

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ЭНЕРГОКОМПЛЕКСА В КАЧЕСТВЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ И ЕГО СРАВНЕНИЕ С ОСНОВНЫМИ КОНКУРЕНТАМИ

В.В. Папин, vladimir_papin@bk.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3277-9413>
Р.В. Безуглов, bezuglov@npi-tu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-7142-5207>
Д.В. Добрыднеев, d.v.dobrydnev@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-4702-6211>
Е.М. Дьяконов, deml@rambler.ru, <https://orcid.org/0000-0002-0289-2976>
А.С. Шмаков, tolikshmakov.1998@rambler.ru, <https://orcid.org/0000-0002-2260-8389>
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова, Новочеркасск, Россия

Аннотация. В статье проводится технико-экономический анализ применения энергокомплекса, базирующегося на «новом трансформаторе теплоты», для нужд теплоснабжения и сравнение основных показателей с конкурирующими технологиями – парокompрессионным и абсорбционным тепловым насосом, газовым котлом. Энергокомплекс рассматривается как установка для теплоснабжения, работающая с использованием возобновляемых источников энергии и состоящая из нового трансформатора, который в одном рабочем контуре имеет систему концентраторов теплоты, включая компрессор механический и «тепловой» (совокупность абсорбтер-генератор пара), что, в отличие от существующих трансформаторов теплоты, позволяет более полно использовать для своей работы различные виды энергии, как по отдельности, так и комплексно, а также регулировать параметры трансформации теплоты под конкретные условия применения. Комбинирование различных технологий позволяет повысить эффективность использования первичной энергии. Оценка энергетической эффективности выполнена для тепловой мощности 30 кВт. Техничко-экономический анализ показал, что применение энергокомплекса позволяет существенно сократить расход органического топлива (природного газа) по сравнению с конкурирующими технологиями и снизить срок окупаемости энергокомплекса по сравнению с конкурентами. В частности, результаты расчетов показывают, что расход топлива энергокомплекса (принимался природный газ) в 1,5 раза ниже, чем у АБТН, в 2,5 раза ниже, чем у газового котла (ГК) и в 3,3 раза ниже, чем у ПКТН. Снижение эксплуатационных расходов позволяет сократить срок окупаемости предлагаемого решения по сравнению с ПКТН на 1,2 года, с АБТН – на 5,2 года, с ГК – на 9,6 года. Полученные результаты свидетельствуют о перспективности разработки энергокомплекса в качестве теплогенерирующего устройства и его конкурентоспособности.

Ключевые слова: абсорбционные тепловые насосы, парокompрессионные тепловые насосы, холодоснабжение, теплоснабжение, энергоэффективность, вторичные энергетические ресурсы

Благодарности. Работа выполнена в рамках стратегического проекта «Научно-инновационный кластер «Контрактный R&D центр» Программы развития ЮРГПУ (НПИ) при реализации программы стратегического академического лидерства «Приоритет-2030».

Для цитирования: Техничко-экономический анализ применения энергокомплекса в качестве установки для теплоснабжения и его сравнение с основными конкурентами / В.В. Папин, Р.В. Безуглов, Д.В. Добрыднеев и др. // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2023. Т. 23, № 4. С. 75–85. DOI: 10.14529/power230409

TECHNICAL AND ECONOMIC ANALYSIS OF THE APPLICATION OF AN ENERGY COMPLEX AS A HEAT SUPPLY UNIT AND ITS COMPARISON WITH THE MAIN COMPETITORS

V.V. Papin, vladimir_papin@bk.ru, <https://orcid.org/0000-0002-3277-9413>
R.V. Bezuglov, Bezuglov@npi-tu.ru, <https://orcid.org/0000-0001-7142-5207>
D.V. Dobrydnev, d.v.dobrydnev@gmail.com, <https://orcid.org/0000-0002-4702-6211>
E.M. Dyakonov, deml@rambler.ru, <https://orcid.org/0000-0002-0289-2976>
A.S. Shmakov, tolikshmakov.1998@rambler.ru, <https://orcid.org/0000-0002-2260-8389>
Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk, Russia

Abstract. This article provides a technical and economic analysis of the use of an energy complex based on a new heat transformer for heat supply needs and compares the main indicators with competing technologies – absorption heat pumps (AHP), vapor compression heat pumps (VCHP) and gas boilers (GB). The energy complex is considered as a heat supply installation operating using renewable energy sources. It consists of a new transformer, which in one operating circuit has a system of heat concentrators, including a mechanical and thermal compressor which, unlike existing heat transformers, makes it possible to more fully use different types of energy for their work, individually and in combination. It also allows the parameters of heat transformation to be adjusted for specific conditions. Combining different technologies makes it possible to increase the efficiency of primary energy use. The energy efficiency assessment was carried out for a thermal power of 30 kW. A technical and economic analysis showed that the use of an energy complex can significantly reduce the consumption of natural gas and reduce the payback period of the energy complex compared to competing technologies. In particular, the results show that the fuel consumption of the energy complex (natural gas) is 1.5 times lower than that of AHP, 2.5 times lower than that of GB and 3.3 times lower than that of VCHP. Reducing operating costs makes it possible to reduce the payback period of the proposed solution compared to VCHP by 1.2 years, AHP by 5.2 years, and GB by 9.6 years. The results indicate the suitability of developing the energy complex as a heat-generating device and its competitiveness.

Keywords: absorption heat pumps, vapor compression heat pumps, cooling supply, heat supply, energy efficiency, secondary energy resources

Acknowledgments. The work was carried out within the framework of the strategic project “Scientific and Innovation Cluster “Contract R&D Center”” of the SRSPU (NPI) Development Program in the implementation of the program “Priority-2030”.

For citation: Papin V.V., Bezuglov R.V., Dobrydnev D.V., Dyakonov E.M., Shmakov A.S. Technical and economic analysis of the application of an energy complex as a heat supply unit and its comparison with the main competitors. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2023;23(4):75–85. (In Russ.) DOI: 10.14529/power230409

Введение

В Энергетической стратегии Российской Федерации до 2035 года [1] значительное внимание уделено теплоснабжению как одному из наиболее ресурсоемких направлений использования энергетических ресурсов. Одним из приоритетных направлений развития топливно-энергетического комплекса РФ является повышение эффективности уже эксплуатирующихся и проектируемых объектов теплоснабжения, в том числе децентрализация и развитие распределенной энергетики [2]. Существующие теплогенерирующие установки отличаются значительным разнообразием как в части принципа работы, так и в части эффективности, экологичности, капитальных и эксплуатационных затрат [3]. Среди условно традиционных теплогенерирующих установок наиболее эффективным является газовый котел [4]. Среди перспективных установок можно выделить пароконденсационные

тепловые насосы (ПКТН). Несмотря на преимущества, присущие ПКТН, их основным недостатком является высокое потребление электроэнергии, а также наличие механических вращающихся частей, что снижает надежность [5]. Данных недостатков лишены абсорбционные тепловые насосы (АБТН), которые являются теплоиспользующими, то есть работающими за счет подвода теплоты [6].

