

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ СНГ
ЭНЕРГЕТИКА Том 65, № 5
2022

МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ИЗДАЕТСЯ С ЯНВАРЯ 1958 ГОДА

Учредитель

Министерство образования Республики Беларусь

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

СОДЕРЖАНИЕ

ОБЩАЯ ЭНЕРГЕТИКА

- Зорина Т. Г., Панасюк В. В., Прусов С. Г.** Типологизация и анализ значимости рисков и угроз энергетической безопасности Республики Беларусь с учетом интеграции Белорусской АЭС в энергосистему 385

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

- Белоусов А. В., Скурятин Ю. В., Денисевич Н. А.** Двухконверторный силовой активный фильтр с пониженными динамическими потерями: синтез управления и моделирование 398

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

- Uzakov G. N., Charvinski V. L., Ibragimov U. Kh., Khamraev S. I., Kamolov B. I.** Mathematical Modeling of the Combined Heat Supply System of a Solar House (Узаков Г. Н., Червинский В. Л., Ибрагимов У. Х., Хамраев С. И., Камолов Б. И. Математическое моделирование комбинированной системы теплоснабжения солнечного дома) 412
- Любов В. К., Чухчин Д. Г., Попов А. Н.** Теплотехнические испытания отопительных котельных при работе на торфяном топливе 422
- Петраш В. Д., Хоменко О. И., Басист Д. В., Уйма А.** Концепция устройства и энергетический потенциал парокомпрессионного теплоснабжения на основе бинарного низкотемпературного источника 436

ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

- Ивашечкин В. В., Медведева Ю. А.** Оптимизация работы водозаборов подземных вод с помощью двухколонных скважин 451

ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

- Короткевич М. А., Подгайский С. И.** О целесообразности прокладки вне населенных пунктов кабельных линий электропередачи напряжением 6–35 кВ вместо воздушных 463

Главный редактор Федор Алексеевич Романюк

Редакционная коллегия

- 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),
К. В. ДОБРЕГО (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь) (заместитель главного редактора),
П. В. ЖУКОВСКИИ (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),
В. Ю. РУМЯНЦЕВ (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),
Е. В. ТОРОПОВ (Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Российская Федерация),
Г. Н. УЗАКОВ (Каршинский инженерно-экономический институт, Кариши, Республика Узбекистан),
Б. М. ХРУСТАЛЕВ (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь),
Л. В. ШЕНЕЦ (РУП «Белинвестэнергосбережение», Минск, Республика Беларусь)

Ведущий стилистический редактор В. Н. Гурьянчик

**Издание зарегистрировано в Министерстве информации Республики Беларусь 28 февраля 2019 г.
Регистрационный номер 1257**

Набор и верстка выполнены в редакции журналов «Энергетика» и «Наука и техника»

Подписано к печати 30.09.2022. Формат бумаги 60×84¹/₈. Бумага мелованная.
Печать цифровая. Гарнитура Таймс. Усл. печ. л. 11,5. Уч.-изд. л. . Тираж 100 экз.
Дата выхода в свет . 2022. 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; energy-bntu@mail.ru
<http://energy.bntu.by>

Отпечатано в БНТУ. Лицензия ЛП № 02330/74 от 03.03.2014.
220013, г. Минск, пр. Независимости, 65

© Белорусский национальный технический университет, 2022

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

PROCEEDINGS OF THE CIS
HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS
AND POWER ENGINEERING ASSOCIATIONS

ENERGETIKA

V. 65, No 5
2022

INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
PUBLISHED FROM JANUARY, 1958

Founder

Ministry of Education of the Republic of Belarus

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

CONTENTS

GENERAL POWER ENGINEERING

- Zoryna T. G., Panasyuk V. V., Prusov S. G.** Typologation and Analysis of the Significance of Risks and Threats to the Energy Security of the Republic of Belarus Taking into Account the Integration of Belarusian NPP in the Energy System 385

ELECTRICAL POWER ENGINEERING

- Belousov A. V., Skuriatin Y. V., Denysevich N. A.** Dual-Converter Active Power Filter with Reduced Dynamic Losses: Control Synthesis and Modeling 398

HEAT POWER ENGINEERING

- Uzakov G. N., Charvinski V. L., Ibragimov U. Kh., Khamraev S. I., Kamolov B. I.** Mathematical Modeling of the Combined Heat Supply System of a Solar House 412
- Lyubov V. K., Chukhchin D. G., Popov A. N.** Thermal Engineering Tests of Heating Boiler Houses when Working on Peat Fuel 422
- Petrash V. D., Khomenko O. I., Basist D. V., Ujma A.** The Arrangement Concept and the Energy Potential of the Vapor Compression Heat and Cooling Supply Based on a Binary Low-Temperature Source 436

HYDRAULIC POWER ENGINEERING

- Ivashechkin V. V., Medvedeva J. A.** Optimization of the Operation of Groundwater Intakes Using Two-Column Wells 451

POWER ENGINEERING ECONOMICS

- Korotkevich M. A., Podgaitsky S. I.** On the Expediency of Laying Cable Power Lines with a Voltage of 6–35 kV Outside Settlements Instead of Overhead Power Lines 463

Editor-in-Chief Fiodar A. Romaniuk

Editorial Board

- 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),
K. V. DOBREGO (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus) (Deputy Editor-in-Chief),
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),
V. Yu. RUMIANTSEV (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),
E. V. TOROPOV (South Ural State University, Chelyabinsk, 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)

Leading Style Editor V. N. Guryanchyk

**Publication is registered in the Ministry of Information of the Republic of Belarus in 2019, February, 28th
Reg. No 1257**

Typesetting and makeup are made in editorial office
of Journals "Energetika" and "Science and Technique"

Passed for printing 29.09.2022. Dimension of paper 60×84¹/₈. Coated paper.
Digital printing. Type face Times. Conventional printed sheet 11,5.
An edition of 100 copies. Date of publishing 2022. 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; energy-bntu@mail.ru
<http://energy.bntu.by>

Printed in BNTU. License LP No 02330/74 from 03.03.2014.
220013, Minsk, 65, Nezavisimosty Ave.

© Belarusian National Technical University, 2022

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-385-397>

УДК 338.27

Типологизация и анализ значимости рисков и угроз энергетической безопасности Республики Беларусь с учетом интеграции Белорусской АЭС в энергосистему

Т. Г. Зорина¹⁾, В. В. Панасюк²⁾, С. Г. Прусов¹⁾

¹⁾Институт энергетики НАН Беларуси (Минск, Республика Беларусь),

²⁾Академия управления при Президенте Республики Беларусь
(Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2022
Belarusian National Technical University, 2022

Реферат. В статье исследованы наиболее значимые риски и угрозы энергетической безопасности в условиях интеграции Белорусской АЭС в энергосистему республики. Представлен анализ существующих методических подходов к оценке энергетической безопасности. Проведена типологизация рисков по двум критериям: стадиям технологического процесса и источникам рисков. В результате выделены риски производственные, финансовые и информационные (вызываемые информационными технологиями). На основе экспертного опроса специалистов РУП-облэнерго и ГПО «Белэнерго» осуществлено ранжирование рисков и выявлены наиболее значимые из них. При этом установлено, что самыми серьезными производственными рисками являются: износ основных средств; снижение загрузки собственных генерирующих мощностей и надежности работы генерирующего оборудования и сети; отключения, приводящие к нарушению функционирования объектов обеспечения жизнедеятельности населения. К наиболее важным финансовым рискам относятся: рост стоимости основных топливно-энергетических ресурсов; дефицит оборотных средств и инвестиций; отсутствие источников финансирования на реконструкцию тепловых сетей; снижение платежеспособности потребителей; предоставление значительному количеству субъектов хозяйствования скидок с тарифов. По мнению респондентов, существенное значение среди информационных рисков имеют: отказы или сбои в работе объектов информатизации, непосредственно управляющих генерирующим оборудованием электростанций, оборудованием распределительных устройств электростанций, оборудованием подстанций; хакерские кибератаки; недостаточный уровень квалификации персонала, отсутствие заинтересованности сотрудников во внедрении информационных технологий. Предлагаемые идентификация угроз и ранжирование рисков на всех этапах энергетического производства могут использоваться для разработки мероприятий по укреплению энергобезопасности страны и оценки их влияния на социально-экономическое развитие.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, энергосистема, риски и угрозы энергетической безопасности, классификация рисков, экспертный опрос

Для цитирования: Зорина, Т. Г. Типологизация и анализ значимости рисков и угроз энергетической безопасности Республики Беларусь с учетом интеграции Белорусской АЭС в энергосистему / Т. Г. Зорина, В. В. Панасюк, С. Г. Прусов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 5. С. 385–397. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-385-397>

Адрес для переписки

Зорина Татьяна Геннадьевна
Институт энергетики
НАН Беларуси
ул. Академическая, 15/2,
220072, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 352-05-09
tatiana.zorina@gmail.com

Address for correspondence

Zoryna Tatsiana G.
Institute of Power Engineering
of the National Academy of Sciences of Belarus
15/2, Akademicheskaya str.,
220072, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 352-05-09
tatiana.zorina@gmail.com

