and taking into account technical limitations of existing equipment.

Keywords: thermal power plant, cogeneration plant, combined-cycle plant, heating plant, heating system, relative fuel savings

For citation: Mironchuk M. P., Treshchev D. A., Treshcheva M. A., Vladimirov Y. A., Kravchenko S. O. (2026) Optimal Initial Parameters of Double-Circuit Combined-Cycle Heating Plants Based on Domestic Gas Turbine Units with a Capacity of 60–70 MW Using Digital Modeling Tools. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 69 (4), 356–369 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-356-369>

Введение

Развитие любого государства в текущих реалиях требует обеспечить стабильный и конкурентно способный топливно-энергетический комплекс (ТЭК). Для эффективного использования топлива и повышения качества производства тепловой и электрической энергии необходимо совершенствовать энергетические установки. Согласно отраслевым отчетам¹, установленная мощность энергосистемы РФ на 65 % обеспечивается мощностями тепловых электростанций (ТЭС). Одним из стратегических направлений развития генерации, использующей природный газ в качестве топлива, является совершенствование существующих и строительство новых парогазовых установок (ПГУ) на ТЭС².

Строительство новых установок или модификация старых ПГУ требует качественного обоснования используемых начальных параметров пара и структуры утилизационного контура, поскольку именно они оказыва-

¹ Отчет о функционировании энергосистемы России в 2024 г.

² Правительство Российской Федерации, распоряжение от 12 апреля 2025 г. № 908-р.

ют существенное влияние на эффективность использования топлива ПГУ утилизационного типа.

Вопросы оптимизации параметров и структуры бинарных комбинированных установок утилизационного типа широко освещались в отраслевых изданиях 1990–2000-х гг. Так, в проведенных ранее исследованиях [1] отмечается увеличение коэффициента полезного действия (КПД) на 1 % при добавлении промежуточного перегрева в парогазовой установке одного уровня давления. Усложнение структуры утилизационного контура путем увеличения количества контуров пара различного давления, генерируемого в котлах-утилизаторах, также увеличивает эффективность установки. Например, в [2] указано, что реализация двухконтурной схемы повысит КПД на 2,67 % по сравнению с одноконтурной схемой на базе идентичной ГТУ. Реализация трехконтурной установки позволяет повысить КПД на 1,68 % по сравнению с двухконтурной [3]. Авторы [4] пишут, что наиболее эффективной является трехконтурная схема с промежуточным перегревом пара, которая позволяет повысить КПД на 0,6 и 0,1 % при работе на до- и сверхкритических параметрах по сравнению с трехконтурной компоновкой.

Параметры технологической схемы также влияют на экономичность ПГУ. В статье [5] подчеркивается, что недогревы, задаваемые в поверхностях котла-утилизатора, влияют на тепловую эффективность установки и объем капитальных затрат. КПД установки находится в диапазоне от 57,98 до 57,51 % при различии капитальных затрат от 36,48 до 31,55 тыс. руб./кВт и неизменной структуре технологического процесса. Давление генерируемого пара в контурах также влияет на экономичность ПГУ и имеет свои оптимальные значения для различных компоновок. Для ПГУ с одноконтурным котлом-утилизатором термодинамически оптимальное давление свежего пара достигается в пределах от 1 до 4,5 МПа и зависит от температуры выхлопа ГТУ от 350 до 575 °С [6]. Для ПГУ с двухконтурным котлом-утилизатором термодинамически оптимальное давление увеличивается и находится в пределах 8 МПа в контуре высокого давления (ВД), в контуре низкого давления (НД) оптимальное давление достигается в пределах 0,5 МПа [7]. Для ПГУ с трехконтурным котлом-утилизатором термодинамически оптимальное давление находится в различных пределах в зависимости от температуры газов за ГТУ от 11–12 до 16–17 МПа для контура высокого давления [8]. Также продемонстрировано влияние различного количества контуров в котле-утилизаторе на эффективность ПГУ [9, рис. 4.25]. Автором показано повышение КПД на 0,02; 0,025 и 0,01 % при повышении температуры выхлопа ГТУ соответственно во всем рассматриваемом диапазоне давлений генерируемого пара.

Зарубежные исследования по оптимизации начальных параметров активно проводились в первой половине 1990-х гг. [10], и актуальным направлением на сегодняшний день является использование парогазовых установок в различных технологических производствах.

Так, в исследовании [11] показана возможность внедрения ПГУ в сталелитейное производство. В статье [12] анализируется использование парогазовой установки в технологическом цикле регазификации сжиженного природного газа. В целях интеграции ПГУ рассматриваются также техно-

логии использования биогаза [13], газификации угля [14], производства водорода [15] и др.

Особенностью отечественной энергетики является высокая доля комбинированного производства тепловой и электрической энергии. Ввиду климатических особенностей нашей страны порядка 54,37 % мощности тепловых электростанций вырабатывается в теплофикационном цикле [16]. Это позволит использовать установки теплофикационного профиля для повышения полезного эффекта.

В составе эксплуатируемых парогазовых установок в России 85 % зарубежных ГТУ [17]. С учетом возникших ограничений на предоставление сервисных услуг иностранных компаний большая часть представленных установок в ближайшее время выработает свой ресурс. Для снижения рисков, связанных с энергетической безопасностью России³, необходимо привести в соответствие технологический уровень отечественных парогазовых технологий для замены оборудования на ремонтпригодное и агрегатов с малым остатком срока службы.

В работах [18–20] показана возможность использования относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой в качестве одного из критериев эффективности установок теплофикационного профиля. В настоящей работе данный показатель использован для выбора параметров и структуры когенерационной парогазовой установки утилизационного типа на базе перспективной отечественной ГТУ среднего класса мощности.

Результатами повышения эффективности установок на базе ГТУ является экономический эффект по увеличению коэффициента топливоиспользования [21], зависящий от выбранного показателя. Также это позволит уменьшить тепловые выбросы в окружающую среду, пропорционально снижая наносимый ущерб, зависящий от эксергии уходящих газов [22]. Предполагаемые результаты полностью соответствуют основным документам, регламентирующим развитие РФ, что подтверждает актуальность исследования.

Цель работы – разработка рекомендаций по выбору наиболее эффективных начальных параметров утилизационного контура двухконтурной теплофикационной парогазовой установки (ТПГУ) на примере перспективной отечественной газотурбинной установки ГТЭ-65.

Материалы и методы

Объектом исследования выступает теплофикационная парогазовая установка на базе отечественной газотурбинной установки ГТЭ-65.

В табл. 1 приведена характеристика ГТУ для условий ISO ($t_{\text{нв}} = +15\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p_{\text{нв}} = 0,1013\text{ МПа}$; $\varphi_{\text{нв}} = 60\text{ \%}$) при работе на газообразном топливе – 100%-м метане. Параметры представлены при отсутствии потери давления на вход в компрессор и выхлопе турбины [23].

³ Указ Президента Российской Федерации от 13.05.2019 № 216.

Таблица 1

Технические характеристики ГТЭ-65
Technical specifications of GTE-65

Параметр	Значение для условий ISO
	ГТЭ-65
Мощность на клеммах турбогенератора N_3 , МВт	67,7
КПД на клеммах турбогенератора η_3 , %	36,2
Расход газов на выходе турбины G_{yx} , кг/с	195
Температура газов на выходе турбины t_4 , °C	555
Коэффициент избытка воздуха в уходящих газах	2,96

В качестве метода исследования выбран метод имитационного моделирования режимов работы энергоблока с использованием САПР United Cycle. Данное программное обеспечение позволяет проводить математическое моделирование стационарных режимов работы оборудования ТЭЦ с учетом его параметров, структуры и схем включения. Расчетная тепловая схема ТПУ-блока на базе газовой турбины ГТЭ-65, реализованная в United Cycle, представлена на рис. 1.

Имитационная модель анализируется для моноблока. Результат моделирования для рассматриваемой программы не зависит от количества ГТУ и котлов-утилизаторов, как следствие результат может быть использован и для дубль-блока.

При моделировании принято, что теплофикационная установка ПГУ рассчитана на подогрев сетевой воды от 70 до 110 °C, что без учета фактических срезов соответствует графику тепловой сети 150/70 °C с коэффициентом теплофикации $\alpha = 0,5$. Имитационное моделирование проводится для условий максимально возможного отпуска теплоты от паровой турбины при полностью закрытой диафрагме.

Проектный режим работы ГТУ соответствует среднегодовой температуре выбранного региона. Для г. Санкт-Петербурга эта температура составляет +5,6 °C согласно СП 131.13330.2020⁴. Температура сетевой воды принимается при расчетной температуре наружного воздуха для Санкт-Петербурга равной 24 °C.

Параметры, принятые постоянными при проведении расчетов, следующие:

- 1) давление в конденсаторе 6 кПа;
- 2) температура циркуляционной воды на входе в конденсатор 20 °C;
- 3) минимальная температура на входе в ГПК 65 °C.

С учетом всех вышеизложенных ограничений и допущений разрабатывался ряд моделей в программе United Cycle для определения основных параметров установки.

Параметры пара напрямую влияют на эффективность цикла, как следствие, изменение давлений свежего пара верхнего и нижнего контуров влияет на относительную экономию топлива.

⁴ СП 131.13330.2020. Свод правил. Строительная климатология. СНиП 23-01-99*.

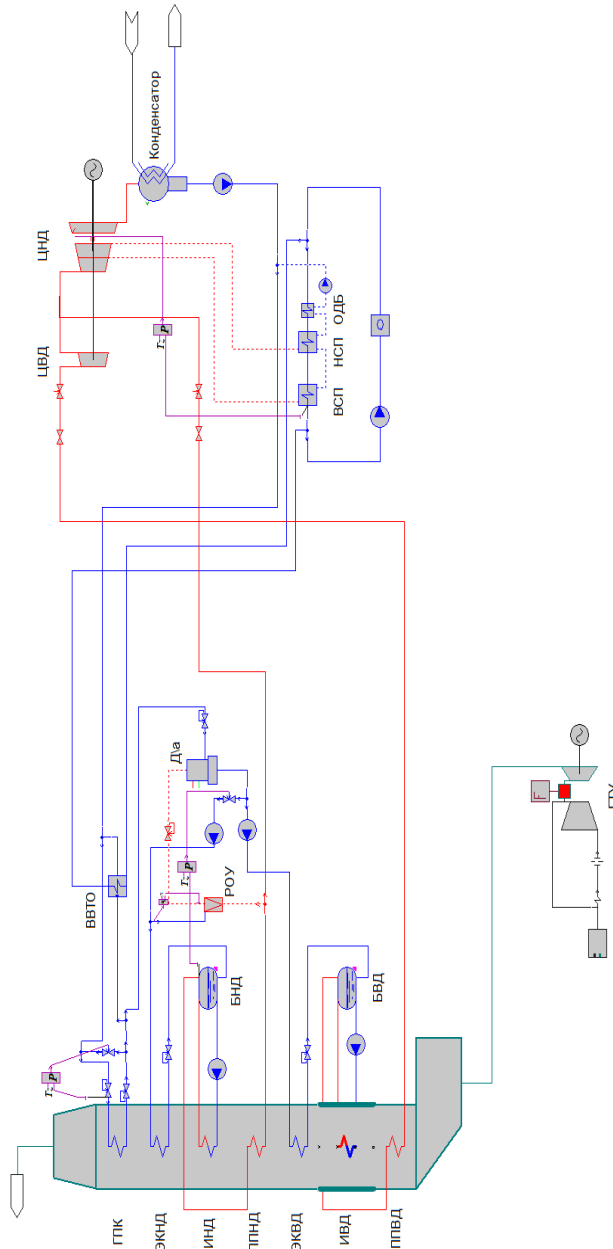


Рис. 1. Рис. 1. Тепловая схема двухконтурной теплофикационной парогазовой установки: ППВД – пароперегреватель высокого давления; ИВД – испаритель высокого давления; БВД – барабан высокого давления; ЭКВД – экономайзер высокого давления; ППНД – пароперегреватель низкого давления; ИНД – испаритель низкого давления; БНД – барабан низкого давления; ЭКНД – экономайзер низкого давления; ГПК – газовый подогреватель конденсата; ВВТО – водо-водяной теплообменник; Да – деаэрактор; РОУ – редуцирующе-охлаждающая установка; ЦВД – цилиндр высокого давления; ЦНД – цилиндр низкого давления; ВСП – верхний сетевой подогреватель; НСП – нижний сетевой подогреватель; ОДБ – охлаждающий дренажа бойлеров; ГТУ – газовая турбина

Fig. 1. Thermal diagram of a double-circuit combined-cycle gas turbine unit: ППВД – high-pressure superheater; ИВД – high-pressure evaporator; БВД – high-pressure drum; ЭКВД – high-pressure economizer; ППНД – low-pressure superheater; ИНД – low-pressure evaporator; БНД – low-pressure drum; ЭКНД – low-pressure economizer; ГПК – gas condensate heater; ВВТО – water-to-water heat exchanger; Да – deaerator; РОУ – pressure-reducing and cooling unit; ЦВД – high-pressure cylinder; ЦНД – low-pressure cylinder; ВСП – upper district heater; НСП – lower district heater; ОДБ – boiler drain cooler; ГТУ – gas turbine

Для исследования влияния давления пара в контуре высокого давления разработаны модели для давлений от 10 до 18 МПа с шагом 2 МПа для давлений пара высокого контура и от 1 до 1,4 МПа с шагом 0,2 МПа для давлений пара низкого контура. Набор моделей охватывает широкий

диапазон давлений в контуре высокого давления при различных давлениях в контуре низкого давления.