Актуальность

Рынок котельного оборудования и теплогенераторов в России отличается значительным разнообразием. Существующие котлы малой мощности могут работать на твердом, жидком и газообразном топливе, могут быть одноконтурными и двухконтурными, иметь открытую или закрытую камеру сгорания [7]. Можно отметить, что теплоснабжение в России отличается высокой степенью централизации теплоснабжения по сравнению с веду-

щими странами, уровнем развития технологий индивидуального теплоснабжения [8, 9]. Среди распространенных теплогенераторов можно выделить также угольные и электрические котлы, а также котлы, работающие на дизельном топливе. Распространенным решением также могут считаться конденсационные котлы [10]. В данном обзоре указанные типы теплогенераторов не рассматриваются, поскольку могут считаться менее экологичными.

С целью разработки нового трансформатора теплоты были проанализированы и скомбинированы схемы АБТН и ПКТН. В результате синтеза данных схемных решений была получена схема нового трансформатора теплоты, который соединяет в себе преимущества АБТН и ПКТН. На базе нового трансформатора теплоты разработана схема энергокомплекса. Для оценки эффективности применения энергокомплекса необходимо провести технико-экономический анализ его использования в качестве теплогенератора и сравнить с главным конкурентом – газовым котлом. Так как энергокомплекс базируется на «новом трансформаторе теплоты», то есть смысл провести его сравнение с существующими трансформаторами теплоты: пароконденсационным и абсорбционным.

Научная новизна

Научная новизна заключается в следующем:

– впервые разработан новый трансформатор теплоты для привода от двигателя как механической энергией, так и теплотой, отличающийся от известных тем, что в одном рабочем контуре имеет систему концентраторов теплоты, включая ком-

прессор механический и «химический», что позволяет, в отличие от существующих трансформаторов теплоты, более полно использовать для своей работы различные виды энергии, как по отдельности, так и комплексно, а также регулировать параметры трансформации теплоты под конкретные условия применения;

– впервые разработан теплоэнергетический комплекс на базе нового трансформатора теплоты, позволяющий, в отличие от всех устройств с аналогичным назначением (отопление и кондиционирование), развивать энергетическую эффективность в 1,1–3 раза больше по отношению к первичному источнику энергии.

Методология исследования

Принципиальная схема энергокомплекса

Принципиальная схема энергокомплекса на базе нового трансформатора теплоты представлена на рис. 1. Энергокомплекс включает двигатель внутреннего сгорания (ДВС), ПКТН и АБТН. Концентраторы теплоты (ПКТН и АБТН) включены параллельно, что повышает эффективность за счет комбинирования основных преимуществ ПКТН и АБТН. Механическая энергия используется для привода компрессора ПКТН, а тепловая энергия (от охлаждения рубашки двигателя и теплоты уходящих газов) – в АБТН. Для повышения компактности конструкции и сокращения тепловых потерь предложено объединить ПКТН и АТН в один контур с единым испарителем. Такое объединение дает вариации включения механического и «теплого» компрессоров: последовательно, параллельно и смешано. В последовательном соедине-

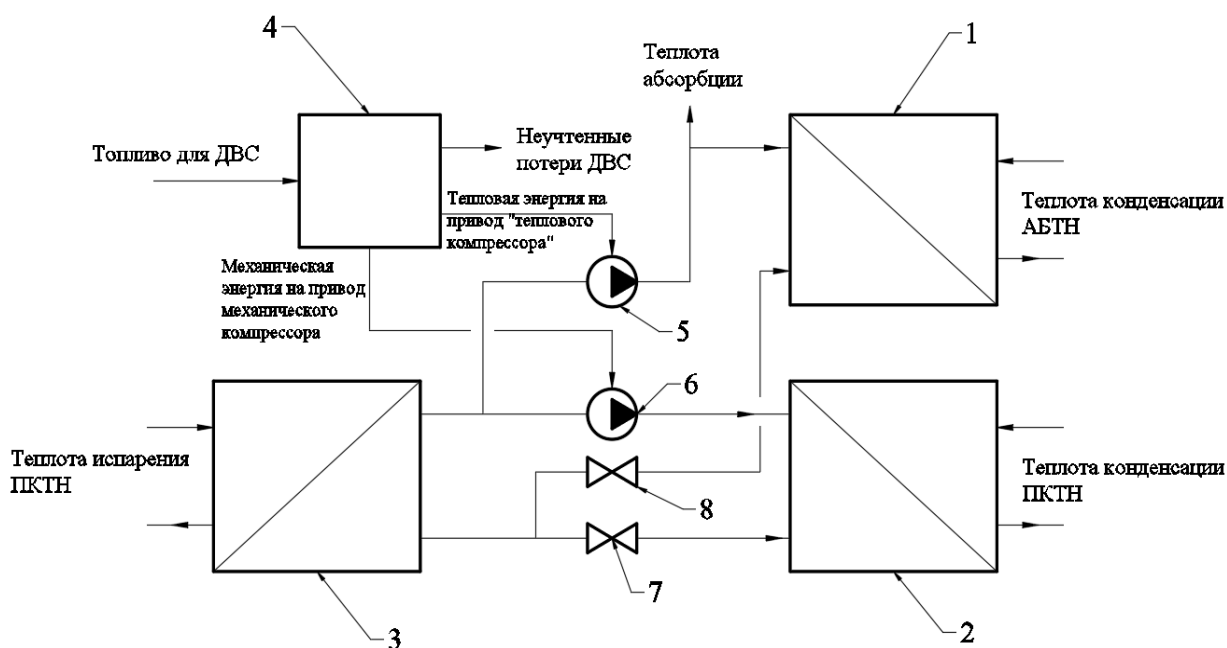


Рис. 1. Принципиальная схема энергокомплекса: 1 – конденсатор АБТН; 2 – конденсатор ПКТН; 3 – испаритель; 4 – приводной ДВС; 5 – тепловой компрессор; 6 – механический компрессор; 7, 8 – расширительные вентили
Fig. 1. Principal energy complex scheme: 1 – AHP condenser; 2 – VCHP condenser; 3 – evaporator; 4 – drive ICE; 5 – thermal compressor; 6 mechanical compressor; 7, 8 – expansion valves

нии есть возможность ставить вначале либо механический, либо «тепловой» компрессоры, в параллельной схеме есть возможность организовать ее с общим конденсатором и раздельными. При последовательной же схеме трансформации подвергается уже трансформированный нижестоящим циклом поток, содержащий в себе уже стороннюю энергию «нижнего» цикла. Затем к этому потоку прибавляется сторонняя энергия «верхнего» цикла и потенциал дополнительно увеличивается. Первичная мощность низкопотенциального источника Q_n сохраняется постоянной, аналогично току в цепи при последовательном соединении, отличием является то, что в процессе трансформации к нему последовательно добавляются потоки мощностей сторонней энергии N и Q_r .