Typologation and Analysis of the Significance of Risks and Threats to the Energy Security of the Republic of Belarus Taking into Account the Integration of Belarusian NPP in the Energy System

T. G. Zorina¹⁾, V. V. Panasyuk²⁾, S. G. Prusov¹⁾

¹⁾Institute of Power Engineering of the National Academy of Sciences of Belarus
(Minsk, Republic of Belarus),

²⁾Academy of Public Administration under the Aegis of the President of the Republic of Belarus
(Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The article examines the most significant risks and threats to energy security in the conditions of integration of the Belarusian NPP into the energy system of the Republic of Belarus. The article also presents an analysis of existing methodological approaches to the assessment of energy security. The risk typology was carried out according to two criteria: the stages of the technological process and the sources of risks. As a result, production, financial and information risks (caused by information technologies) are highlighted. On the basis of an expert survey of specialists of republican unitary energy enterprises and of “Belenergo” State Production Association, a ranking of risks was carried out and the most significant of them were identified. It was determined that the most significant production risks are: depreciation of fixed assets; reduction in the utilization of own generating capacities and reliability of the generating equipment and network; outages that lead to disruption of the functioning of facilities for ensuring the vital activity of the population. The most important financial risks include: the increase in the cost of basic fuel and energy resources; shortage of working capital and investments; lack of sources of financing for the reconstruction of heating networks; reduction of consumer solvency; provision of discounts from tariffs to a significant number of business entities. According to respondents, among information risks the most important ones are the following: failures in the operation of informatization facilities that directly control the generating equipment of power plants, equipment of switchgears of power plants, equipment of substations; hacker cyberattacks; insufficient level of qualification of personnel, lack of interest of employees in the introduction of information technologies. The proposed threat identification and risk ranking at all stages of energy production can be used to develop measures to strengthen the country's energy security and assess their impact on socio-economic development of the Republic of Belarus.

Keywords: energy security, energy system, risks and threats to energy security, risk classification, expert survey

For citation: Zoryna T. G., Panasyuk V. V., Prusov S. G. (2022) Typologation and Analysis of the Significance of Risks and Threats to the Energy Security of the Republic of Belarus Taking into Account the Integration of Belarusian NPP in the Energy System. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (5), 385–397. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-385-397> (in Russian)

Введение

Важность обеспечения энергетической безопасности исследовалась как отечественными, так и зарубежными учеными. Ее оценка с акцентом на вопросы финансово-экономического и экологического характера выполнена Институтом экономики Уральского отделения Российской академии наук (РАН) [1]. Согласно подходам, разработанным А. Г. Воробьевым,

Е. А. Мякотой, А. В. Путиловым, при определении энергетической безопасности особое внимание уделяется электроэнергетической системе [2], а в исследованиях Института систем энергетики имени Л. А. Мелентьева Сибирского отделения РАН проведены анализ и классификация угроз энергобезопасности [3]. В работах белорусских ученых А. А. Михалеви-ча, Т. Г. Зориной, И. Т. Богдан, Б. И. Попова, О. А. Любчик, Е. П. Корсак рассмотрены основные методы оценки и формирования системы угроз энергетической безопасности в Республике Беларусь [4–6]. Заслуживает внимания исследование отечественных авторов по применению индикативного подхода с предварительным определением и классификацией угроз энергобезопасности и их оценкой посредством отдельных показателей и интегральных индексов [7], где угрозы сгруппированы в блоки энергетической самостоятельности, диверсификации видов и надежности поставок энергоресурсов, а также энергетической эффективности их конечного потребления. Аналогичный подход изложен в работе прибалтийских ученых [8].

Ряд зарубежных авторов (например, Хельсио Блум, Луис Ф. Л. Легей) при этом считают, что энергетическая безопасность не является ни новой концепцией, ни новым понятием. Однако из-за новых проблем она требует более широкого подхода, охватывающего стороны и спроса (безопасность предложения), и предложения (безопасность спроса), а также учитывающего ситуацию нехватки энергии и избыточные возможности. Кроме того, такой подход должен предусматривать как частные (рынки), так и государственные (политика и регулирование) инициативы [9].

В вопросах энергетической безопасности исследователи из Китайской Народной Республики [10] исходят из интерпретации ее концептуальных рамок, состоящих из семи измерений. Для оценки энергетической безопасности рассчитаны 28 показателей. Затем нечеткие множества используются для указания важности измерений и показателей, а гибридная модель GRA-TOPSIS вводится для оценки эффективности энергетической безопасности. Кроме того, проводится качественный анализ первопричин с помощью диаграммы «почему – почему» для выявления факторов, влияющих на энергетическую безопасность.

Следует отметить, что различные угрозы лежат в основе рисков энергобезопасности. С учетом специфики выявленных основных рисков предлагается проводить идентификации угроз с классификацией их на производственные, финансовые и информационные (вызываемые применением информационных технологий) на всех стадиях энергетического производства. Риски бывают внутренними (контролируемо зависят от деятельности предприятий энергетики) и внешними (не контролируются энергетиками и не зависят от их деятельности). Повышению энергобезопасности страны также способствует выполнение мероприятий по интеграции в энергосистему вводимой на полную мощность Белорусской АЭС [11, 12].

Основная часть

В целях эффективной разработки направлений укрепления энергобезопасности и оценки их влияния на устойчивое социально-экономическое развитие регионов республики необходимо провести идентификацию угроз и ранжирование рисков с учетом их значимости на всех этапах энергопроизводства. Для этого предложена классификация существующих рисков энергетической безопасности на основе двух критериев: стадий технологического процесса и источников рисков. Согласно данной классификации, источники рисков на каждой стадии технологического процесса (генерация, передача, распределение) неизменны и могут быть объединены в следующие группы: производственные, финансовые, информационные (вызываемые использованием информационных технологий).

Для оценки степени угроз энергетической безопасности проведен письменный опрос 30 специалистов соответствующих подразделений (производственно-технических отделов, финансово-экономических служб и ИТ-специалистов) шести РУП-облэнерго и ГПО «Белэнерго». Респондентам было предложено провести ранжирование видов рисков (производственные, финансовые, информационные) на каждой стадии энергопроизводства с указанием соответствующих значений (от 1 до 3), при этом наиболее важному виду риска присваивалось значение «1», наименее важному – «3». Аналогичным образом оценивались конкретные риски, относящиеся к тому или иному виду (от 1 до 6–13 в зависимости от количества рисков в группе).

В ходе анализа результатов получена информация о важности каждой группы рисков (рис. 1). Так, по мнению экспертов, на стадиях генерации и передачи значение различных групп рисков одинаковое. При этом наиболее важными являются производственные риски, а наименее важными – риски, вызываемые информационными технологиями. Для стадии распределения производственные и финансовые риски равнозначны и важны, меньшая значимость отводится информационным рискам.

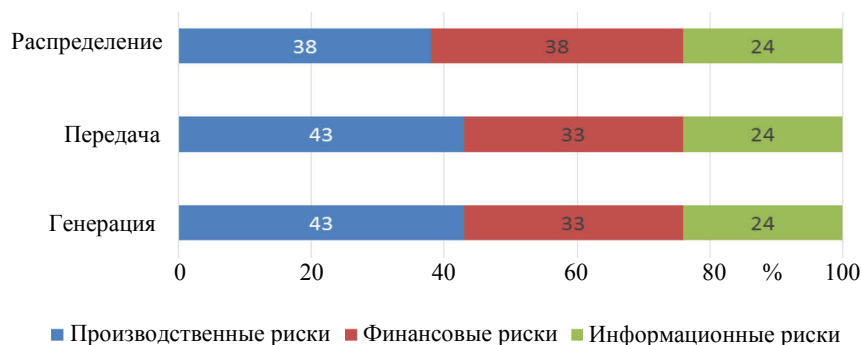


Рис. 1. Распределение групп рисков энергетической безопасности по стадиям энергопроизводства

Fig. 1. Distribution of energy security risk groups by stages of energy production

Результаты анализа значимости отдельных производственных рисков энергетической безопасности на стадии генерации представлены на рис. 2. К числу наиболее важных отнесены: износ основных средств (17 %); снижение загрузки собственных генерирующих мощностей, в том числе ТЭЦ по теплофикационному циклу в связи с вводом БелАЭС и отсутствием экспорта электроэнергии в сопредельные страны (13 %); снижение надежности работы оборудования (увеличение отказов) (13 %). Менее важными названы низкий коэффициент использования установленной мощности по районным котельным (ввиду сокращения промышленных потребителей тепловой энергии, высоких темпов газификации, создания децентрализованных источников теплоснабжения) (6 %) и негативное воздействие на окружающую среду (5 %).