Для исследования влияния давления в контуре низкого давления смоделированы установки с низким давлением 1,8 и 2 МПа с давлением пара в высоком контуре, равным 14 МПа. Данные модели разработаны для описания широкого диапазона давлений в контуре низкого давления при постоянных давлениях в контуре высокого давления.

Блок дожигающих устройств (БДУ) в котле-утилизаторе (КУ) не учитывался. В исследовании [24] приводится обоснование экономичности установки БДУ в зависимости от КПД ГТУ. При КПД выше 34 % дожигание невыгодно, соответственно для ГТЭ-65 такое решение рассматриваться не будет.

В качестве параметра эффективности работы теплофикационной парогазовой установки в настоящем исследовании используется показатель относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой. Относительная экономия топлива позволяет оценить эффект от комбинированной выработки тепловой и электрической энергии

$$\overline{\Delta Q}_{\text{топ}} = \frac{Q_{\text{ТПГУ}} - Q_{\text{вк}} - Q_{\text{КЭС}}}{Q_{\text{вк}} + Q_{\text{КЭС}}},$$

где $Q_{\text{ТПГУ}}$ – теплота топлива, подведенная в камеру сгорания газовой турбины в энергетической установке, МВт; $Q_{\text{вк}}$, $Q_{\text{КЭС}}$ – то же, подведенная соответственно в водогрейной котельной и замещающей КЭС для отдельной выработки такого же количества продукции, как от ТПГУ, МВт.

В качестве замещающей КЭС в исследовании принята установка с КПД по производству электроэнергии 40 %, для альтернативной водогрейной котельной принята установка с КПД по производству тепловой энергии 90 %.

Данный показатель традиционно широко применялся как в условиях плановой экономики для оценки эффективности комбинированного производства тепловой и электрической энергии, так и в современных рыночных [20]. В работах [18, 19] показана связь относительной экономии топлива с абсолютными издержками производства продукции, а следовательно, и с экономической эффективностью для парогазовых ТЭЦ. Изменение параметров (давление, температура пара) и структуры утилизационного контура (наличие или отсутствие промежуточного перегрева, применение контура низкого давления и т. п.) влияет на совокупную эффективность производства продукции в парогазовой установке, а следовательно, и на относительную экономию топлива.

Результаты

Для теплофикационной ПГУ на базе перспективной установки ГТЭ-65 максимум относительной экономии топлива достигается при более высоких начальных параметрах пара, чем для аналогичной конденсацион-

ной установки. Так, при повышении параметров пара высокого давления с 7–8 МПа, оптимальных для конденсационных двухконтурных ПГУ, до 14 МПа относительная экономия топлива увеличивается на 0,7 % (рис. 2).

Увеличение начального давления пара в контуре низкого давления также смещает оптимальное давление в контуре высокого давления в большую сторону (линии 1–3 на рис. 2). Для ТПГУ на базе ГТЭ-65 при давлении в контуре низкого давления, равном 1,0 МПа, максимум относительной экономии топлива наблюдается при давлении в контуре высокого давления 15 МПа, а при 1,4 МПа достигает 17 МПа. Результаты моделирования представлены в табл. 2.

Оптимальное начальное давление пара в контуре низкого давления, при котором достигается максимум экономии топлива, также выше, чем для конденсационной установки. При фиксированных параметрах пара в контуре высокого давления для ПГУ на базе ГТЭ-65 оптимальное начальное давление пара в контуре низкого давления возрастает от 0,5 МПа для установки конденсационного профиля до 1,5–1,7 МПа (на 0,05 %) для установки теплофикационного профиля (рис. 3).

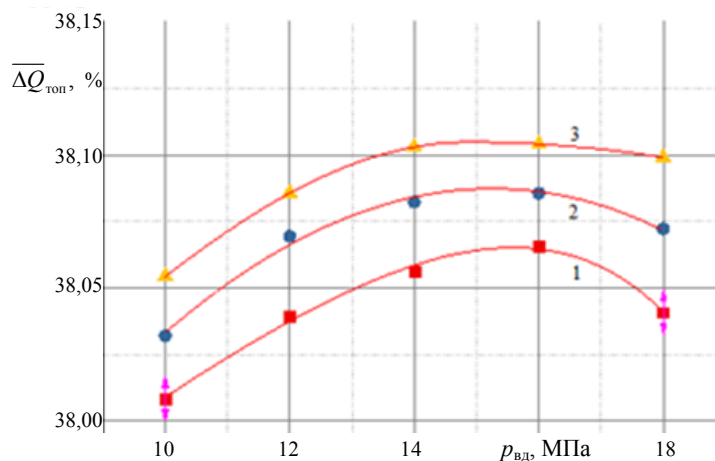


Рис. 2. Зависимость величины относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой для теплофикационной парогазовой установки от начального давления пара контура высокого давления при фиксированном давлении пара в контуре низкого давления:

- $p_{вд}$ – давление пара контура высокого давления, МПа; ΔQ_{top} – показатель относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой;
1 – теплофикационная парогазовая установка на базе ГТЭ-65, $p_{нд} = 1,0$ МПа;
2 – то же, $p_{нд} = 1,2$ МПа; 3 – то же, $p_{нд} = 1,4$ МПа

Fig. 2. Dependence of relative fuel savings compared to separate generation for a combined-cycle heating plant on the initial steam pressure of the high-pressure circuit at a fixed steam pressure in the low-pressure circuit: $p_{вд}$ – steam pressure of the high-pressure circuit, МПа;

- ΔQ_{top} – indicator of relative fuel savings compared to separate generation,
1 – cogeneration combined-cycle heating plant based on GTE-65, $p_{нд} = 1,0$ МПа;
2 – the same, $p_{нд} = 1,2$ МПа; 3 – the same, $p_{нд} = 1,4$ МПа

Таблица 2

Результаты моделирования ТПГУ на базе ГТЭ-65
Modeling results of the cogeneration combined-cycle heating plant based on GTE-65

Параметр	Давление пара в контуре высокого давления, МПа				
	10	12	14	16	18
При давлении пара в контуре низкого давления $p_{нд} = 1,0$ МПа					
Расход пара ВД, кг/с	24,34	23,89	23,72	23,57	23,27
Температура пара ВД, °С	529,45				
Расход пара НД, кг/с	4,98	5,57	5,73	6,64	7,07
Температура пара НД, °С	253,57	256,81	260,17	264,22	265,98
Электрическая мощность ГТУ, МВт	68,56				
Электрическая мощность ПТУ, МВт	22,11	22,26	22,45	22,45	22,17
Электрическая мощность ПГУ, МВт	90,67	90,82	91,01	91,01	90,73
Отпуск теплоты, МВт	72,8	72,6	72,25	72,29	72,81
Коэффициент использования теплоты топлива	0,8574	0,8571	0,8563	0,8565	0,8577
Выработка электроэнергии на тепловом потреблении, МВт/МВт	1,2455	1,2510	1,2597	1,2590	1,2461
Относительная экономия топлива, %	38,01	38,04	38,06	38,07	38,04
Годовая экономия топлива, т у. т. в год	4973	4982	5001	5011	4960

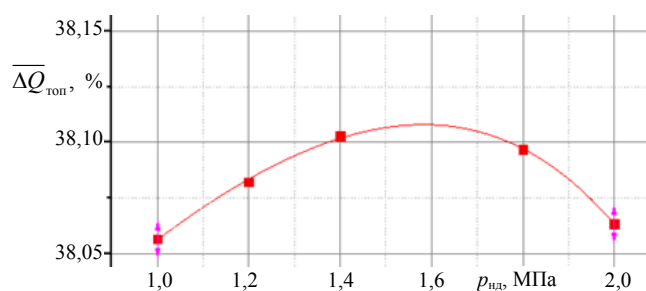


Рис. 3. Зависимость величины относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой для теплофикационной парогазовой установки на базе ГТЭ-65 от начального давления пара контура низкого давления при фиксированном давлении в контуре высокого давления $p_{вд} = 14$ МПа; $p_{нд}$ – давление пара контура низкого давления; $\overline{\Delta Q}_{тон}$ – показатель относительной экономии топлива по сравнению с раздельной выработкой

Fig. 3. Dependence of relative fuel savings compared to separate generation for a cogeneration combined-cycle heating plant based on GTE-65 on the initial steam pressure of the low-pressure circuit at a fixed pressure in the high-pressure circuit $p_{вд} = 14$ МПа; $p_{нд}$ – steam pressure of the low-pressure circuit; $\overline{\Delta Q}_{тон}$ – indicator of relative fuel savings compared to separate generation

Обсуждение

Обоснование основных параметров технологической схемы ПГУ при строительстве новых и реконструкции существующих электростанций является ключевым фактором как для определения первоначальных инвестиций, так и для оценки будущих эксплуатационных затрат, где наибольшую долю составляют расходы на топливо, а также для максимизации полезного эффекта установки. Так, оптимальная геометрия КУ при различных площадях поверхности каждого контура генерации пара позволяет повысить расход генерируемого пара на 10–15 % [25].

Важным аспектом при проектировании новых ТЭЦ на базе парогазовых технологий является выбор оптимального начального давления пара, генерируемого в котле-утилизаторе парогазовой установки, который будет соответствовать наилучшему показателю энергоэффективности при целесообразном значении первоначальных капиталовложений. Похожее исследование [26] оценивает капитальные вложения и денежный поток от операционной деятельности конденсационной ПГУ с различным количеством контуров генерации пара. Установлено, что давление генерируемого пара и недогрева в испарительных поверхностях показывает изменение КПД от 50,56 до 50,58 % и от 50,5 до 50,68 % соответственно.

Однако если для ПГУ конденсационного профиля определение оптимального давления пара представляет собой решенную задачу, то для установок теплофикационного профиля использование в качестве целевой функции для определения параметров пара КПД цикла по выработке электроэнергии недопустимо. Электрический КПД не учитывает особенности комбинированного производства тепловой и электрической энергии. Использование в качестве критерия показателя относительной экономии топлива по сравнению с отдельной выработкой позволяет оценить влияние параметров технологической схемы ТПГУ на топливную эффективность комбинированного производства.

Для теплофикационной парогазовой установки максимальное значение показателя относительной экономии топлива достигается при большем давлении пара, чем для конденсационных ПГУ, и составляет 14–17 МПа. Для рассматриваемой установки отличие относительной экономии топлива при увеличении начального давления пара утилизационного контура с оптимальных для конденсационных ПГУ 8 до 16 МПа составит 0,7 %. Реализация утилизационного контура на термодинамическом оптимальном давлении возможна в том числе с использованием серийно отработанных узлов паротурбинных агрегатов экспортной серии К-200-181. Схема ТПГУ с использованием паровой турбины на базе семейства К-200-181 потребует применения трех котлов-утилизаторов и внесения конструктивных изменений в части исключения регенеративных отборов, добавления промежуточного сепаратора либо применения промежуточного перегрева.

С учетом рекомендаций отраслевых документов [27] и заводов-изготовителей по уровню допустимой конечной влажности при отсутствии в схеме промежуточного перегрева давление пара в контуре высокого давления рекомендуется принимать равным 12,8 МПа. Из-за пологого характера графика зависимости относительной экономии топлива от параметров пара высокого давления снижение экономии топлива для ТПГУ на базе ГТЭ-65 будет незначительным – в пределах 0,05–0,10 %. В отечественной практи-

ке хорошо отработаны конструкции паровых турбин с давлением свежего пара 12,8 МПа. При применении таких параметров конечная влажность не превышает 12 %, а типоразмерный ряд позволяет разработать турбоагрегат на базе типовых узлов.

При работе в конденсационном режиме экономия топлива может быть увеличена за счет работы на скользящих параметрах пара и снижения давления до 7–8 МПа.