В целом параллельная схема показывает большую эффективность, чем последовательная, поэтому для технико-экономического анализа взята именно она.

Ниже будет приведен расчет энергокомплекса на базе нового трансформатора теплоты.

Исходные данные для проведения расчета

Для проведения технико-экономического расчета будет рассмотрен частный дом. Площадь объекта составляет 300 м². Тепловая нагрузка на систему отопления будет принята 100 Вт/м², итого получим тепловую мощность теплогенератора 30 кВт. Регион расположения дома – Ростовская область. Согласно СНиП «Строительная климатология» [11] продолжительность отопительного периода в Ростовской области составляет 171 день.

Есть смысл проводить сравнение энергокомплекса с имеющимися типами теплогенераторов: газовый котел, ПКТН, АБТН. В целом сравнение можно провести в двух вариантах:

– в перерасчете на м³ топлива, затраченного для рассматриваемой технологии;

– в рублёвом эквиваленте, актуальном на 2023 г.

За отопительный период (171 день) дом на отопление потребит следующее количество теплоты:

$$E = Q \cdot \tau \cdot K = 30 \cdot 171 \cdot 24 \cdot 3600 \cdot 0,52 = 230\,480\,640 \text{ кДж},$$

где Q – расчетная тепловая нагрузка на систему отопления, кВт; τ – продолжительность отопительного периода, дней (принято 171 дней); K – коэффициент неравномерности потребления

теплоты в течение отопительного сезона, вводится автором для простоты оценочных расчетов, рассчитывается на основании средней температуры отопительного сезона для рассматриваемой местности.

Расчет эксплуатационных затрат на теплоснабжение от газового котла

Для газового котла объем потребленного в отопительный период газа определяется:

$$V_{\Gamma} = \frac{E}{Q_n^p \cdot \eta_{\Gamma K}} = \frac{230\,480\,640}{36\,000 \cdot 0,95} = 6739,2 \text{ м}^3,$$

где Q_n^p – низшая теплотворная способность природного газа, кДж/м³ (принимается 36 000 кДж/м³); $\eta_{\Gamma K}$ – коэффициент полезного действия газового котла (принимается $\eta_{\Gamma K} = 95 \% = 0,95$).

Эксплуатационные затраты на топливо для газового котла:

$$\mathcal{E}_{\Gamma K} = C_{\Gamma} \cdot V_{\Gamma} = 7,5 \cdot 6739,2 = 50\,544 \text{ руб.},$$

где C_{Γ} – стоимость газообразного топлива, руб./м³.

Расчет эксплуатационных затрат на теплоснабжение от трансформаторов теплоты

Методики расчетов ПКТН и АБТН известны и приведены в работах [12] и [13]. По данным методикам был выполнен термодинамический анализ эффективности ПКТН и АБТН в режимах работы, соответствующих климатическим условиям Ростовской области и условиям эксплуатации теплогенератора. Результаты расчетов приведены в табл. 1. Коэффициент преобразования показывает отношение количества теплоты, отведенной в систему отопления, к количеству теплоты, подведенной к теплогенератору. При расчетах принято, что температура среднетенциального источника АБТН и температура конденсации ПКТН равны 50 °С, температура высокопотенциального источника АБТН равна 190 °С.

Абсорбционных тепловых насосов для бытового применения на рынке нет. Они, как правило, применяются в промышленности как установки большой мощности, производящие холод [14]. Для технико-экономического анализа была смоделирована установка малой мощности, использующая источник низкопотенциальной теплоты для выработки теплоты для системы теплоснабжения дома

Результаты термодинамического расчета ПКТН и АБТН

Таблица 1

Table 1

Thermodynamic calculation of VCHP and AHP

Температура низкопотенциального источника, °С	Коэффициент преобразования	
	ПКТН	АБТН
–5	3,45	1,47
0	3,74	1,57
5	4,05	1,62
10	4,37	1,65

(как и ПКТН). В качестве источника теплоты используется теплота сжигания газа, аналогично газовому котлу.

При коэффициенте преобразования $\text{COP}_{\text{АБТН}} = 1,65$, тепловой баланс АБТН выглядит следующим образом. Тепловая мощность, передаваемая потребителю:

$$Q = 30 \text{ кВт.}$$

Тепловая мощность, подводимая в генератор пара:

$$Q_{\Gamma} = \frac{Q}{\text{COP}_{\text{АБТН}}} = \frac{30}{1,65} = 18,75 \text{ кВт.}$$

Тепловая мощность, подводимая из низкопотенциального источника (в испаритель):

$$Q_{\text{И}} = Q - Q_{\Gamma} = 30 - 18,75 = 11,25 \text{ кВт.}$$

Затратная часть в данном балансе – это теплота, подводимая к генератору пара абсорбционного трансформатора теплоты от газового котла, аналогичного рассмотренному. Количество газа за отопительный период определится:

$$V_{\Gamma} = \frac{E}{\text{COP}_{\text{АБТН}} \cdot Q_{\text{И}}^{\text{П}} \cdot \eta_{\text{ГК}}} = \frac{230\,480\,640}{1,65 \cdot 36\,000 \cdot 0,95} = 4084,3 \text{ м}^3.$$

Эксплуатационные затраты на топливо для технологии абсорбционного трансформатора теплоты:

$$\mathcal{E}_{\text{АБТН}} = C_{\Gamma} \cdot V_{\Gamma} = 7,5 \cdot 4084,3 = 30\,632 \text{ руб.}$$

В табл. 2 приведен расчет эксплуатационных затрат (расход газа и размер трат на топливо за отопительный период) при использовании технологии АБТН.