Генерация – производственные риски



Рис. 2. Важность производственных рисков энергетической безопасности на стадии генерации

Fig. 2. The importance of production risks of energy security at the generation stage

Значимость отдельных финансовых рисков на стадии генерации отражена на рис. 3. Наиболее важными признаны: рост стоимости основных топливно-энергетических ресурсов, удельный вес которых составляет 70–80 % в затратах на топливо (21 %); снижение прибыльности РУП-облэнерго ввиду уменьшения загрузки собственных генерирующих мощностей (в том числе из-за отсутствия экспорта электроэнергии в сопредельные страны) и некупаемости ранее введенных объектов в связи с вводом БелАЭС (недостаточность фонда перераспределения для обеспечения минимальной необходимой прибыли при вводе БелАЭС) (17 %). Наименее важными являются: различная рентабельность областных энергосистем, обусловленная различными среднеотпускными тарифами на энергию и различной себестоимостью ее производства из-за отличий в структуре генерации (8 %); высокие затраты на содержание вспомогательных ремонтных цехов при моральном и физическом старении их производственных мощностей и применяемых технологий (8 %); высокие затраты на содержание автотранспорта и спецмеханизмов при относительно низких коэффициентах выпуска и сезонности использования некоторых групп подвижного состава (5 %).

Генерация – финансовые риски

Рис. 3. Важность финансовых рисков энергетической безопасности на стадии генерации

Fig. 3. The importance of financial risks of energy security at the generation stage

На рис. 4 представлены риски на стадии генерации, вызванные информационными технологиями. По мнению респондентов, наибольшее значение здесь имеют отказы или сбои в работе объектов информатизации, непосредственно управляющих генерирующим оборудованием электростанций (11 %) и оборудованием распределительных устройств электростанций (12 %), а наименьшее значение – отказы или сбои в работе объектов информатизации, непосредственно управляющих оборудованием контроля вредных выбросов в атмосферу (3 %).

Генерация – информационные риски

Рис. 4. Важность рисков энергетической безопасности,

вызываемых информационными технологиями, на стадии генерации

Fig. 4. The importance of energy security risks caused by information technologies at the generation stage

На стадии передачи наиболее важными производственными рисками (рис. 5) являются износ основных средств (17 %) и снижение надежности работы сети из-за погодных условий (14 %), а наименее важными – увеличение доли потерь в случае снижения объемов промышленного производства из-за недозагрузки трансформаторных мощностей (6 %) и рост нагрузочных потерь при транспортировке электроэнергии по линиям в зависимости от удаленности потребителей в связи с приростом межсистемных перетоков между областными энергосистемами, так как основным источником электроэнергии будет являться БЕЛАЭС (5 %).

Передача – производственные риски



Рис. 5. Важность производственных рисков энергетической безопасности на стадии передачи

Fig. 5. The importance of industrial energy security risks at the transfer stage

Результаты анализа финансовых рисков на стадии передачи представлены на рис. 6. К числу наиболее значимых отнесены: дефицит оборотных средств и инвестиций, в том числе внешних, направляемых на модернизацию объектов электросетевой инфраструктуры и для расчета за ранее реализованные проекты за счет иностранных кредитных линий (принимаются во внимание также колебания валютных курсов) (27 %); отсутствие источников финансирования на реконструкцию тепловых сетей в объеме 4 % от восстановительной стоимости для обеспечения нормативного срока службы в 25 лет (22 %). Наименее значимыми названы высокие затраты на содержание вспомогательных ремонтных цехов при моральном и физическом старении их производственных мощностей и применяемых технологий (10 %) и высокие затраты на содержание автотранспорта и спецмеханизмов при относительно низких коэффициентах выпуска и сезонности использования некоторых групп подвижного состава (9 %).

Значимость рисков, вызванных информационными технологиями на стадии передачи, отражена на рис. 7. Среди них наиболее важными являются отказы или сбои в работе объектов информатизации, непосредственно управляющих оборудованием подстанций (13 %), а наименее важными – несовместимость срока эксплуатации технических средств автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) и основного технологического оборудования (6 %), несоответствие (отсталость) средств информационной безопасности внедренным информацион-

ным решениям (6 %), отсутствие на предприятиях энергетики специализированных подразделений, непосредственно отвечающих за информационную безопасность (5 %).

Передача – финансовые риски

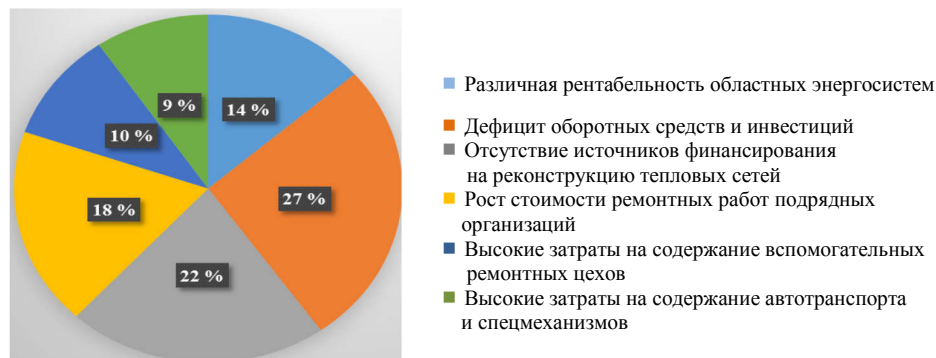


Рис. 6. Важность финансовых рисков энергетической безопасности на стадии передачи

Fig. 6. The importance of financial risks of energy security at the transfer stage

Передача – информационные риски



Рис. 7. Важность рисков энергетической безопасности, вызываемых информационными технологиями, на стадии передачи

Fig. 7. The importance of energy security risks caused by information technologies at the transfer stage

На рис. 8 приведены производственные риски на стадии распределения. Наибольшее значение, по мнению респондентов, имеют отключения, приводящие к нарушению функционирования объектов обеспечения жизнедеятельности населения (водо-, газо-, тепло-, электроснабжения, водоотведения) – социальный аспект риска (14 %) и износ основных средств (13 %), а наименьшее – высокий уровень затрат на обслуживание распределительной сети (4 %) и отсутствие 100%-го покрытия электронными приборами учета потребителей (4 %).

Распределение – производственные риски

Рис. 8. Важность производственных рисков энергетической безопасности на стадии распределения

Fig. 8. The importance of industrial energy security risks at the distribution stage

Наиболее важными финансовыми рисками энергетической безопасности на стадии распределения (рис. 9) считаются: дефицит оборотных средств и инвестиций, в том числе внешних, на модернизацию объектов распределительной электросетевой инфраструктуры (16 %); снижение платежеспособности потребителей в регионе (16 %); предоставление значительному количеству субъектов хозяйствования скидок с тарифов (15 %). Наименее важны такие риски, как высокие затраты на содержание автотранспорта и спецмеханизмов при относительно низких коэффициентах выпуска и сезонности использования некоторых групп подвижного состава (5 %), а также высокие затраты на содержание вспомогательных ремонтных цехов при моральном и физическом старении их производственных мощностей и применяемых технологий (4 %).

Значимость рисков, вызванных информационными технологиями, на стадии распределения показана на рис. 10. Так, наиболее важными из них названы: отказы или сбои в работе объектов информатизации, непосредственно управляющих оборудованием подстанций (комплектных трансформаторных и распределительных подстанций) (13 %); хакерские кибератаки (взлом, внедрение вредоносных программ-шифровальщиков и блокировок, шантаж) (12 %); недостаточный уровень квалификации персонала, отсутствие заинтересованности сотрудников во внедрении информационных технологий, что приводит к отказам, ошибкам и сбоям в работе оборудования по вине ИТ-персонала (12 %). Наименьшее значение имеют цифровая зависимость от технологий, особенно иностранных, и их поставщиков (отказы в работе оборудования в связи с непредоставлением поставщиком программно-технических комплексов соответствующих паролей для доступа к программному обеспечению, возможность удаленного контроля и влияния на

работу оборудования, снятие данных поставщиком, промышленный шпионаж) (6 %), а также несоответствие (отсталость) средств информационной безопасности внедренным информационным решениям (4 %).

Распределение – финансовые риски



Рис. 9. Важность финансовых рисков энергетической безопасности на стадии распределения

Fig. 9. The importance of financial risks of energy security at the distribution stage

Распределение – информационные риски



Рис. 10. Важность рисков энергетической безопасности, вызываемых информационными технологиями, на стадии распределения

Fig. 10. The importance of energy security risks caused by information technologies at the distribution stage

Таким образом, проведенное исследование позволило сделать следующие основные выводы. Поскольку основополагающей целью функционирования энергосистемы Республики Беларусь является обеспечение бесперебойного и надежного энергоснабжения потребителей, респонденты выделили в качестве наиболее весомых производственные риски на всех стадиях энергетического производства. Это свидетельствует о том, что в настоящее время в областных энергосистемах уделяется внимание преимущественно им.

В результате цифровой трансформации энергетики появилась новая группа рисков – информационные риски, вызываемые информационными технологиями. Они оценены достаточно высоко (их доля составляет 24 %). Это говорит о необходимости совершенствования Концепции энергетической безопасности Республики Беларусь в части включения в нее угроз, вызываемых информационными технологиями, и соответствующих индикаторов для их оценки.