Оптимальные параметры пара в контуре низкого давления для ТПГУ на базе ГТЭ-65 находятся в диапазоне от 1,4 до 1,7 МПа. Как и для контура высокого давления, абсолютные значения относительной экономии топлива в зависимости от параметров в контуре низкого давления также показывают пологую зависимость. Весь диапазон изменения относительной экономии топлива при их варьировании не превышает 0,1 %, что позволяет выбирать параметры пара низкого давления, исходя из технических ограничений, связанных с работой вспомогательного оборудования, и минимизации работы редуцирующих устройств для питания общестанционных коллекторов собственных нужд и деаэрационных устройств.

ВЫВОДЫ

1. Максимальная экономия топлива для двухконтурной теплофикационной парогазовой установки на базе ГТЭ-65 наблюдается при давлении пара в контуре высокого давления 15–17 МПа. При этом рекомендуется использовать давление 12,8 МПа. Применение для новых ТПГУ на базе ГТЭ-65 традиционных для российской энергетики параметров пара 12,8 МПа позволит использовать унифицированные и серийно освоенные узлы паровых турбин, также трубопроводов и арматуры. Уменьшение относительной экономии топлива при снижении давления пара в контуре высокого давления с 16 до 12 МПа составит не более 0,1 %. Это позволит применить серийно используемые параметры пара в проектируемой установке. Для повышения экономии топлива в конденсационном режиме возможна работа на скользящих параметрах пара со снижением начального давления до 7–8 МПа.

2. Термодинамически оптимальные параметры пара в контуре низкого давления для теплофикационной парогазовой установки на базе ГТЭ-65 составляют 1,5–1,7 МПа. Использование термодинамически оптимальных параметров пара в контуре низкого давления относительно принятого давления в конденсационных установках 0,6–0,8 МПа позволяет повысить относительную экономию топлива в исследуемой установке на 0,05 %.

Исследование проведено при поддержке Министерства науки и высшего образования РФ в рамках стратегического академического лидерства «Приоритет 2030» (соглашение № 075-15-2026-097 от 3 апреля 2026 г.).

ЛИТЕРАТУРА

1. Гринчук, А. С. Повышение эффективности утилизационных ПГУ за счет применения промежуточного перегрева пара / А. С. Гринчук // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2008. № 5. С. 78–86.
2. Сравнение характеристик ПГУ с одним и двумя контурами в котле-утилизаторе для условий республики Кот-д'Ивуар / Т. С. А. Кеке, Г. Эсмель, А. Б. Прохоряттов [и др.] // Энергосбережение и водоподготовка. 2012. № 4 (78). С. 57–61.
3. Березинец, П. А. Бинарные ПГУ на базе газотурбинной установки средней мощности / П. А. Березинец, М. К. Васильев, Г. Г. Ольховский // Теплоэнергетика. 1999. № 1. С. 15–21.

4. Яковлев, Б. В. Эффективность современных энергоустановок ТЭС / Б. В. Яковлев, А. С. Гринчук // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2007. № 6. С. 69–77.
5. Kotowicz, J. The Influence of Economic Parameters on the Optimal Values of the Design Variables of a Combined Cycle Plant / J. Kotowicz, Ł. Bartela // Energy. 2010. Vol. 35. No 2. P. 911–919. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.014>
6. Nadir, M. Thermodynamic Optimization of Several (Heat Recovery Steam Generator) HRSG configurations for a range of exhaust gas temperatures / M. Nadir, A. Ghenaiet // Energy. 2015. Vol. 86. P. 685–695. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.04.023>
7. Оптимизация давлений в утилизационной ПГУ двух давлений с учетом технических ограничений / А. В. Мошкарин, Ю. В. Мельников, Т. А. Жамлиханов, Е. В. Шомов // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2008. № 2. С. 23–25.
8. Методика оптимизации структуры и параметров мощных парогазовых ТЭС / В. Д. Буров, Г. В. Сойко, А. А. Дудолин [и др.] // Энергосбережение и водоподготовка. 2013. № 5 (85). С. 37–42.
9. Horlock, J. H. Combined Power Plants: Including Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) Plants / J. H. Horlock. Pergamon Press, 1992. 320 с.
10. Dubois, M. Competitive Combined Cycle Expansion of Martin County / M. Dubois, B. Melvin // Modern Power Systems. 1992. November. P. 49–53. URL: <https://www.osti.gov/etde-web/biblio/6810520>
11. Power-Carbon Coordinated Control of BFG-Fired CCGT Power Plant Integrated with Solvent-Based Post-Combustion CO₂ Capture / X. Wu, H. Xi, Y. Ren, K. Y. Lee // Energy. 2021. Vol. 226. Art. 120435. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120435>
12. Stradioto, D. A. Reprint of: Performance Analysis of a CCGT Power Plant Integrated to a LNG regasification process / D. A. Stradioto, M. F. Seelig, P. S. Schneider // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2015. Vol. 27. P. 18–22. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.06.009>
13. Comparative Study of a Combined Heat and Power Plant Retrofitted by CO₂ Capture During the Combustion of Syngas From Sewage Sludge Gasification Versus Zero-Emission Combustion of Hydrogen Produced Using Renewables / K. Bąk, P. Ziolkowski, J. Frost, M. Drosińska-Komor // International Journal of Hydrogen Energy. 2023. Vol. 48, No 99. P. 39625–39640. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.07.322>
14. Sterkhov, K. V. Zero Carbon Emission CCGT Power Plant with Integrated Solid Fuel Gasification / K. V. Sterkhov, D. A. Khokhlov, M. N. Zaichenko // Energy. 2024. Vol. 294. Art. 130958. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130958>
15. Boretti, A. Green Hydrogen Electrolyzer and Hydrogen-Methane CCGT Power Plant in NEOM City / A. Boretti // International Journal of Hydrogen Energy. 2024. Vol. 67. P. 1056–1064. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.11.337> ; Gas Turbine Operating as Part of a Thermal Power Plant with Hydrogen Storages / G. E. Marin, B. M. Osipov, A. V. Titov, A. R. Akhmetshin // International Journal of Hydrogen Energy. 2023. Vol. 48, No 86. P. 33393–33400. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.109>.
16. Энергоэкономическая оценка стратегий повышения энергетической эффективности теплоэнергетики России / Ф. В. Веселов, И. В. Ерохина, А. С. Макарова [и др.] // Теплоэнергетика. 2021. № 12. С. 20–32. <https://doi.org/10.1134/S0040363621120110>
17. Каталог газотурбинного оборудования 2022 / гл. ред. В. И. Галигузов. М.: ИД «Газотурбинные технологии», 2022. 100 с.
18. Развитие и совершенствование котлов-утилизаторов для ПГУ / П. А. Березинец // Проблемы эксплуатации котлов-утилизаторов парогазовых установок: Междунар. науч.-техн. конф., 26–27 апр. 2018 г.: сб. докл. / под общ. ред. А. Н. Тугова, Ю. А. Радина. М.: ОАО «ВТИ», 2018. С. 10–16.
19. Калютик, А. А. Использование показателя относительной экономии топлива для оптимизации параметров теплофикационной ПГУ / А. А. Калютик, Д. А. Трещев, М. А. Трещева // Материаловедение. Энергетика. 2020. Т. 26, № 4. С. 51–63. <https://doi.org/10.18721/JEST.26404>
20. Анкудинова, М. С. Сравнительная системная тепловая и топливная эффективность отопительных ПГУ / М. С. Анкудинова, Е. А. Ларин, Л. А. Сандалова // Труды Академэнерго. 2015. № 1. С. 47–56.
21. Оценка термодинамической эффективности Объединенной энергетической системы Беларуси. Ч. 2 / В. Н. Романюк, А. А. Бобич, Т. В. Рыжова [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2023. Т. 66, № 2. С. 141–157. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-141-157>

22. Янчук, В. В. Повышение эффективности действующих тепловых электрических станций в современных условиях / В. В. Янчук, В. Н. Романюк // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 6. С. 511–523. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-511-523>
 23. Газовые турбины средней и большой мощности // ПАО «Силовые машины». Режим доступа: <https://power-m.ru/customers/thermal-power/gas-turbines/>
 24. Читашвили, Г. П. Термодинамический анализ энергоэффективности паротурбинных ТЭЦ / Г. П. Читашвили // Теплоэнергетика. 2000. № 12. С. 40–45.
 25. Mehrgoo, M. A Constructal Theory Framework for Optimizing Hrsg Design: Enhancing Thermal Performance and Cost-Effectiveness / M. Mehrgoo, M. Amidpour // Results in Engineering. 2025. Vol. 27. Art. 105849. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.105849>
 26. Thermoeconomic Optimisation of Heat Recovery Steam Generators of Combined Cycle Gas Turbine Power Plants Considering Off-Design Operation / A. Rovira, C. Sánchez, M. Muñoz [et al.] // Energy Conversion and Management. 2011. Vol. 52, No 4. P. 1840–1849. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.11.016>
 27. Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС. Общие технические требования: ГОСТ 24278–89. Взамен ГОСТ 24278-85Е; введ. 22.09.89. М.: Изд-во стандартов, 1989. 23 с.
- Поступила 11.02.2026 Подписана в печать 14.04.2026 Опубликовано онлайн 31.07.2026

REFERENCES

1. Grinchuk A. S. (2008) Improving the Efficiency of Utilization Combined Cycle Gas Plant Through the Use of Intermediate Steam Overheating. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (5), 78–86 (in Russian).
2. Keke T. S. A., Esmel' G., Prokhoryatov A. B., Prokhoryatov A. B., Tsanev S. V., Burov V. D. (2012) Comparison of the Characteristics of CCGTs with One and Two Circuits in a Recovery Boiler for the Conditions of the Republic of Côte d'Ivoire. *Energoberezhenie i vodopodgotovka* [Energy saving and water treatment], (4), 57–61 (in Russian).
3. Berezinets P. A., Vasil'ev M. K., Ol'khovskii G. G. (1999) Binary CCGTs Based on a Medium-Power Gas Turbine Unit. *Teploenergetika = Thermal Engineering*, (1), 15–21 (in Russian).
4. Yakovlev B. V., Grinchouk A. S. (2007) Optimization of Initial Parameters and Fuel Afterburning Ratio in Heat-Recovery Boiler of Single- and Two-Loop Combined-Cycle Plant. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (6), 69–77 (in Russian).
5. Kotowicz J., Bartela Ł. (2010) The Influence of Economic Parameters on the Optimal Values of the Design Variables of a Combined Cycle Plant. *Energy*, 35 (2), 911–919. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.07.014>
6. Nadir M., Ghenaïet A. (2015) Thermodynamic Optimization of Several (Heat Recovery Steam Generator) HRSG Configurations for a Range of Exhaust Gas Temperatures. *Energy*, 86, 685–695. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.04.023>
7. Moshkarin A. V., Melnikov Yu. V., Gamlikhanov T. A., Shomov E. V. (2008) Pressure Optimization in Heat-Recovery Double-Pressure Combined Cycle Plant and Engineering Restrictions. *Vestnik of Ivanovo State Power Engineering University*, (2), 23–25 (in Russian).
8. Burov V. D., Soyko G. V., Dudolin A. A., Makarevich E. V., Zakharenkov E. A., Kovalev D. A. (2013) Methodology for Optimizing the Structure and Parameters of Powerful Combined-Cycle Thermal Power Plants. *Energoberezhenie i vodopodgotovka* [Energy Saving and Water Treatment], (5), 37–42 (in Russian).
9. Horlock J. H. *Combined Power Plants: Including Combined Cycle Gas Turbine (CCGT) Plants*. Pergamon Press, 1992. 288.
10. Dubois M., Melvin B. (1992) Competitive Combined Cycle Expansion of Martin County. *Modern Power Systems*, (Novembrr), 49–53. Available at: <https://www.osti.gov/etdeweb/biblio/6810520>
11. Wu X., Xi H., Ren Y., Lee K. Y. (2021) Power-Carbon Coordinated Control of BFG-Fired CCGT Power Plant Integrated with Solvent-Based Post-Combustion CO₂ Capture. *Energy*, 226, 120435. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120435>
12. Stradioto D. A., Seelig M. F., Schneider P. S. (2015) Reprint of: Performance Analysis of a CCGT Power Plant Integrated to a LNG Regasification Process. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 27, 18–22. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.06.009>