Парокомпрессионные трансформаторы теплоты или тепловые насосы широко распростра-

нены и применяются для отопления в частных домах.

При коэффициенте преобразования $\text{COP}_{\text{ПКТН}} = 4,37$ тепловой баланс ПКТН выглядит следующим образом. Тепловая мощность, передаваемая потребителю:

$$Q = 30 \text{ кВт.}$$

Механическая мощность, подводимая к компрессору:

$$N = \frac{Q}{\text{COP}_{\text{ПКТН}}} = \frac{30}{4,37} = 6,86 \text{ кВт.}$$

Тепловая мощность, подводимая из низкопотенциального источника (в испаритель):

$$Q_{\text{И}} = Q - N = 30 - 6,86 = 23,13 \text{ кВт.}$$

Затратная часть в данном балансе – это механическая мощность, подводимая к компрессору парокомпрессионного трансформатора теплоты, подводится она, как правило, от электродвигателей, поэтому необходимо учитывать потери. Количество электроэнергии, потраченное на привод ПКТН за отопительный период:

$$E_{\text{ЭЛ}} = \frac{E}{\text{COP}_{\text{ПКТН}} \cdot \eta_{\text{ДВ}}} = \frac{230\,480\,640}{4,37 \cdot 0,98} =$$

$$= 53\,817\,923 \text{ кДж} \sim 14\,949 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

где $\eta_{\text{ДВ}}$ – КПД электрического двигателя (принимается 98 %) [15].

Эксплуатационные затраты для технологии парокомпрессионного трансформатора теплоты:

$$\mathcal{E}_{\text{ПКТН}} = C_{\Gamma} \cdot E_{\text{ЭЛ}} = 4,5 \cdot 14\,949 =$$

$$= 67\,270,5 \text{ руб.}$$

Большинство тепловых электрических станций (ТЭС) в России работает на природном газе [12].

Эксплуатационные затраты на теплоснабжение при использовании технологии АБТН

Таблица 2

Table 2

Operating costs for heat supply when using AHP technology

Температура низкопотенциального источника, °С	Коэффициент преобразования АБТН	Расход газа за отопительный период, м ³	Затраты на топливо за отопительный период, руб.
-5	1,47	4584,5	34 383
0	1,57	4292,5	32 193
5	1,62	4160	31 200
10	1,65	4084,4	30 632

Эксплуатационные затраты на теплоснабжение при использовании технологии ПКТН

Таблица 3

Table 3

Operating costs for heat supply when using VCHP technology

Температура низкопотенциального источника, °С	Коэффициент преобразования ПКТН	Стоимость электроэнергии за отопительный период, руб.	Расход газа на ТЭС, м ³
-5	3,45	85 211	5738,162
0	3,74	78 604	5293,225
5	4,05	72 587	4888,064
10	4,37	67 272	4530,128

Можно пересчитать, сколько технология ПКТН потребила газа, сожженного на ТЭС, при усредненном КПД станции и передачи электроэнергии к потребителю порядка $\eta_{эл} = 33\%$ [16].

$$V_{\Gamma} = \frac{E_{эл}}{Q_{н} \cdot \eta_{эл}} = \frac{53\,817\,923}{36\,000 \cdot 0,33} = 4530 \text{ м}^3.$$

В табл. 3 приведены затраты на электроэнергию и пересчет на объем сожженного газа при использовании технологии ПКТН при различных рабочих условиях. В качестве хладагента использовался R717 (аммиак).

Расчет эксплуатационных затрат на теплоснабжение от нового трансформатора теплоты

Производим расчет упрощенной схемы при температуре низкопотенциального источника $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Расчеты проводятся при КПД двигателя 35% , соответственно, мощность, передаваемая от ДВС к компрессору ПКТН, составит $4,71\text{ кВт}$ (значения взяты из программы «ДИЗЕЛЬ РК» для указанного КПД двигателя). Параметры ДВС, использующиеся в расчете, принимаются по табл. 4.

При расчете тепловой мощности конденсатора учитываются также потери при передаче механической энергии (принимаются 95%), в таком случае полезная мощность компрессора ПКТН составит:

$$N_{\text{КПКТН}} = N \cdot \eta_{\text{м}} = 4,71 \cdot 0,95 = 4,475 \text{ кВт}.$$

Тепловая мощность конденсатора пароконпрессионного теплового насоса:

$$Q_{\text{КДПКТН}} = N_{\text{КПКТН}} \cdot \text{COP}_{\text{ПКТН}} = 4,475 \cdot 4,37 = 19,56 \text{ кВт}.$$

Теплота, воспринятая генератором пара от дымовых газов, составляет

$$Q_{\text{ГДГ}} = (G_{\text{в}} + G_{\text{т}}) \cdot c_p \cdot (t_{\text{г}} - t_{\text{окр}}) = (0,0078 + 0,00001696) \times 1,158 \cdot (500 - 190) = 2,806 \text{ кВт},$$

где c_p – средняя изобарная теплоемкость отработавших газов, $\text{кДж/кг}\cdot^{\circ}\text{C}$ при средней температуре уходящих газов $327\text{ }^{\circ}\text{C}$ (принимается согласно работе [17] для продуктов сгорания углеводородного топлива); $t_{\text{г}}$ – температура отработавших газов (для дизельных ДВС без наддува составляет $600\text{--}900\text{ К}$ [18]), $^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{окр}}$ – температура окружаю-

щей среды, $^{\circ}\text{C}$; $G_{\text{в}}$ – расход воздуха, кг/с ; $G_{\text{т}}$ – расход топлива, кг/с .

Расход топлива был определен по формуле

$$G_{\text{т}} = \frac{3600 \cdot Q}{Q_{\text{н}}},$$

где Q – количество теплоты, полученное при сжигании углеводородного топлива исходя из известного значения механического КПД; $Q_{\text{н}}$ – теплота сгорания углеводородных топлив, для дизельного топлива составляет $42\,500\text{ кДж/кг}$.

Расход воздуха рассчитывался исходя из того, что для сжигания 1 кг дизельного топлива необходимо порядка $14,5\text{ кг}$ воздуха [19].