Ранжирование финансовых рисков, связанных с инвестиционной составляющей и затратами на ремонтно-эксплуатационное обслуживание по основным технологическим стадиям энергетического производства, представлено в табл. 1. В данном случае у специалистов РУП-облэнерго наибольшие опасения вызывают вопросы достаточности финансирования системообразующей электрической сети и теплотрасс (стадия передачи).

Таблица 1

Значимость финансовых рисков, связанных с инвестиционной составляющей и ремонтно-эксплуатационным обслуживанием

The importance of financial risks associated with the investment component and repair-and-maintenance services

Наименование риска	Наименование стадии		
	Генерация	Передача	Распределение
Инвестиционные риск-факторы, %	16	49	31
Риск-факторы, связанные с ремонтно-эксплуатационным обслуживанием, %	23	37	19
Итого, %	39	86	50

Проведенное исследование показывает актуальность дальнейшего изучения степени влияния каждой группы рисков на энергобезопасность Республики Беларусь и разработки на этой основе направлений устойчивого развития энергосистемы в условиях цифровой трансформации.

ВЫВОДЫ

1. Проведена классификация существующих рисков энергетической безопасности в Республике Беларусь на основе двух критериев: стадий технологического процесса энергетического производства (генерация, передача, распределение) и неизменных источников рисков. В результате все риски объединены в следующие группы: производственные, финансовые,

информационные. Основой классификации послужили систематизированные по вышеназванным критериям результаты анализа, полученные в ходе экспертного опроса специалистов шести РУП-облэнерго и ГПО «Белэнерго».

2. Предлагаемые идентификация угроз и ранжирование рисков энергобезопасности с учетом их значимости на всех этапах энергетического производства могут использоваться для разработки мероприятий по укреплению энергобезопасности страны и оценки их влияния на социально-экономическое развитие регионов Республики Беларусь.

ЛИТЕРАТУРА

1. Борталевич, С. И. Методические основы оценки энергетической безопасности регионов / С. И. Борталевич // *Экономический анализ: теория и практика*. 2012. № 38. С. 33–37.
2. Воробьев, А. Г. Подходы к оценке энергетической безопасности региона (на примере Челябинской области) / А. Г. Воробьев, Е. А. Мякота, А. В. Путилов // *Экономические и социальные перемены: факты, тенденции, прогноз*. 2010. № 4. С. 71–80.
3. Ворожкова, Т. Н. Онтологическая модель угроз энергетической безопасности / Т. Н. Ворожкова, Н. И. Пяткова // *Информационные и математические технологии в науке и управлении*. 2017. № 3. С. 35–41.
4. Михалевич, А. А. Состояние и перспективы развития энергетики в мире и Беларуси / А. А. Михалевич // *Устойчивое развитие энергетики Республики Беларусь – состояние и перспективы: сб. ст. Междунар. науч. конф., Минск, 1–2 окт. 2020 г. Минск, 2020. С. 44–51.*
5. Богдан, И. Т. Стратегия устойчивого развития энергетики Республики Беларусь / И. Т. Богдан, Т. Г. Зорина // *Устойчивое развитие энергетики Республики Беларусь – состояние и перспективы: сб. ст. Междунар. науч. конф., Минск, 1–2 окт. 2020 г. Минск, 2020. С. 104–112.*
6. Корсак, Е. П. Формирование системы угроз энергетической безопасности Республики Беларусь / Е. П. Корсак // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2019. Т. 62, № 4. С. 388–398. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-4-388-398>.
7. Попов, Б. И. Многокритериальный анализ решений как метод оценки уровня энергетической безопасности Республики Беларусь / Б. И. Попов, Т. Г. Зорина, О. А. Любчик // *Устойчивое развитие энергетики Республики Беларусь – состояние и перспективы: сб. ст. Междунар. науч. конф., Минск, 1–2 окт. 2020 г. Минск, 2020. С. 287–295.*
8. Analysis of Energy Security Level in the Baltic States Based on Indicator Approach / J. Augutis [et al.] // *Energy*. 2020. Vol. 199. 117427. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117427>.
9. Blum, X. The Challenging Economics of Energy Security: Ensuring Energy Benefits in Support of Sustainable Development / X. Blum, L. F. L. Legey // *Energy Economics*. 2012. Vol. 34, Iss. 6. P. 1982–1989. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.08.013>.
10. Measuring and Improving Regional Energy Security: a Methodological Framework Based on Both Quantitative and Qualitative Analysis / L. Zhang [et al.] // *Energy*. 2021. Vol. 227. P. 120534. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120534>.
11. Об утверждении комплексного плана развития электроэнергетической сферы до 2025 года с учетом ввода Белорусской атомной электростанции [Электронный ресурс]: пост. Совета Министров Респ. Беларусь от 1 марта 2016 г. № 169. Режим доступа: <https://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%BB%D0%BF%D0%B5%D0%BA%D1%81%D0%BD%D1%8B%D0%B9-%D0%9F%D0%BB%D0%B0%D0%BD.pdf>. Дата доступа: 25.02.2022.
12. 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>.

REFERENCES

1. Bortalevich S. I. (2012) Methodological Foundations for Assessing the Energy Security of Regions. *Ekonomicheskii Analiz: Teoriya i Praktika = Economic Analysis: Theory and Practice*, (38), 33–37 (in Russian).
2. Vorobyov A. G., Myakota E. A., Putilov A. V. (2010) Approaches to Assessing the Energy Security of the Region (on the Example of the Chelyabinsk Region). *Ekonomicheskie i Sotsial'nye Peremeny: Fakty, Tendentsii, Prognoz = Economic and Social Changes: Facts, Trends, Forecast*, (4), 71–80 (in Russian).
3. Vorozhtsova T. N., Pyatkova N. I. (2017) Ontological Model of Threats to Energy Security. *Informatsionnye i Matematicheskie Tekhnologii v Nauke i Upravlenii = Information and Mathematical Technologies in Science and Management*, (3), 35–41 (in Russian).
4. Mikhalevich A. A. (2020) The State and Prospects of Energy Development in the World and Belarus. *Ustoichivoe Razvitie Energetiki Respubliki Belarus' – Sostoyanie i Perspektivy: Sb. St. Mezhdunar. Nauch. Konf., Minsk, 1–2 Okt. 2020 g.* [Sustainable Development of Energy of the Republic of Belarus – State and Prospects: Collection of International Articles. Scientific. Conf., Minsk, 1–2 Oct. 2020]. Minsk, 44–51 (in Russian).
5. Bogdan I. T., Zoryna T. G. (2020) Strategy of Sustainable Energy Development of the Republic of Belarus. *Ustoichivoe Razvitie Energetiki Respubliki Belarus' – Sostoyanie i Perspektivy: sb. st. Mezhdunar. Nauch. Konf., Minsk, 1–2 Okt. 2020 g.* [Sustainable Development of Energy of the Republic of Belarus – State and Prospects: Collection of International Articles. Scientific. Conf., Minsk, 1–2 Oct. 2020]. Minsk, 104–112 (in Russian).
6. Korsak E. P. (2019) Formation of the System of Threats to Energy Security 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*, 62 (4), 388–398. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-4-388-398> (in Russian).
7. Popov B. I., Zoryna T. G., Lyubchik O. A. (2020) Multicriteria Analysis of Solutions as a Method of Assessing the Level of Energy Security of the Republic of Belarus. *Ustoichivoe Razvitie Energetiki Respubliki Belarus' – Sostoyanie i Perspektivy: Sb. St. Mezhdunar. Nauch. Konf., Minsk, 1–2 okt. 2020 g.* [Sustainable Development of Energy of the Republic of Belarus – State and Prospects: Collection of International Articles. Scientific. Conf., Minsk, 1–2 Oct. 2020]. Minsk, 287–295 (in Russian).
8. Augutis J., Krikštolaitis R., Martišauskas L., Urbonienė S., Urbonas R., Ušpurienė A. B. (2020) Analysis of Energy Security Level in the Baltic States Based on Indicator Approach. *Energy*, 199, 117427. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117427>.
9. Blum X., Legey L. F. L. (2012) The Challenging Economics of Energy Security: Ensuring Energy Benefits in Support of Sustainable Development. *Energy Economics*, 34 (6), 1982–1989. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2012.08.013>.
10. Zhang L., Bai, W., Xiao, H., Ren, J. (2021) Measuring and Improving Regional Energy Security: a Methodological Framework Based on Both Quantitative and Qualitative Analysis. *Energy*, 227, 120534. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120534>.
11. On the Approval of the Comprehensive Plan for the Development of the Electric Power Sector Until 2025 Taking into Account the Commissioning of the Belarusian Nuclear Power Plant: Resolution of the Council of Ministers of Republic of Belarus No 169 of March 1, 2016. Available at: <https://minenergo.gov.by/wp-content/uploads/%D0%9A%D0%BE%D0%BC%D0%BB%D0%BF%D0%B5%D0%BA%D1%81%D0%BD%D1%8B%D0%B9%D0%9F%D0%BB%D0%B0%D0%BD.pdf>. (Accessed 25 February 2022) (in Russian).
12. Mikhalevich A. A., Rak U. A. (2021) Belarus Power Engineering System Modeling Taking into Account the Nuclear Power Plant Commissioning. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 64 (1), 5–14. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-5-14> (in Russian).