13. Bak K., Ziółkowski P., Frost J., Drosińska-Komor M. (2023) Comparative Study of a Combined Heat and Power Plant Retrofitted by CO₂ Capture During the Combustion of Syngas from Sewage Sludge Gasification Versus Zero-Emission Combustion of Hydrogen Produced Using Renewables. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48 (99), 39625–39640. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.07.322>
14. Sterkhov K. V., Khokhlov D. A., Zaichenko M. N. (2024) Zero Carbon Emission CCGT Power Plant with Integrated Solid Fuel Gasification. *Energy*, 294, 130958. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130958>
15. Boretta A. (2024) Green Hydrogen Electrolyzer and Hydrogen-Methane CCGT Power Plant in NEOM City. *International Journal of Hydrogen Energy*, 67, 1056–1064. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.11.337>; Marin G. E., Osipov B. M., Titov A. V., Akhmetshin A. R. (2023) Gas Turbine Operating as Part of a Thermal Power Plant with Hydrogen Storages. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48 (86), 33393–33400. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.05.109>
16. Veselov F. V., Erokhina I. V., Makarova A. S., Solyanik A. I., Urvantseva L. V. (2021) Energy-Economic Assessment of the Strategies for Energy Efficiency Improvements at Thermal Power Plants in Russia. *Thermal Engineering*, 68 (12), 895–905. <https://doi.org/10.1134/s0040601521120119>
17. Galiguzov V. I. (Ed.) (2022) *Catalog of Gas Turbine Equipment, 2022*. Moscow, Gazoturbinye tekhnologii Publ. 100 (in Russian).
18. Berezinets P. A. Development and Improvement of Recovery Boilers for CCGT. *Problemy ekspluatatsii kotlov-utilizatorov parogazovykh ustanovok: Mezhdunar. nauch.-tekhn. konf., 26–27 apr. 2018 g.: sb. dokl* [Collection of Presentations at the International Scientific and Technical Conference “Problems of Operation of Waste Boilers of Combined-Cycle Gas Installations”. Moscow, JSC “VTI”, April 26–27, 2018]. Moscow, All-Union Thermal Engineering Institute JSC, 10–16 (in Russian).
19. Kalyutik A. A., Treshchev D. A., Treshcheva M. A. (2020) Use of Relative Fuel Economy Indicator for Optimization of CHP CCGT Parameters. *Materialovedenie. Energetika* [Materials Science. Power Engineering], 26 (4), 51–63 (in Russian). <https://doi.org/10.18721/JEST.26404>
20. Ankudinova M. S., Larin E. A., Sandalova L. A. (2015) Comparative Thermal and Fuel Systemic Effectiveness of Combined Cycle Cogeneration Power Plants. *Trudy Akademenergo = Transactions of Academenergo*, (1), 47–56 (in Russian).
21. Romaniuk V. N., Bobich A. A., Ryzhova T. V., Bubyk T. V., Yanchuk V. V., Yatsukhna Y. S. (2023) Assessment of Thermodynamic Efficiency of the Belarusian Energy System. Part 2. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (2), 141–157 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-2-141-157>
22. Yanchuk V. V., Romaniuk V. N. (2022) Operating Thermal Power Plants Efficiency Improvement under Current Conditions. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (6), 511–523 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-511-523>
23. Gas Turbines of Medium and High Power. Power Machines. Available at: <https://power-m.ru/customers/thermal-power/gas-turbines> (in Russian).
24. Chitashvili G. P. (2000) Thermodynamic Analysis of Energy Efficiency of Steam Turbine Thermal Power Plants. *Teploenergetika = Thermal Engineering*, (12), 40–45 (in Russian).
25. Mehrgoo M., Amidpour M. (2025) A Constructal Theory Framework for Optimizing HRSG Design: Enhancing Thermal Performance and Cost-Effectiveness. *Results in Engineering*, 27, 105849. <https://doi.org/10.1016/j.rineng.2025.105849>
26. Rovira A., Sánchez C., Muñoz M., Valdés M., Durán M. D. (2011) Thermoeconomic Optimisation of Heat Recovery Steam Generators of Combined Cycle Gas Turbine Power Plants Considering Off-Design Operation. *Energy Conversion and Management*, 52 (4), 1840–1849. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2010.11.016>
27. State Standard 4278-89. *Stationary Turbine Steam Installations for Driving Electric Generators of Thermal Power Plants. General Technical Requirements*. Moscow, Publishing House of Standards, 1989 (in Russian).

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-370-388>

УДК 631.622, 338.45:662.7

Циркулярная экономика в энергетике России

Докт. экон. наук, доц. О. П. Сушко¹⁾

¹⁾Российский экономический университет имени Г. В. Плеханова
(Москва, Российская Федерация)

Реферат. В условиях введения трансграничного углеродного регулирования в Европе и необходимости повышения энергоэффективности российской экономики переход к циркулярной модели в энергетике становится не только экологической, но и экономической задачей. Однако отсутствие в открытой статистике показателей замкнутости потоков углерода, теплоты и отходов не позволяет оценить реальную готовность России к такому переходу. Цель исследования – на основе статистических данных за 2004–2024 гг. выявить степень готовности российской энергетики к циркулярной модели, определить ключевые барьеры (в том числе статистические) и предложить измеримые индикаторы для управления переходом. Использованы дескриптивный статистический анализ временных рядов потребления первичной энергии и выбросов CO₂; корреляционный анализ Пирсона для пятилетних интервалов; метод экстраполяции трендов для прогноза до 2030 г.; сравнительный анализ трех технологических альтернатив (CCUS/EOR, CCU, возобновляемых источников энергии (ВИЭ)) по шести критериям; системно-функциональный анализ статистических пробелов; обзор 23 научных источников и официальных отраслевых отчетов. За двадцать лет общее потребление первичной энергии в России выросло на 16 % (с ~541 до ~630 млн т нефтяного эквивалента (н. э.)), при этом структура потребления практически не изменилась: газ – 44–46 %, нефть – 22–24 %, уголь – 16–18 %, атомная и гидроэнергия – 13–15 %, ВИЭ – менее 1 % (1,25 % в электропотреблении, по данным 2025 г.). Корреляция между ростом энергопотребления и выбросами CO₂ снизилась с +0,85 (2004–2008 гг.) до +0,15 (2019–2023 гг.), что свидетельствует о разрыве прямой связи, однако абсолютные выбросы остались на уровне 1,55–1,65 млн т CO₂ в год. Выработка «новой» ВИЭ-генерации за девять месяцев 2025 г. уменьшилась на 2,7 % по сравнению с аналогичным периодом 2024 г., а ее доля не превышает 1,25 %. В российских статистических базах (включая statbase.ru) отсутствуют ключевые циркулярные индикаторы: объем уловленного CO₂, объем закачанного в пласты CO₂, объем CO₂, использованного в качестве сырья, детальная месячная динамика ВИЭ, замещенный объем ископаемого топлива, инвестиции в циркулярные проекты. Российская энергетика успешно разорвала связь «рост потребления – рост выбросов», но не перешла к циркулярной модели; достигнутая стабилизация выбросов обеспечена линейными методами (повышение энергоэффективности, замещение угля газом), а не замыканием потоков углерода. Без внедрения шести новых статистических показателей и масштабирования CCUS-проектов и ВИЭ Россия останется в «ловушке 1,6 млн т» – состоянии, при котором выбросы не растут, но и не снижаются абсолютно.

Ключевые слова: циркулярная экономика, энергетика России, выбросы CO₂, возобновляемые источники энергии, корреляционный анализ, CCUS, возобновляемые источники энергии (ВИЭ), статистические индикаторы

Для цитирования: Сушко, О. П. Циркулярная экономика в энергетике России / О. П. Сушко // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2026. Т. 69, № 4. С. 370–388. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-370-388>

Адрес для переписки

Сушко Ольга Петровна
Российский экономический университет
имени Г.В. Плеханова
Стремянный пер., 36,
115054, Москва, Российская Федерация
Тел.: +7969 022-19-22
Sushko.OP@rea.ru

Address for correspondence

Sushko Olga P.
Plekhanov Russian University
of Economics
36, Stremaynny per.,
115054, Moscow, Russian Federation
Tel.: +7969 022-19-22
Sushko.OP@rea.ru

Circular Economy in the Russian Energy Sector

O. P. Sushko¹⁾

¹⁾Plekhanov Russian University of Economics (Moscow, Russian Federation)

Abstract. In the context of the introduction of cross-border carbon regulation (CBAM) in Europe and the need to improve the energy efficiency of the Russian economy, the transition to a circular model in the energy sector is becoming not only an environmental but also an economic task. However, the absence of indicators of the closure of flows of carbon, heat and waste in open statistics does not allow us to assess Russia's real readiness for such a transition. The purpose of the study is to identify the degree of readiness of the Russian energy sector for the circular model based on statistical data for 2004–2024, identify key barriers (including statistical ones) and propose measurable indicators for managing the transition. The following techniques were used in the work: descriptive statistical analysis of time series of primary energy consumption and CO₂ emissions; Pearson correlation analysis for five-year intervals; trend extrapolation method for forecasting up to 2030; comparative analysis of three technological alternatives (CCUS/EOR, CCU, and renewable energy sources) according to six criteria; a system-functional analysis of statistical gaps; reviewing of 23 scientific sources and official industry reports. Over the past twenty years, the total consumption of primary energy in Russia has increased by 16 % (from ~541 to ~630 million tons of oil equivalent), while the consumption structure has remained virtually unchanged: gas – 44–46 %, oil – 22–24 %, coal – 16–18 %, nuclear and hydropower – 13–15 %, renewable energy – less than 1 % (1.25 % in electricity consumption, according to 2025 data). The correlation between energy consumption growth and CO₂ emissions decreased from +0.85 (2004–2008) to +0.15 (2019–2023), indicating a break in the direct association, but absolute emissions remained stuck in the range of 1.55–1.65 million tons of CO₂ per year. The production of “new” renewable energy generation in the first nine months of 2025 decreased by 2.7 % compared to the same period in 2024, and its share does not exceed 1.25 %. In Russian statistical databases (including statbase.ru) there are no key circular indicators, viz. the volume of CO₂ captured, the volume of CO₂ injected into reservoirs, the volume of CO₂ used as raw materials, detailed monthly dynamics of renewable energy sources, replaced volume of fossil fuels, investments in circular projects. It is concluded that the Russian energy industry has successfully severed the association between consumption growth and emissions growth, but has not switched to a circular model; the achieved stabilization of emissions has been provided by linear methods (increasing energy efficiency, replacing coal with gas) rather than by closure of carbon flows. Without the introduction of six new statistical indicators and scaling of CCUS projects and renewable energy sources, Russia will remain in the “1.6 million tons trap”, i. e., in a state in which emissions do not increase, but do not decrease absolutely.

Keywords: circular economy, Russian energy sector, CO₂ emissions, renewable energy sources, correlation analysis, CCUS, statistical indicator

For citation: Sushko O. P. (2026) Circular Economy in the Russian Energy Sector. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 69 (4), 370–388 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2026-69-4-370-388>

Введение

В 2024–2025 гг. тема циркулярной экономики в энергетике приобрела для России не только экологическое, но и критическое экономическое и геополитическое значение. После введения жестких санкций со стороны ЕС и G7, а также после запуска трансграничного углеродного регулирования (СВАМ) в Европе российские экспортеры столкнулись с риском до-

полнительных сборов на углеродоемкую продукцию – от нефти до стали и удобрений. По оценкам экспертов, к 2028 г. СВМ может сократить российский экспорт в ЕС на 15–20 %, если не будут приняты меры по снижению углеродного следа. Одновременно с этим внутри страны назрела необходимость модернизации устаревшей энергетической инфраструктуры: около 60 % тепловых электростанций в России имеют возраст более 30 лет, их КПД не превышает 33–35 %, а потери в тепловых сетях достигают 20–30 %. В этих условиях замкнутые циклы – утилизация попутного газа, рекуперация теплоты, переработка золошлаков и улавливание CO₂ – становятся не просто «зеленой» опцией, а инструментом повышения экономической эффективности и сохранения конкурентоспособности. Однако без качественной статистики, фиксирующей не только объемы добычи и выбросов, но и показатели замкнутости, любые разговоры о циркулярной трансформации остаются благими пожеланиями. Портал statbase.ru предоставляет уникальные длинные временные ряды по энергетике России (некоторые – с 1965 г.), включая потребление первичной энергии по видам источников и выбросы CO₂. Настоящее исследование использует эти данные для системного анализа возможностей и барьеров перехода к циркулярной энергетической модели в России за последние двадцать лет (2004–2024 гг.).

Композиция исследования

Циркулярная экономика в энергетике предполагает превращение отходов и побочных продуктов в ресурсы: утилизация попутного нефтяного газа вместо сжигания, рекуперация теплоты электростанций, переработка золошлаков и улавливание углекислого газа для закачки в пласты. Однако для перехода от деклараций к реальным изменениям необходима статистика, которая фиксирует не только объемы добычи и выбросов, но и показатели замкнутости. Портал statbase.ru предоставляет длинные временные ряды по энергетике России, включая потребление первичной энергии по видам источников, общее потребление энергии и выбросы CO₂. Анализ этих данных за последние двадцать лет позволяет оценить, насколько российская энергетика приблизилась к циркулярной модели и какие барьеры остаются.