Теплота, воспринятая генератором пара, от двигателя внутреннего сгорания:

$$Q_{\text{ГДВС}} = Q_{\text{ГДГ}} + Q_{\text{р}} = 2,806 + 4,227 = 7,033 \text{ кВт},$$

где $Q_{\text{р}}$ – количество теплоты, отведенной от рубашки охлаждения, кВт . В данном расчете принимается

$$Q_{\text{р}} = Q - (Q_{\text{мех}} + Q_{\text{ГДГ}} + Q_{\text{неучт}}).$$

Коэффициент преобразования абсорбционного теплового насоса при температуре низкопотенциального источника энергии на входе $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$ составляет $\text{COP}_{\text{АБТН}} = 1,647$ (см. табл. 2).

Тепловая мощность конденсатора абсорбционного теплового насоса:

$$Q_{\text{КДАБТН}} = \text{COP}_{\text{АБТН}} \cdot Q_{\text{ГДВС}} = 1,647 \cdot 7,033 = 11,58 \text{ кВт}.$$

Определим рекуперированное от дымовых газов количество тепловой энергии:

$$Q_{\text{ДГРЕК}} = c_p \cdot (t_{\text{г.п}} - t_{\text{р}}) \cdot (G_{\text{в}} + G_{\text{т}}) = (1,158 \cdot (190 - 35) \times (0,0078 + 0,00001696)) = 1,4 \text{ кВт}.$$

Определим приведенную мощность установки при температуре источника низкопотенциальной энергии на входе $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$:

$$Q_{\text{пр}} = Q_{\text{КПКТН}} + Q_{\text{КДАБТН}} + Q_{\text{ДГРЕК}} = 19,56 + 11,58 + 1,4 = 32,54 \text{ кВт}.$$

Определим коэффициент энергетической эффективности:

$$K_{\text{э}} = \frac{Q_{\text{КПКТН}} + Q_{\text{КДАБТН}} + Q_{\text{ДГРЕК}}}{Q} = \frac{Q_{\text{пр}}}{Q} = \frac{32,54}{13,46} = 2,42.$$

Таблица 4

Тепловой баланс двигателя внутреннего сгорания

Table 4

Heat balance of internal combustion engine

Составляющие теплового баланса	Количество теплоты, кВт	Доля от общего баланса, %
Количество теплоты, полученное при сжигании углеводородного топлива	13,46	100
Теплота, преобразованная в механическую энергию	4,71	35
Теплота, переданная охлаждающей жидкости	4,227	31,4
Теплота, уносимая отработавшими газами	3,85	28,6
Неучтенные потери	0,673	5

Расход газа на энергокомплекс за отопительный период:

$$V_{\text{газа}} = \frac{E}{K_{\text{э}} \cdot Q_{\text{н}}^{\text{р}}} = \frac{230\,480\,640}{2,42 \cdot 36\,000} = 2645,5 \text{ м}^3.$$

Эксплуатационные затраты на топливо для технологии разрабатываемого энергокомплекса:

$$\text{Э}_{\text{ЭК}} = C_{\text{Г}} \cdot V_{\text{Г}} = 7,5 \cdot 2645,5 = 19\,841 \text{ руб.}$$

В табл. 5 приведены результаты расчета эксплуатационных расходов за отопительный сезон для нового энергокомплекса.

На рис. 2 показана зависимость коэффициента энергетической эффективности энергокомплекса от температуры низкопотенциального источника. Видно, что со снижением температуры источника

эффективность энергокомплекса падает, что также характерно для АБТН и ПКТН.

На рис. 3 и 4 представлена зависимость расхода газа и эксплуатационных затрат за отопительный сезон для различных теплогенераторов в зависимости от температуры низкопотенциального источника.

На рис. 5 представлено сравнение капитальных и эксплуатационных затрат на сравниваемые типы теплогенераторов. Отложенные значения по оси ординат (затраты) при 0 уровне лет соответствуют капитальным затратам на тот или иной тип теплогенератора (к примеру, для ПКТН и АБТН – 250 тыс. руб., для энергокомплекса – 300 тыс. руб.).

Таблица 5

Эксплуатационные затраты на теплоснабжение при использовании технологии нового энергокомплекса

Table 5

Operating costs for heat supply when using new energy complex technology

Параметры энергокомплекса	Температура низкопотенциального источника, °С			
	–5	0	+5	+10
Полезная мощность компрессора, кВт	4,4745	4,4745	4,4745	4,475
Тепловая мощность конденсатора ПКТН, кВт	15,437	16,734	18,121	19,56
Тепловая мощность, воспринятая генератором пара от двигателя внутреннего сгорания, кВт	7,033	7,033	7,033	7,033
Тепловая мощность конденсатора АБТН, кВт	10,387	11,041	11,393	11,58
Тепловая мощность, рекуперированная от дымовых газов, кВт	1,4	1,4	1,4	1,4
Тепловая мощность установки, кВт	27,224	29,176	30,915	32,54
Коэффициент энергетической эффективности энергокомплекса	2,022	2,167	2,296	2,42
Расход газа на энергокомплекс за отопительный период, м ³	3166,2	2954,4	2788,4	2645,5
Эксплуатационные затраты на топливо за отопительный период, руб.	23 747,18	22 158,19	20 913,24	19 841,65

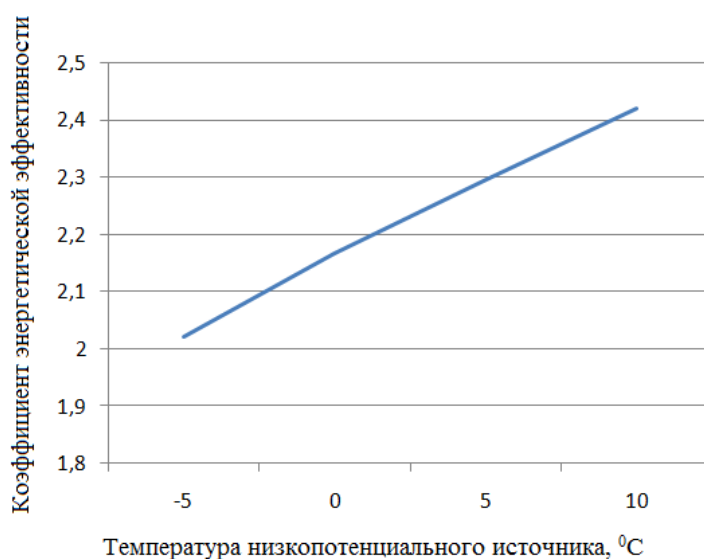


Рис. 2. Эффективность энергокомплекса в зависимости от температуры низкопотенциального источника
Fig. 2. The efficiency of the energy complex depending on the temperature of the low-potential source