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-398-411>

УДК 621.314

Двухконверторный силовой активный фильтр с пониженными динамическими потерями: синтез управления и моделирование

А. В. Белоусов¹⁾, Ю. В. Скурятин¹⁾, Н. А. Денисевич¹⁾

¹⁾Белгородский государственный технологический университет имени В. Г. Шухова
(Белгород, Российская Федерация)

© Белорусский национальный технический университет, 2022
Belarusian National Technical University, 2022

Реферат. Силовые активные фильтры – одно из наиболее эффективных средств снижения неактивных составляющих потребляемой из сети мощности, позволяющих обеспечить надлежащее качество электроэнергии в точках общего подключения к сети. К ключевым параметрам фильтров относятся динамические потери мощности в вентилях, которые оказывают влияние на КПД преобразователя и соответственно определяют целесообразность применения указанных фильтров в каждой конкретной ситуации. Наряду с решением задачи обеспечения надлежащего качества электроэнергии в точках общего подключения к сети особую актуальность приобретает снижение динамических потерь в вентилях. Цель исследования – повышение эффективности активной фильтрации в части снижения динамических потерь в вентилях при обеспечении высокого качества напряжений в точках общего подключения к сети и потребляемых из сети токов. Для ее достижения предложено совместно использовать двухконверторный силовой активный фильтр, работающий в режиме с различными частотами преобразования и установленными мощностями конверторов, и интерфейсный LCL-фильтр. Выполнен синтез управления преобразователем. В качестве метода используется управление на скользящих режимах. Эффективность предложенной системы оценена посредством моделирования в пакете прикладных программ MATLAB-Simulink. Результаты имитационного моделирования подтверждают возможность организации режима работы, при котором частоты преобразования и установленные мощности конверторов силовых активных фильтров различны. При этом потребляемые из сети токи и напряжения в точках общего подключения к сети имеют практически идеальную гармоническую форму. Фазовый сдвиг сетевых токов относительно соответствующих напряжений пренебрежимо мал. Показано, что организация режима работы конверторов с различными частотами преобразования и установленными мощностями позволяет существенно снизить динамические потери в ключах силовых активных фильтров.

Ключевые слова: полупроводниковый преобразователь, скользящий режим, управление, высшие гармоники, электромагнитная совместимость, неактивные составляющие мощности, качество электроэнергии, LCL-фильтр

Для цитирования: Белоусов, А. В. Двухконверторный силовой активный фильтр с пониженными динамическими потерями: синтез управления и моделирование / А. В. Белоусов, Ю. В. Скурятин, Н. А. Денисевич // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 5. С. 398–411. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-398-411>

Адрес для переписки

Скурятин Юрий Васильевич
Белгородский государственный технологический
университет имени В. Г. Шухова
ул. Костюкова, 46,
308012, г. Белгород, Российская Федерация
Тел.: +7 915 523-21-51
yvs-work@mail.ru

Address for correspondence

Skuriatin Yuri V.
Belgorod State Technological University
named after V. G. Shukhov
46, Kostyukova str.,
308012, Belgorod, Russian Federation
Tel.: +7 915 523-21-51
yvs-work@mail.ru

Dual-Converter Active Power Filter with Reduced Dynamic Losses: Control Synthesis and Modeling

A. V. Belousov¹⁾, Y. V. Skuriatin¹⁾, N. A. Denysevich¹⁾

¹⁾Belgorod State Technological University named after V. G. Shukhov
(Belgorod, Russian Federation)

Abstract. Nowadays, active power filters represent one of the most efficient means to reduce inactive power components which provides proper quality of electricity at common network connectivity points. Dynamic power losses in the valves that have a significant impact on the efficiency of the converter and, accordingly, determine the feasibility of using these filters in each specific situation, are among their key parameters. Along with the solution of the problem of ensuring the proper quality of electricity at common network connectivity points, the task of reducing dynamic losses in the valves becomes especially relevant. The purpose of the study is to increase the efficiency of active filtration in terms of reducing dynamic losses in the valves while ensuring high-quality voltages at common network connectivity points and currents consumed from the network. To achieve the goal, it is proposed to jointly use a dual-converter active power filter operating in a mode with different conversion frequencies and rated converter capacities, and an interface LCL-filter. Synthesis of converter control is performed. As a control method, the sliding mode control has been used. The efficiency of the proposed system was assessed by modeling in the MATLAB-Simulink application software package. The simulation results confirm the possibility of organizing a mode of operation in which the conversion frequencies and rated capacities of the converters of active power filters are different. In such a case, the currents and voltages consumed from the network at common network connectivity points have an almost perfect harmonic shape; and the phase shift of the network currents relative to the corresponding voltages has a negligible value. It is shown that the organization of the operating mode of converters with different conversion frequencies and rated capacities can significantly reduce the dynamic losses in the switches of active power filters.

Keywords: semiconductor converter, sliding mode, control, higher harmonics, electromagnetic compatibility, inactive components of power, electric power quality, LCL-filter

For citation: Belousov A. V., Skuriatin Y. V., Denysevich N. A. (2022) Dual-Converter Active Power Filter with Reduced Dynamic Losses: Control Synthesis and Modeling. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (5), 398–411. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-398-411> (in Russian)

Введение

В настоящее время сети электроснабжения насыщены нелинейными, несимметричными электроприемниками. В результате потребляемая из сети мощность содержит значительную долю неактивных составляющих, что приводит к дополнительным потерям мощности, снижению качества электроэнергии в точках подключения к сети и, как следствие, негативно-му влиянию на работу других потребителей [1, 2]. Решение проблемы качества электроэнергии в сетях систем электроснабжения возлагается на различные фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ). Применение пассивных ФКУ сопряжено с трудностями, обусловленными проблемой электромагнитной совместимости ФКУ и нелинейных электроприемников [3]. Более перспективным представляется использование активных ФКУ, среди которых особое место занимают параллельные силовые активные фильтры (САФ), позволяющие решать задачи компенсации мощностей сдвига, несимметрии и искажения, подключения к сети распределенных источни-

ков энергии, сглаживания графиков нагрузок, обеспечения надлежащего качества электроэнергии и др. [4–9].

Силовая часть САФ содержит три основных элемента: вентильный блок (ВБ), в качестве которого используется автономный инвертор напряжения (АИН); накопитель электроэнергии (Н), как правило емкостный; интерфейсный фильтр (ИФ), представляющий собой пассивный фильтр низких частот. АИН осуществляет принудительное формирование потребляемых из сети токов с требуемым фазовым сдвигом относительно соответствующих напряжений сети. При этом, работая в импульсном режиме, АИН генерирует на стороне переменного тока высшие гармоники напряжения, снижение уровня которых возлагается на ИФ. Применяемый в качестве ИФ трехфазный реактор по высокочастотной составляющей образует с индуктивностью сети делитель напряжения, от коэффициента деления которого зависит уровень модуляционной составляющей напряжения в точках подключения к сети [10]. Уменьшению размаха модуляционной составляющей соответствует увеличение индуктивности фильтра, но при этом ухудшаются свойства активной фильтрации по компенсации высших гармоник, генерируемых нагрузкой. Повысить эффективность работы активного фильтра в части снижения уровня генерируемых им высших гармоник тока и напряжения можно посредством использования в качестве ИФ трехфазного LCL-фильтра, широко применяемого совместно с сетевыми преобразователями [11–14]. Однако в этом случае существует проблема возникновения резонанса, решение которой во многом зависит от эффективности выбранного метода управления. Один из наиболее перспективных методов – разрывное управление на скользящих режимах [15]. Его использование при управлении частотным преобразователем позволяет обеспечить высокую степень электромагнитной совместимости с нагрузкой и сетью [16, 17], а при управлении статическим компенсатором реактивной мощности и параллельным САФ – получить радикально высокое качество электроэнергии в точках подключения к сети [18, 10].

Целесообразность применения САФ в каждой конкретной ситуации определяется соотношением совокупного негативного влияния неактивных составляющих потребляемой из сети мощности и потерь мощности, возникающих при выполнении активной фильтрации (т. е. потерь в САФ). Поэтому особую актуальность приобретает задача повышения КПД САФ, величина которого в значительной мере зависит от уровня динамических потерь в вентильях. Последние нелинейно зависят от частоты преобразования электроэнергии в САФ. Увеличение частоты преобразования позволяет повысить качество активной фильтрации в части ширины спектра компенсируемых высших гармоник и реакции на возмущения со стороны нагрузки. Однако при этом растут динамические потери в вентильях, что приводит к снижению КПД преобразователя, увеличению установленной мощности ключей и их стоимости. Таким образом, снижение динамических потерь без снижения качества активной фильтрации является весьма актуальным.