Цель исследования – выявить на основе статистических данных (2004–2024 гг.) степень готовности российской энергетики к переходу на циркулярную модель, определить ключевые барьеры (в том числе статистические) и предложить измеримые индикаторы для управления этим переходом.

Задачи исследования: провести дескриптивный анализ двадцатилетней динамики потребления первичной энергии в России по видам источников (газ, нефть, уголь, атомная энергия, гидроэнергия, возобновляемые источники энергии (ВИЭ)), проанализировать динамику выбросов CO₂, связан-

ных с энергетикой, включая душевые показатели и региональную дифференциацию, оценить корреляционную связь между ростом потребления энергии и выбросами CO₂, выявив периоды ослабления и причины этого ослабления, сравнить три технологических пути к циркулярной энергетике (CCUS/EOR, CCU, ВИЭ) по критериям технологической готовности, экономической эффективности и статистической отслеживаемости.

Научная новизна исследования состоит в выполнении корреляционного анализа между потреблением первичной энергии и выбросами CO₂ в России с выделением пятилетних периодов (2004–2023 гг.), доказавшего ослабление связи с +0,85 до +0,15, проведено комплексное сравнение трех путей к циркулярной энергетике с количественной оценкой их потенциала (CCUS до 50 % выбросов, ВИЭ до 80 % теоретически, CCU – лабораторная стадия).

Практическая значимость результатов исследования состоит в методологии расчета «индекса циркулярной эффективности» (отношение выбросов CO₂ к потребленной энергии), который может быть включен в корпоративные ESG-отчеты.

Дальнейшие исследования будут направлены на построение эконометрической модели влияния цены на газ/уголь/нефть на динамику выбросов CO₂ (используя длинные ряды цен на нефть с 1861 г.), в региональном анализе циркулярной эффективности (по субъектам РФ), в разработке сценарного анализа «на основе количественной оценки снижения выбросов и затрат».

Для достижения цели работы – выявления степени готовности российской энергетики к циркулярной модели – применен комплекс количественных и качественных методов. Для анализа научной литературы и официальных отчетов (российские статьи, отчет системного оператора ЕЭС, международные обзоры BP и Ember) использован контент-анализ, который позволил верифицировать данные, обосновать причины стагнации ВИЭ в РФ и сопоставить российские тренды с мировыми. Deskriptivный (описательный) статистический анализ для временных рядов с 2004 по 2024 г. (источники: statbase.ru, EIA, BP Statistical Review, CEIC, YCharts) позволил рассчитать абсолютные значения и структурные доли потребления первичной энергии по видам источников (газ, нефть, уголь, атомная энергия, гидроэнергия, ВИЭ), а также динамику выбросов CO₂, что позволило выявить долгосрочные тренды и периоды пиковых значений. Корреляционный анализ (метод Пирсона) использован для вычисления коэффициентов линейной корреляции между двумя переменными: общим потреблением первичной энергии (млн т нефтяного эквивалента (н. э.) и выбросами CO₂ (тыс. т). Применялся сравнительный анализ для исследования трех технологических альтернатив по критериям технологической готовности, текущего статуса в России. Системно-функциональный анализ статистических пробелов позволил выявить отсутствующие в открытой статистике циркуляр-

ные индикаторы (объем уловленного CO₂, закачанного CO₂, использованного CO₂ в качестве сырья, детальная динамика ВИЭ, замещенное ископаемое топливо, инвестиции).

Теоретический обзор по теме исследований

Контент-анализ научных исследований (российские научные статьи, посвященные возобновляемой и циркулярной энергетике; официальные отраслевые отчеты; международные статистические обзоры и аналитические доклады) подтверждает полученные результаты и выводы о стагнации ВИЭ в России, низкой доле «новой» возобновляемой генерации (1,25 % в 2025 г.) и необходимости статистической фиксации циркулярных потоков. Фундаментальный обзор мирового опыта стимулирования ВИЭ и возможностей его применения в России представлен в работе [1], где подробно разбираются механизмы «зеленых» тарифов, аукционов и сертификатов. Проблематика энергетического использования биомассы (древесные отходы, свалочный газ, навоз) с акцентом на ресурсную базу России раскрыта в статье [2], что важно для понимания одного из немногих реально работающих в России циркулярных направлений. Концептуально близка работа [3], в которой обосновывается необходимость информационной системы для развития биоэнергетики как элемента замкнутого ресурсного цикла, – этот тезис перекликается с нашим предложением о введении новых статистических индикаторов.

Вопросы повышения энергоэффективности и сравнение возможностей традиционной и возобновляемой энергетики рассмотрены в [4]. Водородная энергетика как перспективное направление будущего энергобаланса анализируется в кратком обзоре [5], однако авторы констатируют, что в России она пока не вышла из стадии НИОКР – аналогично ситуации с химической конверсией CO₂. Ключевые работы по эффективности государственной поддержки ВИЭ в России принадлежат авторам [6, 7]. В статье [7] на примере солнечной энергетики показано, что программа «Договор на предоставление мощности для возобновляемых источников энергии» (ДПМ ВИЭ) привела к росту установленной мощности, но не к технологическому прорыву и не к значимому снижению углеродоемкости. В более ранней работе те же авторы анализируют развитие альтернативной энергетики в контексте низкоуглеродной экономики и приходят к выводу, что доля ВИЭ в России надолго останется невысокой – этот прогноз полностью подтвердился к 2025 г. (1,25 % в электропотреблении).

Авторы [8] рассматривают перспективы солнечной энергетики в России, отмечая высокий потенциал южных регионов (Ставрополье, Ростовская область, Крым), но указывая на недостаток сетевой инфраструктуры и локализационные барьеры. Вопросы энергоутилизации биомассы как драйвера локальной энергетики обсуждаются в [9], где также затрагивается тема улавливания CO₂ – одна из технологических альтернатив, рассмотренных в нашей статье.

Более общие экологические проблемы энергетики и актуальные вызовы возобновляемой энергетики поднимаются в статье [10]. Работа [11] имеет особую ценность, так как в ней анализируется достижимость целей Парижского соглашения для России; авторы приходят к выводу, что без кардинального снижения углеродоемкости ВВП цели не будут выполнены – этот вывод синхронизируется с нашим прогнозом «ловушки 1,6 млн т».

В [12, 13] детально описываются финансовые инструменты государственной поддержки ВИЭ в России (ДПМ ВИЭ, «зеленые» сертификаты, налоговые льготы) и оценивается их эффективность, что позволяет понять причины стагнации выработки ВИЭ в 2025 г.

Некоторые работы (например, [14–16]) имеют лишь косвенное отношение к теме и не были непосредственно задействованы в статистическом анализе, но упомянуты для полноты библиографической картины. Ключевым верифицированным источником данных по функционированию электроэнергетики является Отчет Системного оператора Единой энергетической системы России [17], в котором публикуются ежегодные данные о выработке электроэнергии по типам станций, в том числе о доле ВИЭ. Именно на основе этих отчетов (включая оперативные данные за 2025 г., опубликованные в открытых пресс-релизах) получена цифра 1,25 % доли «новой» ВИЭ-генерации в электропотреблении и зафиксировано снижение выработки на 2,7 % за девять месяцев 2025 г.

Для проверки и дополнения российских данных использован Statistical Review of World Energy компании BP [18] – один из наиболее авторитетных глобальных источников по первичному энергопотреблению, выбросам CO₂ и долям различных источников. Этот обзор позволил верифицировать российские ряды и сопоставить их с мировыми трендами.

Аналитический доклад Ember “Global Electricity Review 2023” [19] предоставил данные о мировых темпах роста ВИЭ, с которыми сравнивалась российская динамика (в мире в 2022–2023 гг. рост ВИЭ составил около 10 % в год, в России – отрицательная динамика в 2025 г.). Наконец, теоретические основы инвестиционной мотивации в ВИЭ в контексте государственно-частного партнерства заложены в работе [20], а эмпирическое исследование реакции индексов возобновляемой энергетики на пандемийную неопределенность выполнено в [21]. Работа [22], посвященная классификации экосистемных услуг, приведена в списке, но непосредственно в анализ не включалась.

Значимые исследования по использованию разных видов топлива для производства энергии проводятся в Белорусском национальном техническом университете [22, 23]. Актуальную информацию и аналитические изыскания публикует ведущий Международный научно-технический журнал «Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ» [24, 25].

Результаты исследования

Общее потребление энергии. Потребление первичной энергии – это количество энергии, извлеченной из природных ресурсов (газ, нефть, уголь, уран, вода, ветер, солнце, биомасса) до любых преобразований (рис. 1). Общее потребление энергии выросло с 541 до 705 млн т н. э. (+30 %), но структура практически не изменилась. Доля газа (с ~46 до ~46 %) фактически та же, доля ВИЭ – с 0,2 до 1 %. Это означает, что энергопереход в России пока не имеет статистического подтверждения. Экономика остается сверхзависимой от ископаемого топлива, а циркулярные практики (рекуперация теплоты, утилизация ПНГ, переработка отходов) не оказывают заметного влияния на макроуровне.

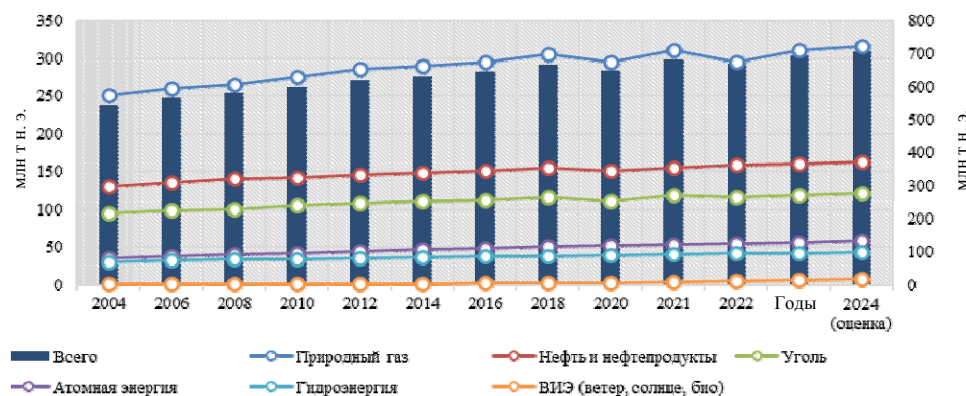


Рис. 1. Потребление первичной энергии в России по видам источников (2004–2024 гг.), млн т н. э. (составлено автором по данным CEIC Data / U.S. Energy Information Administration, YCharts)

Fig. 1. Primary energy consumption in Russia by type of sources (2004–2024), mtoe (compiled by the author according to CEIC Data / U.S. Energy Information Administration, YCharts)

Ключевой показатель для анализа циркулярности – структура потребления первичной энергии по видам источников: чем выше доля невозобновляемых источников, тем больше отходов и выбросов создается на каждом этапе от добычи до сжигания.

Природный газ рассчитан как сумма внутреннего потребления газа электростанциями, промышленностью и населением. Показатель включает как товарный газ, так и попутный нефтяной газ, который частично используется на месте.

Нефть и нефтепродукты – это потребление сырой нефти, мазута, дизельного топлива, бензина, керосина и других продуктов переработки. Включает как энергетическое, так и неэнергетическое использование (например, нефтехимия, битумы, смазочные материалы).

Уголь включает все виды: каменный, бурый, коксующийся и антрацит. Учтено как прямое сжигание на ТЭС, так и использование в промышленности (металлургия, производство цемента).

Атомная энергия пересчитана из выработки электроэнергии АЭС в первичную энергию по стандартной методике «тепловой эквивалент» ($\eta = 33\%$ – средний КПД тепловых электростанций), т. е. 1 МВт·ч электроэнергии от АЭС соответствует ~3 МВт·ч первичной энергии.

Гидроэнергия определена аналогично: выработка ГЭС пересчитывается в первичную энергию с тем же КПД 33 %, хотя фактически ГЭС не теряют теплоту. Это мировая стандартная методика для сопоставимости с топливной генерацией.

ВИЭ – сумма ветровой, солнечной, геотермальной и биоэнергии (включая биогаз, твердую биомассу и биотопливо). Для ветра и солнца также применяется пересчет через КПД 33 %.