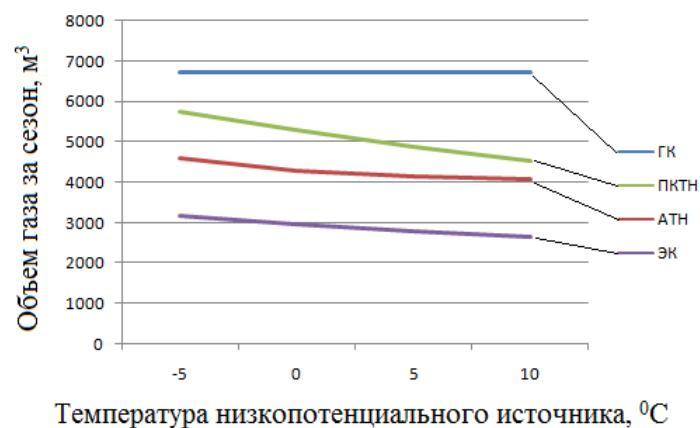


Рис. 3. Расход газа за отопительный сезон
Fig. 3. Gas consumption for the heating season

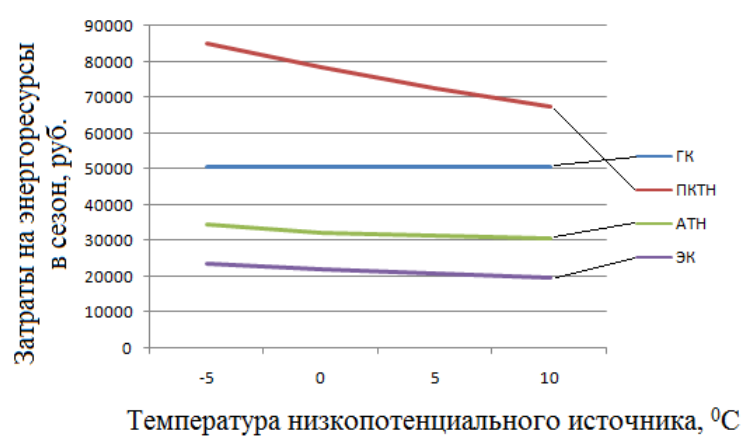


Рис. 4. Эксплуатационные затраты за отопительный сезон
Fig. 4. Operating costs for the heating season

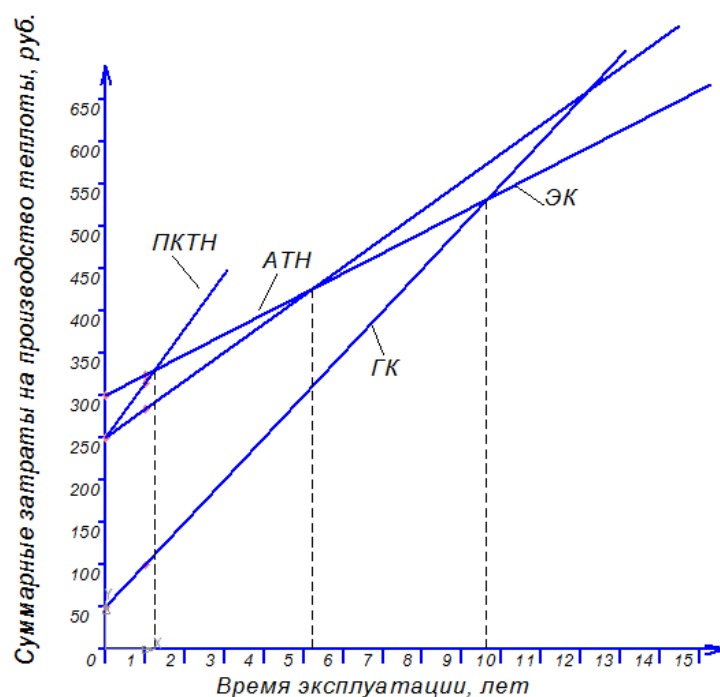


Рис. 5. Срок окупаемости технологий теплогенераторов
Fig. 5. Payback period of heat generator technologies

Полученные результаты и перспективы использования

Представленный технико-экономический анализ показывает, что предлагаемый энергокомплекс имеет эксплуатационные затраты (по тарифам энергоносителей на 2022 г.) в 1,5 раза ниже, чем у АТН, в 2,5 раза ниже, чем у ГК, и в 3,3 раза ниже, чем у ПКТН. При этом экономия газа по сравнению с АТН – также в 1,5 раза, с ГК – также в 2,5 раза, а с ПКТН экономия газа уже в 1,6 раза близка к экономии с АТН. Таким образом, мы видим примерно одинаковую эффективность АТН и ПКТН в пересчете на газ и снижение расхода газа при переходе на ЭК в 1,5 раза, а в сравнении с ГК – в 2,5 раза.

Окупаемость, без учета дисконтирования, ЭК по сравнению с ПКТН – 1,2 года, с АТН – 5,2 года, с ГК – 9,6 года. В зависимости от стоимости подключения к источнику энергии (газ, низкопотенциальный источник) эти значения могут сильно меняться вплоть до моментальной окупаемости по сравнению с ГК. В представленном технико-экономическом анализе учитывалась стоимость основного оборудования: трансформатор теплоты (тепловой насос), газовый котел. При этом для трансформатора теплоты не учитывалась стоимость подключения к низкопотенциальному источнику (грунтовый зонд, воздушный теплообменник, грунтовая вода и т. д.), так как его стоимость может сильно отличаться в разных случаях. Это справедливое допущение, так как подключение газового оборудования к газопроводу так же может отличаться многократно, в зависимости от ситуации (от бесплатного до десятков миллионов). В данном анализе считаем, что условный потребитель уже имеет подключение к низкопотенциальному источнику и газу. Стоимость парокомпрессионного трансформатора теплоты принимаю как среднюю на 2022 г. из представленных на рынке бюджетных моделей, так же и по газовому котлу. Абсорбционных же трансформаторов теплоты мощностью порядка 30 кВт на рынке не представлено, применяются, как правило, трансформаторы

мощностью от 0,5 МВт и выше, поэтому с учетом сложности конструкции, аналогичной ПКТН, была принята стоимость условного АТН 30 кВт, равная стоимости ПКТН 30 кВт.