Снизить динамические потери в ключах можно посредством использования конфигурации САФ с двумя конверторами [7, 19]. При их работе в режиме чередования уменьшается пульсация тока сети или частота, что приводит к снижению динамических потерь при прочих равных условиях. В такой конфигурации САФ возможны режимы работы конверторов с различными частотами модуляции. При этом установленные мощности кон-

верторов могут отличаться. В [20] рассмотрена конфигурация САФ из двух конверторов, образующих два каскада активной фильтрации. Конвертор, подключенный ближе к нагрузке, компенсирует реактивную мощность сдвига и мощность искажения, обусловленную гармониками тока более низкого порядка. Второй конвертор компенсирует только мощность искажения, обусловленную гармониками тока более высокого порядка, включая модуляционную составляющую, генерируемую первым конвертором. Первый конвертор имеет большую мощность и может работать на более низкой частоте модуляции по сравнению со вторым, за счет чего и возникает возможность снижения потерь мощности на переключения. Однако в приведенных в [19, 20] конфигурациях САФ с двумя конверторами в качестве ИФ используют трехфазные реакторы, недостатки которых не позволяют достичь предельных показателей качества электроэнергии.

Цель данной статьи – повышение эффективности активной фильтрации в части снижения динамических потерь в вентилях и обеспечения высокого качества напряжений в ТОП к сети и потребляемых из сети токов посредством совместного использования конфигурации САФ с двумя конверторами и ИФ третьего порядка. При этом в качестве метода управления предлагается использовать управление на скользящих режимах.

Решение задачи

Система электроснабжения с нелинейной нагрузкой и САФ на базе двух конверторов с трехфазным LCL-фильтром приведена на рис. 1. Сеть представлена трехфазной системой ЭДС с внутренними активно-индуктивными сопротивлениями R_S , L_S . Силовая часть фильтра содержит два вентильных блока (конвертора) ВБ1, ВБ2, емкостные накопители электроэнергии Н1, Н2, интерфейсные фильтры ИФ1, ИФ2, датчики напряжения UV1–UV8 и тока UA1–UA11. Вентильные блоки ВБ1, ВБ2 представляют собой двухуровневые АИН, собранные на биполярных транзисторах с изолированным затвором VT1–VT6, VT7–VT12. Со стороны постоянного тока к ВБ1 подключен емкостный накопитель электроэнергии Н1 на конденсаторе C_{d1} . В цепь переменного тока ВБ1 подключается через ИФ1, собранный на реакторах L_{1a} , L_{1b} , L_{1c} , параллельно нелинейной нагрузке. В качестве накопителя электроэнергии Н2 на стороне постоянного тока ВБ2 включен конденсатор C_{d2} . К сети ВБ2 подключается через ИФ2, собранный на реакторах L_a , L_b , L_c , L_{2a} , L_{2b} , L_{2c} и конденсаторах C_a , C_b , C_c . Таким образом, на базе ВБ1 собран первый каскад активной фильтрации, а на базе ВБ2 – второй, и для источника неактивных составляющих мощности два каскада активной фильтрации образуют последовательное соединение. Задача конвертора на базе ВБ1 – исключение из токов i_a , i_b , i_c реактивной составляющей первой гармоники токов нагрузки и уменьшение генерируемых нагрузкой высших гармоник более низкого порядка. Задача конвертора на базе ВБ2 – компенсация генерируемых нагрузкой высших гармоник токов более высокого порядка, а также компенсация высших гармоник токов и напряжений, генерируемых ВБ1. Система управления содержит генератор сигналов задания токов первого и второго каскада (RCG – reference current generator), регуляторы токов с управлением на скользящих режимах первого (SMCCR1 – sliding mode control current regulator 1) и второ-

го (SMCCR2 – sliding mode control current regulator 2) конверторов. RCG на основе информации от датчиков тока UA1–UA3, UA10, UA11 и напряжения UV1–UV3, UV7, UV8 вычисляет сигналы задания токов i_a^* , i_b^* , i_c^* и i_{Sa}^* , i_{Sb}^* , i_{Sc}^* , которые поступают на входы SMCCR1 и SMCCR2. Регуляторы токов на основе информации о сигналах задания и обратной связи по токам и напряжениям формируют импульсы управления вентилями первого и второго конверторов.

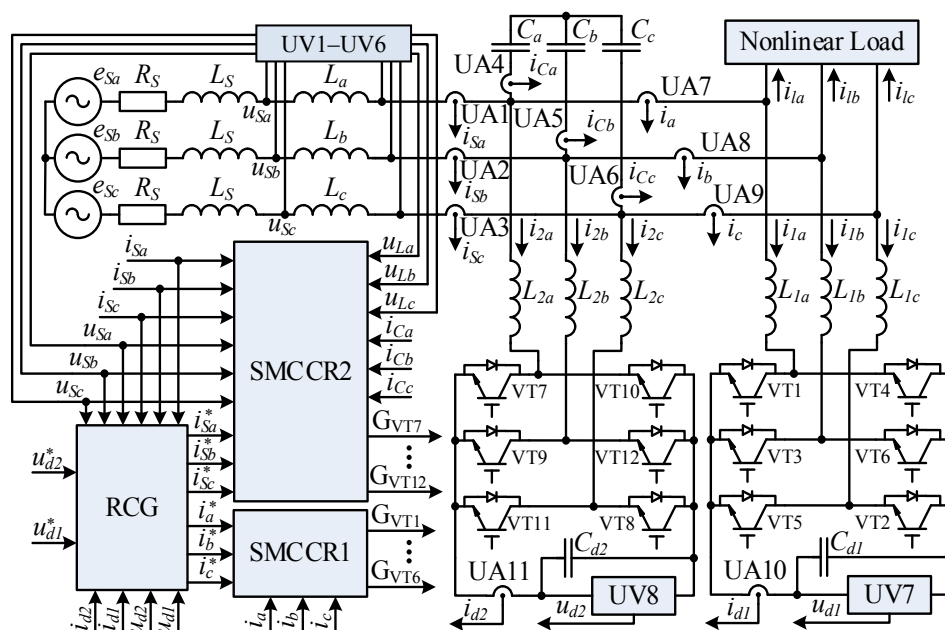


Рис. 1. Система электроснабжения с нелинейной нагрузкой и силовым активным фильтром на базе двух конверторов с трехфазным LCL-фильтром

Fig. 1. Power supply system with nonlinear load and active power filter based on two converters with three-phase LCL-filter

Примем допущения: сеть и интерфейсные фильтры симметричны. Тогда математическое описание предложенной системы согласно схеме замещения (рис. 2) имеет вид:

$$\left. \begin{aligned} dI_S/dt &= L^{-1}K(U_S - RI_S - U_C); \\ dI_1/dt &= L_1^{-1}K(U_C - R_1I_1 - U_{Con1}); \\ dI_2/dt &= L_2^{-1}K(U_C - R_2I_2 - U_{Con2}); \\ dU_C/dt &= C^{-1}I_C; \\ I_S &= I_C + I_2 + I; \\ I &= I_1 + I_L; \\ U_S &= E_S - R_S I_S - L_S (dI_S/dt), \end{aligned} \right\} \quad (1)$$

где I_S – вектор-столбец токов, потребляемых из сети, $I_S = [i_{Sa}, i_{Sb}, i_{Sc}]^T$; U_S – то же напряжений в точках подключения к сети, $U_S = [u_{Sa}, u_{Sb}, u_{Sc}]^T$; U_C – то

же напряжений на конденсаторах ИФ2, $U_C = [u_{Ca}, u_{Cb}, u_{Cc}]^T$; I_C – то же токов, протекающих в цепи конденсаторов ИФ2, $I_C = [i_{Ca}, i_{Cb}, i_{Cc}]^T$; I_1, I_2 – то же токов, протекающих в цепи индуктивностей ИФ1, ИФ2, $I_1 = [i_{1a}, i_{1b}, i_{1c}]^T$, $I_2 = [i_{2a}, i_{2b}, i_{2c}]^T$; I – то же токов в сечении A , $I = [i_a, i_b, i_c]^T$; I_l – то же токов нагрузки, $I_l = [i_{la}, i_{lb}, i_{lc}]^T$; E_S – то же ЭДС трехфазного источника, $E_S = [e_{Sa}, e_{Sb}, e_{Sc}]^T$; L – индуктивность реакторов L_a, L_b, L_c ; L_1 – то же реакторов L_{1a}, L_{1b}, L_{1c} ; L_2 – то же реакторов L_{2a}, L_{2b}, L_{2c} ; C – емкость конденсаторов C_a, C_b, C_c ; K – матрица коэффициентов,

$$K = \begin{pmatrix} 2/3 & -1/3 & -1/3 \\ -1/3 & 2/3 & -1/3 \\ -1/3 & -1/3 & 2/3 \end{pmatrix};$$

U_{Con1}, U_{Con2} – векторы управления токами в сечениях A и B соответственно, состояние которых определяется по формулам:

$$U_{Con1} = [u_{Con1a}, u_{Con1b}, u_{Con1c}]^T = U_{d1} U_{St1}; \quad (2)$$

$$U_{Con2} = [u_{Con2a}, u_{Con2b}, u_{Con2c}]^T = U_{d2} U_{St2}, \quad (3)$$

где U_{d1}, U_{d2} – напряжения на конденсаторах C_{d1}, C_{d2} соответственно; $U_{St1,2}$ – векторы состояния первого и второго конверторов, $U_{St1} = [u_{11}, u_{12}, u_{13}]^T$, $U_{St2} = [u_{21}, u_{22}, u_{23}]^T$, компоненты которых u_{ji} определяются положением изображающей точки относительно поверхностей разрыва, заданных уравнением $s_{ji} = 0$, и с учетом неидеальности типа гистерезис находятся по выражению:

$$u_{ji} = \begin{cases} 1 & \text{with } (s_{ji} \geq a_j) \vee ((-a_j \leq s_{ji} \leq a_j) \wedge (ds_{ji}/dt < 0)); \\ -1 & \text{with } (s_{ji} \leq -a_j) \vee ((-a_j \leq s_{ji} \leq a_j) \wedge (ds_{ji}/dt > 0)), \end{cases}$$

где s_{ji} – непрерывные функции; j – номер конвертора, $j = 1, 2$; $i = 1, 2, 3$; a_j – половина ширины петли гистерезиса релейного элемента соответствующего конвертора.