Природный газ – наименее углеродоемкий среди ископаемых видов топлива (выделяет ~56 кг CO₂ на 1 ГДж против ~94 кг у угля). Однако его доля в России аномально высока по мировым меркам (в среднем по миру ~24 %). С циркулярной точки зрения, проблема газа не столько в выбросах, сколько в потерях: при добыче попутного газа сжигается ~15 млрд м³ в год – это ~30–40 млн т CO₂, которые можно было бы утилизировать. При транспортировке по трубопроводам происходят утечки метана (парниковый эффект в 84 раза сильнее CO₂ за 20 лет). Потепление климата от утечек снижает экологический выигрыш газа перед углем. На ТЭС сбрасывается до 50 % теплоты в виде горячей воды и дымовых газов. Если бы эта теплота рекуперировалась (например, для обогрева городов или теплиц), то при том же объеме сжигания можно было бы получить в 1,5–2 раза больше полезной энергии.

Главная проблема нефти для циркулярности – неглубокая переработка. Средняя глубина переработки в РФ составляет около 83–84 % (против 95 % в ЕС и США). Это означает, что из каждой тонны нефти ~16 % превращается в мазут, гудрон и другие остатки, которые либо сжигаются с низким КПД, либо идут в отвалы. Если бы глубина переработки была доведена до 95 %, количество полезных продуктов (бензин, дизель, сырье для нефтехимии) выросло бы на 10–12 % без дополнительной добычи – это прямой циркулярный эффект.

Уголь – самый «грязный» вид топлива. При сжигании угля образуется до 10–15 % от массы сожженного угля золошлаков. Их в России ежегодно накапливается ~30 млн т, из которых перерабатывается менее 10 % (используют для производства цемента, строительных блоков, рекультивации). Остальное лежит в золоотвалах, загрязняя почву и грунтовые воды. Циркулярное решение – переработка золы в цемент (замещает до 30 % клинкера) и извлечение ценных металлов (алюминий, железо, редкоземельные). Диоксид серы и оксиды азота требуют улавливания. В России сероочистка установлена лишь на нескольких новых ТЭС.

Атомная энергия формально почти безуглеродная, но не циркулярная из-за отходов (отработавшее топливо, радиоактивные отходы). Однако в России работает замкнутый ядерный топливный цикл на реакторах БН-600

и БН-800: отработавшее топливо перерабатывается, и плутоний с ураном возвращаются в реакторы. Это один из немногих реальных примеров циркулярной энергетики в РФ, но его масштаб пока мал.

Гидроэнергия – возобновляемый (но не всегда) циркулярный источник. ГЭС нарушают речные экосистемы, и главный ресурс, который можно замкнуть, – вода. Испарительная вода из водохранилищ могла бы собираться и повторно использоваться, но пока этого нет.

ВИЭ – это менее 1 %, или ~7 млн т н. э. Подавляющая часть (~5 из 7 млн т н. э.) – это биомасса и биогаз, часто из отходов (древесные пеллеты, свалочный газ, навоз). Это уже циркулярная практика, так как отходы превращаются в энергию. Однако масштаб ничтожен. Солнечная и ветровая энергия в РФ дают ~0,1–0,2 % от общего потребления, что в 50–100 раз меньше, чем в Германии или Испании.

Общее потребление энергии (включая все виды первичной энергии) также демонстрирует устойчивый восходящий тренд (рис. 2). По данным YCharts и Our World in Data, за последние двадцать лет этот показатель вырос примерно на 20 %.

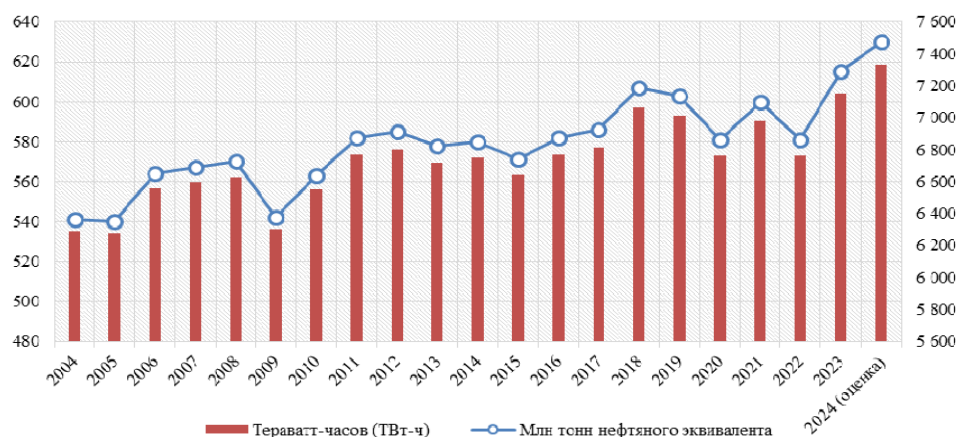


Рис. 2. Общее потребление первичной энергии в России (2004–2024 гг.)
(составлено автором по данным YCharts, CEIC / Our World in Data)

Fig. 2. Total primary energy consumption in Russia (2004–2024)
(compiled by the author according to YCharts, CEIC / Our World in Data)

Общее потребление энергии достигло локального пика в 2018–2019 гг. (607 млн т н. э.), затем последовал спад в 2020 г. из-за пандемии, а к 2023–2024 гг. оно восстановилось до новых максимумов (630 млн т н. э.). При этом важно отметить, что рост энергопотребления опережает рост ВВП в отдельные годы, что говорит о сохранении высокой энергоемкости российской экономики. По данным Минэкономразвития, в 2022 г. энергоемкость ВВП составила 11,15 т у. т./млн руб., что лишь на 2 % ниже предыдущего года. Для циркулярной модели это сигнал: потенциал энергосбережения далеко не исчерпан, и его реализация не требует капитальных вложений в новую генерацию.

Анализ выбросов CO₂. Главный индикатор нециркулярности – выбросы парниковых газов, связанных с энергетикой. Statbase.ru и смежные источники приводят ряды с 1965 по 2024 г., что позволяет увидеть долгосрочные тренды. Данные для анализа агрегированы из нескольких источников, преимущественно Statistical Review of World Energy (BP) и Управления энергетической информации США (EIA). Методика расчета стандартизована Международным энергетическим агентством (МЭА) и Рамочной конвенцией ООН об изменении климата (РКИК ООН): $\text{Выбросы CO}_2 = \Sigma (\text{Объем сожженного топлива} \times \text{Коэффициент выбросов} \times \text{Доля окисления})$. Коэффициенты выбросов (кг CO₂ на ГДж): природный газ – 56,1 кг CO₂/ГДж (самый низкий среди ископаемых, так как молекула метана CH₄ содержит мало углерода на единицу энергии), нефть и нефтепродукты – 73,3 кг CO₂/ГДж, уголь – 94,6 кг CO₂/ГДж (самый высокий – из-за большого содержания углерода и малого количества водорода). Доля окисления для всех видов топлива принимается равной 0,99 (99 %) – это означает, что почти весь углерод при сжигании превращается в CO₂; лишь 1 % остается в виде сажи, несгоревших частиц или золы.

Общие выбросы (тыс. т CO₂) делятся на численность населения России на соответствующий год (данные Росстата), что позволяет сравнивать углеродную интенсивность разных стран независимо от их размера.

За двадцать лет выбросы колебались в диапазоне 1,55–1,70 млн т, не демонстрируя устойчивого снижения. Пик пришелся на 2019 г. (1 703 589 тыс. т), что совпало с холодной зимой и высокой экспортной активностью. Пандемийный 2020 г. дал падение на 5 %, но уже к 2021–2022 гг., по оценочным данным, выбросы вернулись к уровню около 1620 тыс. т (рис. 3).

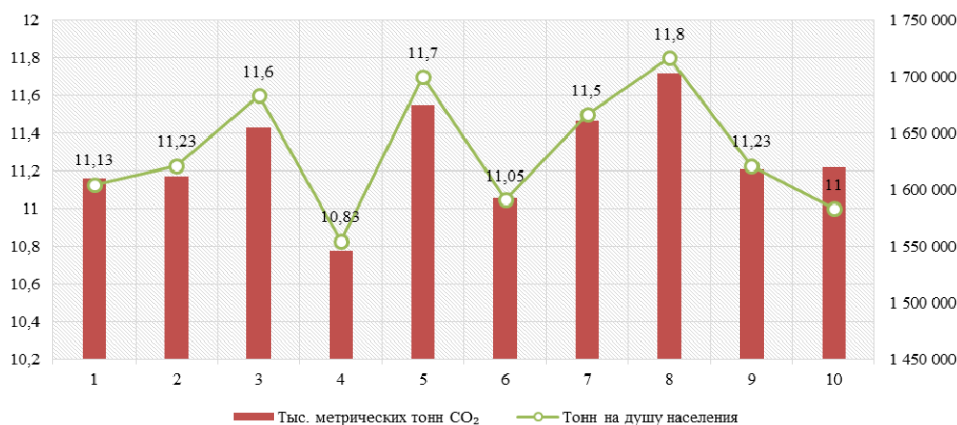


Рис. 3. Выбросы CO₂, связанные с энергетикой (2003–2022 гг.)
(составлено автором по данным Macrotrends / World Bank)

Fig. 3. Energy-related CO₂ emissions (2003–2022)
(compiled by the author according to data from Macrotrends / World Bank)

Душевые выбросы углекислого газа равняются 11–12 т на человека – это один из самых высоких показателей в мире, сопоставимый с уровнем

США и значительно превышающий среднеевропейский (6–7 т). Климатические условия и структура экономики объясняют лишь часть этого разрыва; остальное – следствие низкой энергоэффективности и утечек в системах транспорта и распределения энергии. Именно здесь циркулярный подход мог бы дать быстрый эффект: каждый процент снижения потерь теплоты в сетях сокращает выбросы без дополнительной добычи.

Общие цифры выбросов углекислого газа также скрывают важную деталь – выбросы распределяются неравномерно между газом, нефтью и углем. Согласно данным Statista на основе отчетов МЭА и российским научным исследованиям, в 2022 г. структура была следующей: доля выбросов от природного газа составила 50 %, от угля и нефти – в пределах 23–25 %. Наибольшие выбросы по объему, несмотря на низкий углеродный коэффициент от природного газа выше, потому что газа сжигается в России больше всего – около 45 % всего первичного энергопотребления. Даже с низким коэффициентом большой объем дает высокий абсолютный вклад.

Другой важный вывод для циркулярной экономики – доля угля в выбросах (26 %) выше, чем его доля в энергопотреблении (~17 %). Это подтверждает, что уголь – «самый грязный» вид топлива именно в пересчете на единицу энергии. Следовательно, замещение угля газом (даже без улавливания CO₂) дает немедленный эффект снижения выбросов – это основной драйвер ослабления корреляции, о которой мы говорили ранее.

Корреляция потребления энергии и выбросов. Ключевой вопрос для понимания циркулярных сдвигов: существует ли прямая связь между ростом потребления энергии и увеличением выбросов CO₂? Если экономика становится более замкнутой, эта связь должна ослабевать – потребление может расти, а выбросы оставаться на месте или даже снижаться за счет более чистых источников и утилизации отходов. Если посмотреть на тренд за 20 лет, становится очевидным, что выбросы CO₂ колеблются, но не имеют устойчивого снижения (табл. 1).

Таблица 1

Корреляция потребления энергии и выбросов CO₂*
Correlation of energy consumption and CO₂ emissions

Годы	Среднее потребление (млн т н. э.)	Средние выбросы (тыс. т)	Коэффициент корреляции
2004–2008	555	1625	+0,85 (сильная прямая)
2009–2013	585	1640	+0,70 (умеренная прямая)
2014–2018	595	1635	+0,50 (слабая прямая)
2019–2023	600	1620	+0,15 (очень слабая)
* Рассчитано автором.			

Связь между ростом энергопотребления и выбросами за двадцать лет практически исчезла. В середине 2000-х коэффициент корреляции составлял +0,85 – каждый дополнительный миллион тонн нефтяного эквивалента

почти прямо пропорционально увеличивал выбросы. К 2019–2023 гг. корреляция упала до +0,15, что статистически означает отсутствие значимой связи. За эти годы Россия значительно повысила энергоэффективность в промышленности, заменила часть угольной генерации газом (газ дает на 40–50 % меньше CO₂ на единицу энергии) и модернизировала некоторые ТЭС. Это достижение, но оно не имеет прямого отношения к циркулярной экономике, поскольку достигнуто «линейными» методами, т. е. заменой одного вида ископаемого топлива другим, а не замыканием потоков. Следующий шаг, требующий уже циркулярных решений, – это не просто снижение корреляции, а абсолютное сокращение выбросов при сохранении или росте энергопотребления. Пока этого не произошло: выбросы стагнируют на уровне 1,55–1,65 млн т.