Заключение

В статье было выполнен анализ эксплуатационных затрат различных теплогенераторов и проведено сравнение капитальных и эксплуатационных затрат. В качестве конкурирующих решений рассматривались газовый котел, абсорбционный и парокомпрессионный тепловые насосы. Проведенные расчеты показывают, что применение АТН для теплоснабжения является эффективным решением, которое не требует подключения к электросети, а только источник теплоты, поэтому достаточно странно, что их до сих пор нет в широком использовании в киловаттных мощностях для индивидуальных потребителей. В то же время еще более эффективным решением является применение энергокомплекса, комбинирующего в себе преимущества ПКТН и АБТН. Расчеты показывают, что применение энергокомплекса позволяет снизить эксплуатационные затраты за счет снижения расхода топлива. Например, ЭК имеет эксплуатационные затраты в 1,5 раза меньше, чем АТН, и в 2,5 раза меньше, чем газовый котел. Окупаемость энергокомплекса на базе нового трансформатора теплоты при коэффициенте энергетической эффективности 2,42 составляет около 1,5 лет, что выше, чем у имеющих конкурентов. Окупаемость, без учета дисконтирования, ЭК по сравнению с АТН составляет 5,2 года, с ГК – 9,6 года.

Стоит отметить, что в других внешних условиях окупаемость может изменяться, к примеру, снизиться до 5 лет по сравнению с газовым котлом. Поэтому в каждом отдельном случае должен выполняться детальный технико-экономический анализ применяемого для теплоснабжения решения. Считаем разработку АТН для бытового применения в диапазоне мощности 5–100 кВт весьма перспективным направлением.

Список литературы

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2035 года. Министерство энергетики РФ [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 18.05.2023).
2. Шляхтичев Д.В. Преимущества индивидуальных пунктов теплоснабжения перед централизованными // Вестник магистратуры. 2020. № 2-1 (101). С. 11–13.
3. Зацаринная Ю.Н., Ризванова Г.И., Аль-Музайкер М.А. Децентрализованные системы теплоснабжения как один из способов модернизации теплоснабжения // Вестник Казанского технологического университета. 2014. Т. 17, № 3. С. 288–289.
4. Царьков С.А., Журавлева Н.В. Централизованные и децентрализованные схемы теплоснабжения // Вестник магистратуры. 2022. № 1-1 (124). С. 24–25.
5. Уразбаев Д.Е., Беркова Е.А. Выбор воздушных тепловых насосов для систем автономного теплоснабжения // Вестник молодежной науки. 2022. № 2 (34). DOI: 10.46845/2541-8254-2022-2(34)-27-27
6. Расчетный анализ использования бромисто-литиевого раствора для бытового абсорбционного трансформатора теплоты / Н.Н. Ефимов, Е.М. Дьяконов, В.В. Папин и др. // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». 2022. Т. 22, № 3. С. 90–99. DOI: 10.14529/power220310

7. Авралева М.Д., Журавлева Н.В. Виды напольных бытовых котлов // Вестник магистратуры. 2021. № 2-1 (113). С. 13–15.
8. Тряпкина Е.А. Тенденции развития теплоснабжения в России // Вестник магистратуры. 2020. № 2-1 (101). С. 77–82.
9. Численные исследования совершенства сжигания газа в топках бытовых теплогенераторов / М.Р. Валеев, А.А. Дюдина, А.Р. Фатихов, М.Г. Зиганшин // Известия КГАСУ. 2019. № 1 (47). С. 184–193.
10. Беспалов В.В., Туболев А.А., Галашов Н.Н. Исследование теплоотдачи от насыщенного влажного воздуха к вертикальной стенке теплообменника при конденсации водяных паров // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333, № 8. С. 7–14. DOI: 10.18799/24131830/2022/8/3638
11. СП 131.13330.2020. Строительная климатология СНиП 23-01-99* (с Изменением N 1). Свод правил № 131.13330.2020.
12. Тепловые и конструктивные расчеты холодильных машин, тепловых насосов и термотрансформаторов. Ч. 1. Расчет циклов, термодинамических и теплофизических свойств рабочих веществ: учеб. пособие / Л.С. Тимофеевский, В.И. Пекарев, Н.Н. Бухарин и др.; под ред. Л.С. Тимофеевского. СПб.: СПбГУ-НИИТ, 2006. 260 с.
13. Дзино А.А., Малинина О.С. Теплоиспользующие холодильные машины: учеб.-метод. пособие. СПб.: Университет ИТМО, 2015. 70 с.
14. Имамова Л.М., Сайтов Р.М. Сравнение абсорбционных холодильных машин с парокомпрессионными // Инновационная наука. 2017. № 12. С. 42–46.
15. Тер-Мкртчян Г.Г. Двигатели внутреннего сгорания с нетрадиционными рабочими циклами: учеб. пособие. М.: МАДИ, 2015. 80 с.
16. Паровые и газовые турбины для электростанций: учеб. для вузов / А.Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А.Д. Трухний; под ред. А.Г. Костюка. М.: Издат. дом МЭИ, 2016.
17. Основы современной энергетики: учеб. для вузов: в 2 т. / под общ. ред. чл.-корр. РАН Е.В. Аметистова. 6-е изд., перераб. и доп. М.: Издат. дом МЭИ, 2016.
18. Термодинамические и теплофизические свойства продуктов сгорания / под ред. акад. В.П. Глушко; АН СССР. ВИНТИ. М., 1973. Т. III. 624 с.
19. Шароглазов Б.А., Фарафонов М.Ф., Клементьев В.В. Двигатели внутреннего сгорания: теория, моделирование и расчет процессов: учеб. по курсу «Теория рабочих процессов и моделирование процессов в двигателях внутреннего сгорания». Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2005. 403 с.