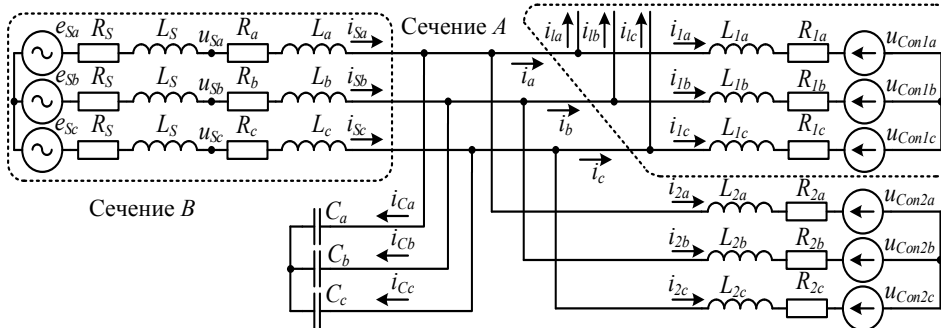


Рис. 2. Схема замещения силовой части двухконверторного силового активного фильтра

Fig. 2. The equivalent circuit of the power part of the dual-converter active power filter

Так как ИФ1 по каждой фазе описывается дифференциальным уравнением первого порядка, то в качестве непрерывных функций, определяющих поверхности, на пересечении которых управление U_{con1} будет претерпевать разрывы, примем

$$S_1 = \eta_1 = I^* - I, \quad (4)$$

где S_1 – вектор-столбец функций, $S_1 = [s_{11}, s_{12}, s_{13}]^T$; η_1 – то же ошибок фазных токов, протекающих в сечении A , $\eta_1 = [\eta_{11}, \eta_{12}, \eta_{13}]^T$; I^* – то же задания токов в сечении A , $I^* = [i_a^*, i_b^*, i_c^*]^T$.

По каждой фазе ИФ2 описывается дифференциальным уравнением третьего порядка. Поэтому в качестве непрерывных функций, определяющих поверхности, на пересечении которых управление U_{con2} будет претерпевать разрывы, примем линейную комбинацию сигнала ошибки соответствующего фазного тока и ее первой и второй производных

$$\begin{aligned} S_2 &= \eta_2 + \lambda_1 d\eta_2/dt + \lambda_2 d^2\eta_2/dt^2 = \\ &= I_S^* - I_S + \lambda_1 d(I_S^* - I_S)/dt + \lambda_2 d^2(I_S^* - I_S)/dt^2, \end{aligned} \quad (5)$$

где S_2 – вектор-столбец непрерывных функций, $S_2 = [s_{21}, s_{22}, s_{23}]^T$; η_2 – то же ошибок фазных токов, протекающих в сечении B , $\eta_2 = [\eta_{21}, \eta_{22}, \eta_{23}]^T$; I_S^* – то же задания фазных токов в сечении B , $I_S^* = [i_{Sa}^*, i_{Sb}^*, i_{Sc}^*]^T$; λ_1, λ_2 – коэффициенты.

С учетом (1) и (5) уравнение поверхностей, на пересечении которых управление U_{con2} будет претерпевать разрывы, примет вид

$$\begin{aligned} S_2 &= I_S^* + \lambda_1 dI_S^*/dt + \lambda_2 d^2I_S^*/dt^2 - I_S - \lambda_1 L^{-1}U_L - \\ &- \lambda_2 (L^{-1}K dU_S/dt - L^{-2}RU_L - (LC)^{-1}KI_C) = 0, \end{aligned} \quad (6)$$

где U_L – вектор напряжений на индуктивностях L_a, L_b, L_c , $U_L = [u_{La}, u_{Lb}, u_{Lc}]^T$.

Функциональная схема регулятора токов первого каскада SMCCR1, удовлетворяющая (2), содержит сумматоры AW1–AW3, релейные элементы A1–A3 и блок логики F1 (рис. 3) [21]. Сумматоры AW1–AW3 вычисляют вектор S_1 , определяя положение изображающей точки относительно поверхностей разрыва, заданных уравнением $S_1 = 0$. Компоненты вектора S_1 поступают на соответствующие входы релейных элементов A1–A3, которые в свою очередь вычисляют вектор состояния первого конвертора U_{S1} . Блок логики F1 в функции вектора U_{S1} осуществляет выбор требуемых комбинаций импульсов управления вентилями, удовлетворяющих цели управления.

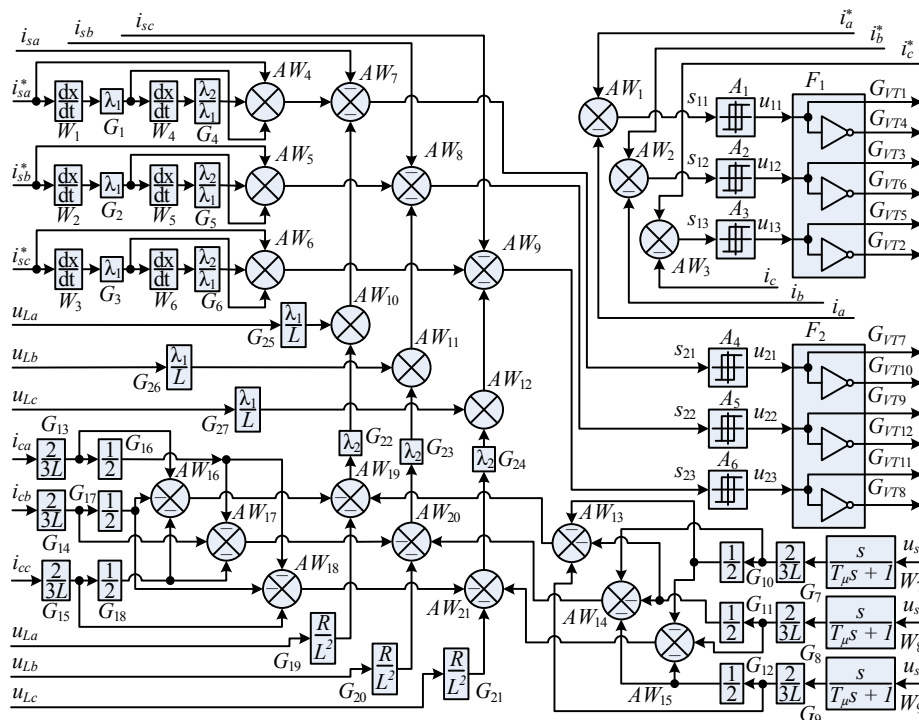


Рис. 3. Функциональная схема регуляторов токов

Fig. 3. Functional diagram of the current regulators

Функциональная схема регулятора токов второго каскада SMCCR2 (рис. 3), удовлетворяющая (3), содержит блоки вычисления производной $W1-W9$, сумматоры $AW4-AW21$, усилители $G1-G27$, релейные элементы $A4-A6$ и блок логики $F2$. В блоках $AW4-AW6$ суммируются сигналы задания токов сети i_{sa}^* , i_{sb}^* , i_{sc}^* , их первые и вторые производные, умноженные посредством усилителей $G1-G6$ на коэффициенты λ_1 , λ_2 . Сигналы второй производной фактических токов сети, вычисленные посредством блоков дифференцирования $W7-W9$, усилителей $G7-G21$, сумматоров $AW13-AW21$, умножаются в усилителях $G22-G24$ на коэффициент λ_2 и поступают на входы $AW10-AW12$, в которых суммируются с первыми производными фактических токов сети i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} . На вычитающие входы $AW7-AW9$ поступают сигналы с выходов $AW10-AW12$ и сигналы фактических токов сети i_{sa} , i_{sb} , i_{sc} . На суммирующие входы $AW7-AW9$ поступают сигналы с выходов сумматоров $AW4-AW6$. В результате на выходах блоков $AW7-AW9$ формируется вектор S_2 , который определяет положение изображающей точки относительно поверхностей разрыва, заданных (6). Далее аналогично регулятору токов первого каскада. Компоненты S_2 поступают на входы релейных элементов $A4-A6$. На выходах последних формируется вектор состояния U_{S2} , компоненты которого поступают на соответствующие входы блока логики $F2$. Последний осуществляет выбор комбинации импульсов управления вентилями, удовлетворяющий цели управления.