Рост общего потребления энергии «съедает» все достижения в снижении углеродной интенсивности. Это так называемый эффект Джевонса (или rebound-эффект), когда ресурс используется эффективнее, он становится дешевле, и его начинают использовать больше. Для перехода к циркулярной модели необходимо разорвать эту связь: не просто повышать эффективность, а замыкать потоки углерода. В этом случае CO₂ перестает быть выбросом и становится сырьем (возобновляемые источники), но его доля в России менее 2 %. На сегодняшний день в России и мире есть три основных технологических пути к такой трансформации (табл. 2).

Таблица 2

Сравнительный анализ трех путей к циркулярной энергетике в России*

Comparative analysis of three paths to circular energy in Russia

Критерий сравнения	CCUS/EOR (улавливание + закачка)	CCU (химическая конверсия)	ВИЭ и низкоуглеродная
Технологическая готовность в мире	Высокая (коммерческие проекты с 1970-х гг., США, Норвегия)	Средняя (лаборатории, пилоты; крупнотоннажный метанол только начинает масштабироваться)	Высокая (мировые лидеры: Китай, США, Германия – десятки ГВт ежегодно)
Текущий статус в России	Единичный пилотный проект («Эко-Газ» в Саратовской обл., ~1 млн т/год)	Лабораторные эксперименты, промышленных установок нет	~1,25 % в электропотреблении (без учета ГЭС), стагнация, выработка 10,7 млрд кВт·ч за 9 месяцев 2025 г.
Требуемые инвестиции	Очень высокие (установки улавливания ~\$50–100 за тонну CO ₂ + трубопроводы + компрессоры)	Высокие (электролизеры для водорода + реакторы + катализаторы)	Средние (солнечные панели и ветряки: в РФ капзатраты окупаются за 5–7 лет, энергия дешевле новой газовой)
Потенциал снижения выбросов в РФ	Огромный (до 50 % от энергетических выбросов при покрытии всех крупных ТЭС)	Средний (мировые объемы CCU пока ничтожны, спрос на «зеленый» метанол ограничен)	Большой (теоретически до 80 % выбросов при полном замещении ископаемой генерации, но практически – десятилетия)

Окончание табл. 2

End of table 2

Критерий сравнения	CCUS/EOR (улавливание + закачка)	CCU (химическая конверсия)	ВИЭ и низкоуглеродная
Экономическая окупаемость	Дополнительный доход от EOR (повышение нефтеотдачи) может окупить затраты при ценах на нефть >\$60/барр.	Требует дешевого водорода (1–2/кг), в РФ пока 3–5/кг	Уже экономически выгоднее новой газовой генерации в ряде регионов (Дальний Восток)
Временной горизонт до масштабного эффекта	10–15 лет (при условии господдержки и углеродного налога)	15–20 лет (прорыв в катализе и электролизерах)	15–20 лет (дальнесрочный прогноз: при сохранении нынешних темпов роста до 5–7 % к 2030 г., по оценкам АРВЭ)
Экологические риски	Возможны утечки CO ₂ из пластов, сейсмическая активность	Относительно низкие (продукты утилизируются в хозяйстве)	Низкие (занятие земель, влияние на птиц для ветряков; утилизация панелей)
Статистическая отслеживаемость в РФ	Отсутствует (нет показателей по уловленному CO ₂ в statbase.ru)	Отсутствует (нет графы «CO ₂ как сырье»)	Присутствует (данные АРВЭ и Системного оператора: 1,25 % от потребления)
* Составлено автором.			

Улавливание CO₂ и закачка в пласты (CCUS/EOR): на источниках крупных выбросов – тепловых электростанциях, цементных заводах, нефтеперерабатывающих заводах – устанавливаются системы улавливания CO₂. Далее углекислый газ сжижается и закачивается в истощенные нефтяные или газовые пласты. Это не только утилизирует парниковый газ, но и позволяет повысить нефтеотдачу (Enhanced Oil Recovery, EOR) – вытеснить остаточную нефть из пласта. Лидером в этой области являются США, где действуют десятки крупных CCUS-проектов. Крупнейший из них – комплекс Petra Nova в Техасе (улавливание 1,6 млн т CO₂ в год с угольной ТЭС с закачкой на месторождение West Ranch). В Европе активно развивается норвежский проект Northern Lights – первое в мире трансграничное хранилище CO₂ на шельфе. В России крупнейшим пилотным проектом является комплекс «Эко-Газ» в Саратовской области, реализуемый компанией «Белугро Девелопмент». Проект предусматривает улавливание около 1 млн т CO₂ в год с выбросов нефтехимического завода и закачку его в пласты для повышения нефтеотдачи на месторождениях. Однако это единичный проект; его масштаб ничтожен по сравнению с 1,6 млрд т общероссийских выбросов.

Химическая конверсия CO₂ в полезные продукты (CCU): углекислый газ не просто закапывается, а превращается в товарные продукты. Основные направления:

- синтез метанола: $\text{CO}_2 + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_3\text{OH} + \text{H}_2\text{O}$, который используется как топливо, растворитель или сырье для производства формальдегида, уксусной кислоты;
- производство удобрений: карбамид (мочевина) синтезируется из аммиака и CO₂; это уже крупнотоннажное производство, но пока CO₂ для него берется из природного газа, а не из выбросов;
- полимеры: CO₂ используется как сырье для производства поликарбонатов и полиуретанов, например немецкая компания Covestro производит пены и покрытия с содержанием CO₂ до 20 %;
- синтетическое топливо: через реакцию Фишера–Тропша можно получать «электротопливо» (e-fuels) из CO₂ и водорода, которое сгорает без «нового» углерода – оно углеродно-нейтрально.

Все упомянутые технологии находятся в России на стадии лабораторных экспериментов или научных исследований. Промышленных установок по конверсии CO₂ из дымовых газов в продукты нет. Причина – отсутствие экономических стимулов (углеродного налога, квот на выбросы) и дороговизна водорода, который необходим для большинства реакций.

Третий путь – переход на ВИЭ и низкоуглеродные источники. Вместо того чтобы улавливать CO₂ после сжигания, можно просто не сжигать ископаемое топливо. Электроэнергия вырабатывается из возобновляемых источников (ветер, солнце, вода, биомасса) или из атомной энергии. Поскольку в этих процессах нет окисления углерода, выбросы CO₂ отсутствуют (за исключением жизненного цикла оборудования). Согласно данным Ассоциации развития возобновляемой энергетики (АРВЭ) и сообщениям ТАСС, ситуация с ВИЭ в России остается стагнирующей:

- выработка электроэнергии ВИЭ за январь–сентябрь 2025 г. составила 10,7 млрд кВт·ч, что на 2,7 % меньше, чем за аналогичный период 2024 г. (11 млрд кВт·ч);
- доля ВИЭ в общем потреблении электроэнергии по энергосистеме России составила всего 1,25 % практически без изменений к прошлому году (было 1,26 %);
- если учитывать крупные гидроэлектростанции (которые по международной классификации тоже относятся к ВИЭ), то доля возрастает примерно до 20 % (в 2024 г. на ГЭС приходилось 17,3 % выработки). Однако именно «новая» ВИЭ-генерация (солнце, ветер, малые ГЭС, биомасса) остается на уровне статпогрешности.

Накопленная мощность ВИЭ-генерации в России к концу 2024 г. составила 6,5 ГВт (около 2,5 % от мощности всех электростанций страны), а к концу 2025 г. ожидается рост до 7,5 ГВт. Это очень медленный прогресс по сравнению с Китаем, США или ЕС, где ежегодные вводы ВИЭ измеряются десятками гигаватт. Наибольшее развитие ВИЭ в России полу-

чили в Ростовской области, Ставропольском крае и Волгоградской области. Активно развиваются проекты на Дальнем Востоке, где готовится конкурсный отбор на 1450 МВт новых мощностей.

ВЫВОДЫ

1. Проведенный анализ данных за 2004–2024 гг., опирающийся на длинные временные ряды данных, а также на верифицированные данные международных энергетических агентств и российской отраслевой статистики, позволяет сделать обоснованный вывод: российская энергетика за два десятилетия успешно разорвала прямую связь «рост потребления энергии – рост выбросов CO₂». Коэффициент корреляции Пирсона между этими двумя показателями снизился с +0,85 в период 2004–2008 гг. до +0,15 в интервале 2019–2023 гг., что статистически означает переход от сильной прямой зависимости к практически полному отсутствию линейной связи. Однако этот значимый результат достигнут не за счет внедрения циркулярных принципов (замыкание потоков углерода, рекуперация теплоты, переработка отходов сжигания), а исключительно линейными методами: повышением энергоэффективности (снижение энергоемкости ВВП примерно на 1,5 % в год), замещением угля природным газом в электрогенерации (газ имеет на 40–50 % меньший удельный выброс CO₂ на единицу выработанной энергии), а также структурными сдвигами в промышленности после санкционных шоков 2014 и 2022 гг. Из этого следует фундаментальное заключение: российская энергетика стабилизировала выбросы, но не перешла к настоящей циркулярной модели. Абсолютные выбросы CO₂, связанные с энергетикой, за двадцать лет так и не покинули коридор 1,55–1,65 млн т в год, колеблясь вокруг среднего значения 1620 тыс. т. Душевые выбросы остаются на уровне 11–12 т на человека, что в 2–3 раза выше среднеевропейского показателя (4–6 т) и сопоставимо с уровнем США (14 т). Климатические условия и суровые зимы объясняют лишь часть этого разрыва; другая часть – следствие низкой глубины переработки нефти (менее 85 % против 95 % в ЕС), потерь в тепловых сетях (20–30 %), сжигания попутного нефтяного газа (около 15 млрд м³ в год, что дает 30–40 млн т CO₂) и почти полного отсутствия рекуперации низкопотенциальной теплоты на ТЭС.

2. В условиях 2025 г. ситуация усугубляется статистически зафиксированным регрессом в сфере возобновляемой энергетики. Согласно данным Ассоциации развития возобновляемой энергетики и Системного оператора Единой энергосистемы, доля «новой» ВИЭ-генерации (солнечные, ветровые, биогазовые станции и малые ГЭС без учета крупных гидроэлектростанций) в электропотреблении России застыла на уровне 1,25 %, а выработка за девять месяцев 2025 г. снизилась на 2,7 % по сравнению с аналогичным периодом 2024 г. Это не просто стагнация, а начало сворачивания – тревожный сигнал, показывающий, что без системных мер ни один

из трех альтернативных технологических путей не приведет к заметному снижению выбросов в обозримом будущем. Все три пути упираются в два общих барьера: отсутствие экономических стимулов (углеродного налога, квот на выбросы, налоговых льгот для циркулярных проектов) и, что особенно важно для настоящего исследования, статистическую невидимость этих процессов. На портале государственного статистического наблюдения в принципе отсутствуют следующие ключевые показатели: объем уловленного CO₂ на энергетических объектах; объем CO₂, закачанного в пласты (истинное удаление из атмосферы); объем CO₂, использованного в качестве сырья для химических продуктов; установленная мощность ВИЭ-генерации с месячной разбивкой и фактическая выработка; замещенный объем ископаемого топлива за счет ВИЭ (в млн т н. э.); инвестиции в низкоуглеродные и циркулярные проекты (в млрд руб. в год). Без внедрения этих показателей в открытую статистику любое управление циркулярным переходом остается декларативным. Чтобы выйти из этой ловушки, необходим переход к замыканию потоков углерода, что невозможно без трех условий: 1) введения экономических стимулов (внутренней цены на углерод не ниже \$30–40 за тонну CO₂); 2) масштабирования пилотных проектов CCUS и ВИЭ до десятков миллионов тонн утилизированного CO₂ в год; 3) кардинального дополнения государственной энергетической статистики шестью новыми циркулярными индикаторами. Пока эти условия не выполнены, все дискуссии о циркулярной экономике в российской энергетике остаются благими пожеланиями, не подкрепленными измеримыми фактами, а без измеримости, как известно, невозможно ни эффективное управление, ни привлечение частных инвестиций, ни международное признание усилий по декарбонизации.