References

1. *Energeticheskaya strategiya Rossiyskoy Federatsii do 2035 goda. Ministerstvo energetiki RF* [Energy strategy of the Russian Federation until 2035. Ministry of Energy of the Russian Federation]. (In Russ.) Available at: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (accessed 18.05.2023).
2. Shlyakhtichev D.V. [Advantages of individual heating points over centralized ones]. *Vestnik magistratury*. 2020;2-1(101):11–13. (In Russ.)
3. Zaccarinnaya Yu.N., Rizvanova G.I., Al-Muzajker M.A. [Decentralized heat supply systems as one of the ways to modernize heat supply]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*. 2014;17(3):288–289. (In Russ.)
4. Tsar'kov S.A., Zhuravleva N.V. [Centralized and decentralized heat supply schemes]. *Vestnik magistratury*. 2022;1-1(124):24–25. (In Russ.)
5. Urazbaev D.E., Berkova E.A. Selection of air heat pumps for independent heat supply systems. *Vestnik molodezhnoy nauki*. 2022;2(34). (In Russ.) DOI: 10.46845/2541-8254-2022-2(34)-27-27
6. Efimov N.N., Dyakonov E.M., Papin V.V., Bezuglov R.V., Yanuchok A.I. A case study computational analysis of lithium bromide solution for household absorption heat transformer. *Bulletin of the South Ural State University. Ser. Power Engineering*. 2022;22(3): 90–99. (In Russ.) DOI: 10.14529/power220310
7. Avralev M.D., Zhuravleva N.V. [Types of floor-standing domestic boilers]. *Vestnik magistratury*. 2021;2-1(113):13–15. (In Russ.)
8. Tryapkina E.A. [Trends in the development of heat supply in Russia]. *Vestnik magistratury*. 2020;2-1(101):77–82. (In Russ.)
9. Valeev M.R., Dyudina A.A., Fatikhov A.R., Ziganshin M.G. [Numerical investigations of the perfection of gas combustion in the furnaces of domestic heat generators]. *News of the KSUAE*. 2019;1(47):184–193. (In Russ.)
10. Беспалов В.В., Туболев А.А., Галашов Н.Н. Investigation of heat transfer from saturated moist air to the vertical wall of a heat exchanger with water vapor condensation. *Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo assets engineering*. 2022;333(8):7–14. (In Russ.) DOI: 10.18799/24131830/2022/8/3638
11. *SP 131.13330.2020. Stroitel'naya klimatologiya SNiP 23-01-99* (s Izmeneniem N 1). Svod pravil N 131.13330.2020* [SP 131.13330.2020. Construction climatology SNiP 23-01-99* (with Amendment No. 1). Set of rules No. 131.13330.2020]. (In Russ.)

12. Timofeevskiy L.S., Pekarev V.I., Bukharin N.N. et al. *Teplovye i konstruktivnye raschety kholodil'nykh mashin, teplovykh nasosov i termotransformatorov. Ch. 1. Raschet tsiklov, termodinamicheskikh i teplofizicheskikh svoystv rabochnykh veshchestv: ucheb. posobie* [Thermal and structural calculations of refrigeration machines, heat pumps and thermotransformers. Part. 1. Calculation of cycles, thermodynamic and thermophysical properties of working substances. Textbook]. St. Petersburg: St. Petersburg State University of Low Temperature and Food Technologies; 2006. 260 p. (In Russ.)
13. Dzino A.A., Malinina O.S. *Teploispol'zuyushchie kholodil'nye mashiny: ucheb.-metod. posobie* [Heat-using refrigeration machines. Educational and methodological manual]. St. Petersburg: ITMO University; 2015. 70 p. (In Russ.)
14. Imamova L.M., Saitov R.M. [Comparison of absorption refrigeration machines with vapor compression]. *Innovation science*. 2017;12:42–46. (In Russ.)
15. Ter-Mkrtichyan G.G. *Dvigateli vnutrennego sgoraniya s netraditsionnymi rabochnimi tsiklami: ucheb. posobie* [Internal combustion engines with non-traditional operating cycles. Textbook]. Moscow: Moscow Automobile and Road Construction State Technical University (MADI); 2015. 80 p. (In Russ.)
16. Kostyuk A.G., Frolov V.V., Bulkin A.E., Trukhniy A.D. *Parovye i gazovye turbiny dlya elektrostantsiy: uchebnik dlya vuzov* [Steam and gas turbines for power plants. Textbook for universities]. Moscow: MPEI Publishing House; 2016. (In Russ.)
17. Ametistov E.V. (Ed.) *Osnovy sovremennoy energetiki: ucheb. dlya vuzov: v 2 t.* [Fundamentals of modern energy: textbook for universities: in 2 volumes]. 6th ed., revised and updated. Moscow: MPEI Publishing House; 2016. (In Russ.)
18. Glushko V.P. (Ed.) *Termodinamicheskie i teplofizicheskie svoystva produktov sgoraniya* [Thermodynamic and thermophysical properties of combustion products]. Moscow; 1973. Vol. III. 624 p. (In Russ.)
19. Sharoglavov B.A., Farafontov M.F., Klement'ev V.V. *Dvigateli vnutrennego sgoraniya: teoriya, modelirovaniye i raschet protsessov: uchebnik* [Internal combustion engines: theory, modeling and calculation of processes. Textbook]. Chelyabinsk: South Ural St. Univ. Publ.; 2005. 403 p. (In Russ.)

Информация об авторах

Папин Владимир Владимирович, канд. техн. наук, доц., кафедра тепловых электрических станций и теплотехники, Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, Новочеркасск, Россия; vladimir_papin@bk.ru.

Безуглов Роман Владимирович, канд. техн. наук, доц., кафедра тепловых электрических станций и теплотехники, Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, Новочеркасск, Россия; bezuglov@npi-tu.ru.

Добрыднеев Денис Владимирович, аспирант, кафедра тепловых электрических станций и теплотехники, Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, Новочеркасск, Россия; d.v.dobrydnev@gmail.com.

Дьяконов Евгений Михайлович, канд. техн. наук, доц., кафедра тепловых электрических станций и теплотехники, Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, Новочеркасск, Россия; deml@rambler.ru.

Шмаков Анатолий Сергеевич, аспирант, кафедра тепловых электрических станций и теплотехники, Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, Новочеркасск, Россия; tolikshmakov.1998@rambler.ru.

Information about the authors

Vladimir V. Papin, Cand. Sci. (Eng.), Ass. Prof., Department of Thermal Power Plants and Heat Engineering, Platon South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk, Russia; vladimir_papin@bk.ru.

Roman V. Bezuglov, Cand. Sci. (Eng.), Ass. Prof., Department of Thermal Power Plants and Heat Engineering, Platon South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk, Russia; bezuglov@npi-tu.ru.

Denis V. Dobrydnev, Postgraduate Student, Department of Thermal Power Plants and Heat Engineering, Platon South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk, Russia; d.v.dobrydnev@gmail.com.

Evgeny M. Dyakonov, Cand. Sci. (Eng.), Ass. Prof., Department of Thermal Power Plants and Heat Engineering, Platon South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk, Russia; deml@rambler.ru.

Anatoly S. Shmakov, Postgraduate Student, Department of Thermal Power Plants and Heat Engineering, Platon South-Russian State Polytechnic University (NPI), Novocherkassk, Russia; tolikshmakov.1998@rambler.ru.

Статья поступила в редакцию 12.06.2023; одобрена после рецензирования 05.10.2023; принята к публикации 08.11.2023.

The article was submitted 12.06.2023; approved after review 05.10.2023; accepted for publication 08.11.2023.