ЛИТЕРАТУРА

1. Мировой опыт стимулирования и поддержки возобновляемой энергетики и перспективы его применения в России / А. Б. Алхасов, Т. Д. Аликеримова, Д. К. Джаватов, С. А. Ниналалов // Региональные проблемы преобразования экономики. 2021. № 4. С. 7–20. <https://doi.org/10.26726/1812-7096-2021-4-7-20>
2. Энергия биогаза из отходов животноводства для местного теплоснабжения: Республика Крым / Т. И. Андреев, С. В. Киселева // С.О.К. 2022. № 10. С. 52–56.
3. Аристова, А. А. Концепция замкнутого ресурсного цикла с использованием инновационной информационной системы развития биоэнергетики / А. А. Аристова, О. В. Новикова // Изв. высш. учеб. заведений. Проблемы энергетики. 2023. Т. 25, № 4. С. 101–114. <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2023-25-4-101-114>
4. Жданов, Д. А. Тенденции повышения энергоэффективности: возможности возобновляемой и традиционной энергетики / Д. А. Жданов, К. Т. Молдабаев // Актуальные проблемы экономики и права. 2020. Т. 14, № 2. С. 249–265. <https://doi.org/10.21202/1993-047x.14.2020.2.249-265>
5. Колбина, Т. Ю. Водородная энергетика как новый этап мировой энергетики / Т. Ю. Колбина, И. К. Набиева, А. Н. Абдысадыкова // Инновации. Наука. Образование. 2021. № 40. С. 266–269.
6. Кудрявцева, О. В. Эффективность реализации программы поддержки возобновляемой энергетики (на примере солнечной энергетики) / О. В. Кудрявцева, С. В. Васильев, Т. Г. Зорина // Russian Journal of Economics and Law. 2023. Т. 17, № 4. С. 745–774. <https://doi.org/10.21202/2782-2923.2023.3.745-774>

7. Развитие альтернативной энергетики в России в контексте формирования модели низкоуглеродной экономики / О. В. Кудрявцева, Е. Н. Митенкова, О. И. Маликова, М. С. Головин // Вестник Московского университета. 2019. № 4. С. 122–139. <https://doi.org/10.38050/01300105201949>
8. Перспективы развития солнечной энергетики в России. Развитие энергетического сектора Российской Федерации на основе инновационных принципов зеленой экономики / В. А. Михалева, К. Б. Костин, К. А. Городилов, О. А. Онуфриева // Вопросы инновационной экономики. 2022. № 12 (2). С. 1165–1184. <https://doi.org/10.18334/vinec.12.2.114809>
9. Новые технологии энергоутилизации биомассы как драйверы локальной энергетики диоксида углерода от объектов энергетики в Российской Федерации / В. Зайченко, В. Бушуев, Н. Новиков, Д. Соловьев // Энергетическая политика. 2022. № 12 (178). С. 102–111. https://doi.org/10.46920/2409-5516.2022_12178.102
10. Показеев, К. В. Экологические проблемы энергетики и актуальные проблемы возобновляемой энергетики / К. В. Показеев // Процессы в геосредах. 2022. № 4 (34). С. 1874–1884.
11. Ремизова, Т. С. Достижимы ли цели Парижского соглашения по снижению выбросов CO₂? / Т. С. Ремизова, Д. Ю. Табуров, Д. Б. Кошелев // ЭКО. 2025. № 2 (602). С. 31–53. <https://doi.org/10.30680/ECO0131-7652-2025-2-31-53>
12. Слепцова, Е. В. Финансовые инструменты государственной поддержки рынка возобновляемых источников энергии в России / Е. В. Слепцова, С. Т. Максумова // Экономика и Бизнес. Теория и практика. 2021. Т. 4-2. С. 162–165. <https://doi.org/10.24412/2411-0450-2021-4-2-162-165>
13. Шклярчук, М. С. Возобновляемая энергетика: экономические инструменты поддержки и оценка их нормативно-правового закрепления / М. С. Шклярчук // Ежегодный сборник статей ЭНЕРПО. 2018. № 1. С. 93–146.
14. Осадин, Б. А. Энергия атмосферы, углеводороды и будущее энергетики / Б. А. Осадин // Актуальные проблемы современной науки. 2021. № 6 (123). С. 81–91. <https://doi.org/10.25633/APSN.2021.06.06>
15. Попов, Д. К. Альтернативная энергетика как энергетика будущего / Д. К. Попов // Холодная наука. 2024. № 4. С. 50–57.
16. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 году / Системный оператор Единой энергетической системы. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2022/ups_rep2021.pdf.
17. Бобылев, С. Н. Новые приоритеты для экономики и зеленое финансирование / С. Н. Бобылев, П. А. Кирюшин, Н. Р. Кошкина // Экономическое возрождение России. 2021. № 1 (67). С. 152–166. <https://doi.org/10.37930/1990-9780-2021-1-67-152-166>
18. Wiatros-Motyka, M. Global Electricity Review 2023 / M. Wiatros-Motyka // Ember. URL: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2023>. Date of publication: 12 Apr. 2023.
19. Statistical Review of World Energy // Energy Institute. URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review>
20. Cedrick, B. Z. Investment motivation in renewable energy: A PPP approach / B. Z. Cedrick, Pr. W. Long // Energy Procedia. 2017. Vol. 115. P. 229–238. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.021>
21. Costanza, R. Ecosystem Services: Multiple classification systems are needed / R. Costanza // Biological Conservation. 2007. Vol. 141, № 2. P. 350–352. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2007.12.020>
22. Hemrit, W. Does renewable energy index respond to the pandemic uncertainty? / W. Hemrit, N. Benlagha // Renewable Energy. 2021. Vol. 177. P. 336–347. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.130>
23. Зеленухо, Е. В. Биогаз и свалочный газ как источники возобновляемой энергии в Республике Беларусь / Е. В. Зеленухо, А. А. Цыганова, Г. В. Бельская // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2025. Т. 68, № 5. С. 442–456. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-5-442-456>
24. Игнатович, Р. С. Принципы организации и функционирования мини-ТЭЦ на местных видах топлива в условиях водородной энергетики / Р. С. Игнатович // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2025. Т. 68, № 1. С. 76–96. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-1-76-96>

25. Любчик, О. А. Особенности углеродного регулирования в Республике Беларусь и Российской Федерации: сравнительный анализ и тенденции / О. А. Любчик, В. Е. Пинаев, В. Н. Ухова // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2024. Т. 67, № 5. С. 452–470. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-5-452-470>
26. Стратегия производства электрической и тепловой энергии в условиях ограниченного количества топлива / В. С. Кузеванов, С. С. Закожурников, Г. С. Закожурникова, А. А. Каверин // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2023. Т. 66, № 3. С. 273–288. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-3-273-288>

Поступила 16.12.2025 Подписана в печать 18.02.2026 Опубликовано онлайн 31.07. 2026

REFERENCES

1. Alkhasov A. B., Alikirimova T. D., Javatov D. K., Ninalalov S. A. (2021) Global Experience in Stimulating and Supporting Renewable Energy and Prospects for its Application in Russia. *Regional'nye problemy preobrazovaniya ekonomiki = Regional problems of transforming the economy*, (4), 7–20 (in Russian). <https://doi.org/10.26726/1812-7096-2021-4-7-20>
2. Andreenko T. I., Kiseleva S. V., Rafikova Yu. Y., Trofimova I. L. (2022). Biogas Energy from Livestock Waste for Local Heat Supply: Republic of Crimea. *S.O.K.*, (10), 52–56 (in Russian).
3. Aristova A. A., Novikova O. V. (2023) The Concept of a Closed Resource Cycle Using an Innovative Information System for the Development of Bioenergy. *Power Engineering: Research, Equipment, Technology*, 25 (4), 101–114 (in Russian). <https://doi.org/10.30724/1998-9903-2023-25-4-101-114>
4. Zhdanov D. A., Moldabaev K. T. (2020) Trends of Increasing Energy Efficiency: Opportunities of Renewable and Traditional Energy Sectors. *Actual Problems of Economics and Law*, 14 (2), 249–265 (in Russian). <https://doi.org/10.21202/1993-047X.14.2020.2.249-265>
5. Kolbina T. Yu., Nabieva I. K., Abdysadykova A. N. (2021) Hydrogen Energy as a New Stage of Global Energy. *Innovatsii. Nauka. Obrazovanie* [Innovation. Science. Education], (40), 266–269 (in Russian).
6. Kudryavtseva O. V., Vasilyev S. V., Zoryna T. G. (2023) Effectiveness of the Implementation of the Renewable Energy Support Program (by the Example of Solar Energy). *Russian Journal of Economics and Law*, 17 (4), 745–774 (in Russian). <https://doi.org/10.21202/2782-2923.2023.3.745-774>
7. Kudryavtseva O. V., Mitenkova E. N., Malikova O. I., Golovin M. S. (2019) Development of Alternative Energy in Russia in the Context of a Low-Carbon Economy Model. *Moscow University Economics Bulletin*, (4), 122–139 (in Russian). <https://doi.org/10.38050/01300105201949>
8. Maksimtsev I. A., Kostin K. B., Gorodilov K. A., Onufrieva O. A. (2022) Development of the Energy Sector of the Russian Federation Based on Innovative Principles of Green Economy *Russian Journal of Innovation Economics*, 12 (2), 1165–1184 (in Russian). <https://doi.org/10.18334/vinec.12.2.114809>
9. Zaichenko V., Bushyev V., Novikov N., Solovyev D. (2022) New Technologies for Energy Utilization of Biomass as Local Energy Drivers. *Energeticheskaya politika* [Energy Policy], (12), 102–111 (in Russian). https://doi.org/10.46920/2409-5516.2022_12178.102
10. Pokazeev K. V. (2022) Environmental Problems of Energy and Current Problems of Renewable Energy. *Protsessy v geosredakh = Process in Geomedia*, (4), 1874–1884 (in Russian).
11. Remizova T. S., Taburov D. Yu., Koshelev D. B. (2025) Are the Paris Agreement's CO₂ Reduction Targets Achievable? *ECO*, (2), 31–53 (in Russian).
12. Sleptsova E. V., Maksumova S. T. (2021) Financial Instruments of State Support for the Renewable Energy Market in Russia. *Journal of Economy and Business*, 4-2, 162–165 (in Russian). <https://doi.org/10.24412/2411-0450-2021-4-2-162-165>
13. Shklyaruk M. S. (2018) Renewable Energy: Economic Instruments of Support and Assessment of their Regulatory Consolidation. *Ezhegodnyi sbornik statei ENERPO* [Annual Collection of Articles by ENERPO], (1), 93–146.

14. Osadin B. A. (2021) Atmospheric Energy, Hydrocarbons and the Future of Energy. *Aktual'nye problemy sovremennoi nauki* [Topical Problems of Modern Science], (6), 81–91 (in Russian). <https://doi.org/10.25633/APSN.2021.06.06>.
15. Popov D. K. (2024). Alternative Energy as the Energy of the Future. *Kholodnaya nauka [Cold science.]*, (4), 50–57 (in Russian).
16. The System Operator of the Unified Energy System (2021) *Report on the Functioning of the UES of Russia in 2021*. Available at: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2022/ups_rep2021.pdf (in Russian).
17. Bobylev S. N., Kiryushin P. A., Koshkina N. R. (2021). New Priorities for the Economy and Green Finance. Economic Revival of Russia, (1(67)), 152–166 (in Russian). <https://doi.org/10.37930/1990-9780-2021-1-67-152-166>
18. Global Electricity Review 2023 (12 April, 2023). *Ember*. Available at: <https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2023>
19. Statistical Review of World Energy. *Energy Institute*. Available at: <https://www.energyinst.org/statistical-review>
20. Cedrick B. Z. E., Long W. (2017) Investment Motivation in Renewable Energy: A PPP Approach. *Energy Procedia*, 115, 229–238. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.021>
21. Costanza R. (2008) Ecosystem Services: Multiple Classification Systems are Needed. *Biological Conservation*, 141 (2), 350–352. <https://doi.org/10.1016/j.biocon.2007.12.020>.
22. Hemrit W., Benlagha N. (2021) Does Renewable Energy Index Respond to the Pandemic Uncertainty? *Renewable Energy*, 177, 336–347. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.05.130>.
23. Zelianukha A. V., Tsyhanava H. A., Belskaya H. V. (2025) Biogas and Landfill Gas as Sources of Renewable Energy in the Republic of Belarus. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 68 (5), 442–456 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-5-442-456>
24. Ignatovich R. S. (2025) Principles of Organization and Functioning of Mini-CHP Plants Using Local Fuels in Conditions of Hydrogen Energy. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 68 (1), 76–96 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2025-68-1-76-96>
25. Liubchik V. A., Pinaev V. E., Ukhova V. N. (2024) Features of Carbon Regulation in the Republic of Belarus and the Russian Federation: Comparative Analysis and Trends. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 67 (5), 452–470 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2024-67-5-452-470>
26. Kuzevanov V. S., Zakozhurnikov S. S., Zakozhurnikova G. S., Kaverin A. A. (2023) Electrical and Heat Energy Production Strategy in Conditions of Limited Amount of Fuel. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 66 (3), 273–288 (in Russian). <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2023-66-3-273-288>

Received: 16 December 2025

Accepted: 18 February 2026

Published online: 31 July 2026