На частоту коммутации вентилях оказывают влияние: для первого конвертора – индуктивность L реакторов ИФ1 и ширина петли гистерезиса

релейного элемента $2a_1$; для второго – индуктивности L_1, L_2 реакторов, емкость C конденсаторов ИФ2, коэффициенты λ_1, λ_2 и ширина петли гистерезиса релейного элемента $2a_2$. При фиксированных значениях параметров ИФ1, ИФ2 и коэффициентов λ_1, λ_2 требуемые частоты преобразования конверторов задаем величинами a_1 и a_2 (вопрос оптимальности параметров в данной статье не рассматривается).

Суммарная мощность, выделяющаяся в ключах полумоста первого и второго конверторов:

$$P_{\Sigma} = \bar{n}_1 (E_{(on)1} + E_{(off)1} + E_{(rr)1})/T + \bar{n}_2 (E_{(on)2} + E_{(off)2} + E_{(rr)2})/T, \quad (7)$$

где $\bar{n}_1, \bar{n}_2$ – среднее количество периодов переключений компонентов вектора состояния U_{S1}, U_{S2} на интервале времени $[0, T]$, $\bar{n}_1 = \sum_{i=1}^3 n_{1i}/3$, $\bar{n}_2 = \sum_{i=1}^3 n_{2i}/3$; n_{1i}, n_{2i} – соответственно количество периодов переключений компонентов вектора состояния U_{S1}, U_{S2} на интервале времени $[0, T]$; $E_{(on)1}, E_{(on)2}, E_{(off)1}, E_{(off)2}$ – энергия включения и выключения транзистора первого и второго конверторов, приведенная к одному импульсу; $E_{(rr)1}, E_{(rr)2}$ – то же обратного восстановления для первого и второго конверторов.

Учитывая, что $E_{(on)}, E_{(off)}, E_{(rr)}$ нелинейно зависят от значения коммутируемого тока, а динамические потери в ключах – от формы тока конвертора, точная количественная их оценка достаточно сложна и требует отдельного рассмотрения. Поэтому выразим мощность потерь P_{Σ} относительно мощности потерь в одноконверторном САФ

$$\frac{P_{\Sigma}}{P_{C3}} = \frac{\bar{n}_1 (E_{(on)1} + E_{(off)1} + E_{(rr)1})/T + \bar{n}_2 (E_{(on)2} + E_{(off)2} + E_{(rr)2})/T}{\bar{n}_3 (E_{(on)3} + E_{(off)3} + E_{(rr)3})/T}, \quad (8)$$

где $\bar{n}_3$ – среднее количество периодов переключений компонентов вектора состояния одноконверторного САФ; $E_{(on)3}, E_{(off)3}, E_{(rr)3}$ – соответственно энергия включения, выключения и обратного восстановления для вентилей одноконверторного САФ.

При сравнимых качественных показателях активной фильтрации двух- и одноконверторного САФ форма, максимальное и действующее значения токов одноконверторного САФ сопоставимы с соответствующими параметрами токов первого конвертора двухконверторного САФ, а частота преобразования одноконверторного САФ – с частотой преобразования второго конвертора двухконверторного САФ. Поэтому примем: $E_{(on)3} = E_{(on)1}$; $E_{(off)3} = E_{(off)1}$; $E_{(rr)3} = E_{(rr)1}$; $\bar{n}_3 = \bar{n}_2$. Тогда из (8) с учетом принятых допущений получим

$$\frac{P_{\Sigma}}{P_{C3}} = \frac{\bar{n}_1}{\bar{n}_2} + \frac{E_{(on)2} + E_{(off)2} + E_{(rr)2}}{E_{(on)1} + E_{(off)1} + E_{(rr)1}}. \quad (9)$$

Результаты работы

Эффективность работы двухконверторного САФ с ИФ третьего порядка и управлением на скользящих режимах оценим посредством моделирования в пакете прикладных программ MATLAB-Simulink.

Примем допущения: источник электроэнергии образует трехфазную симметричную систему ЭДС; внутренние сопротивления источника симметричны; пассивные элементы цепи линейны, их параметры не зависят от времени; полупроводниковые ключи идеальные; конденсаторы C_{d1} , C_{d2} предварительно заряжены до номинального напряжения. Формируемые RCG сигналы задания фазных токов i_{Sa}^* , i_{Sb}^* , i_{Sc}^* образуют трехфазную симметричную последовательность синусоидальных величин, синфазных соответствующим напряжениям источника u_{Sa} , u_{Sb} , u_{Sc} , измеряемым в точках подключения к сети. Амплитуды сигналов задания токов i_{Sa}^* , i_{Sb}^* , i_{Sc}^* имеют значения, при которых трехфазная активная мощность, потребляемая из сети, расходуется на покрытие потерь в элементах САФ и необратимое преобразование энергии в нагрузке. В результате на интервале времени, равном периоду сетевого напряжения, энергия, накопленная в конденсаторе C_{d2} , не меняется. Параметры сигналов задания токов i_a^* , i_b^* , i_c^* также соответствуют значениям, при которых активная мощность в сечении A расходуется на покрытие потерь в элементах первого конвертора САФ и необратимое преобразование энергии в нагрузке. При этом на интервале периода сетевого напряжения энергия конденсатора C_{d1} не меняется.

Параметры системы: действующее значение ЭДС сети 220 В; $R_S = 0,01$ Ом; $L_S = 0,1$ мГн; $L = 0,4$ мГн; $R = 1$ мОм; $L_1 = 0,8$ мГн; $R_1 \rightarrow 0$; $L_2 = 0,4$ мГн; $R_2 \rightarrow 0$; $C = 100$ мкФ; $a_1 = 20$; $a_2 = 15$; $\lambda_1 = 2 \cdot 10^{-3}$; $\lambda_2 = 0,2 \cdot 10^{-6}$; $C_{d1} = 20$ мФ; $C_{d2} = 20$ мФ; начальные значения напряжений на конденсаторах звена постоянного тока конверторов $U_{d1} = U_{d2} = 800$ В. В качестве нелинейной нагрузки выступает трехфазный мостовой неуправляемый выпрямитель. К сети выпрямитель подключен через трехфазный реактор с индуктивностью 0,3 мГн. В цепь постоянного тока выпрямителя включена активно-индуктивная нагрузка $R_d = 2$ Ом, $L_d = 5$ мГн. Амплитуды сигналов задания токов сети i_{Sa}^* , i_{Sb}^* , i_{Sc}^* и задания токов i_a^* , i_b^* , i_c^* соответственно равны 256 и 255,2 А.

При работе системы на трехфазный мостовой неуправляемый выпрямитель, как следует из временных диаграмм (рис. 4а), токи нагрузки имеют существенно несинусоидальную форму ($\text{THD}_i = 22,3\%$) и фазовый сдвиг по первой гармонике относительно соответствующих напряжений сети ($\varphi_{(1)} = -23,62^\circ$). С высокой точностью ВБ1 отрабатывает принудительное формирование первых гармоник токов i_a , i_b , i_c в соответствии с сигналами задания i_a^* , i_b^* , i_c^* (рис. 4а). При этом в токах i_a , i_b , i_c , кроме основных гармоник, содержатся высшие гармонические составляющие, коэффициенты гармоник которых существенно меньше соответствующих коэффициентов гармоник токов нагрузки ($\text{THD}_i = 6,6\%$). Таким образом, из полной мощности нагрузки практически полностью исключается мощность сдвига, а мощность искажения, обусловленная высшими гармоника-

ми токов нагрузки, компенсируется частично. Компенсацию модуляционной составляющей токов i_a, i_b, i_c выполняет ВБ2. В результате потребляемые из сети токи и напряжения в ТОП к сети имеют практически идеальную гармоническую форму ($\text{THD}_i < 0,3\%$; $\text{THD}_u < 0,1\%$) при практически нулевом фазовом сдвиге токов относительно соответствующих напряжений сети ($\varphi_{s(1)} = -0,4^\circ$) (рис. 4а). Полученные значения удовлетворяют наиболее жестким нормам общих гармонических искажений напряжения (8 %) и общего искажения потребления токов (5 %) [22]. Таким образом, предложенный САФ обеспечивает радикально высокую эффективность активной фильтрации в части компенсации неактивных составляющих мощности. При этом действующие и максимальные значения токов второго конвертора равны 12,21 и 25 А, первого – 82,43 и 180 А, т. е. установленная мощность второго конвертора меньше, чем установленная мощность первого. В то же время частота модуляционной составляющей токов второго конвертора больше, чем частота модуляционной составляющей токов первого (рис. 4а). Таким образом, результаты моделирования подтверждают способность предложенной конфигурации САФ работать в режиме с различными частотами преобразования и установленными мощностями.

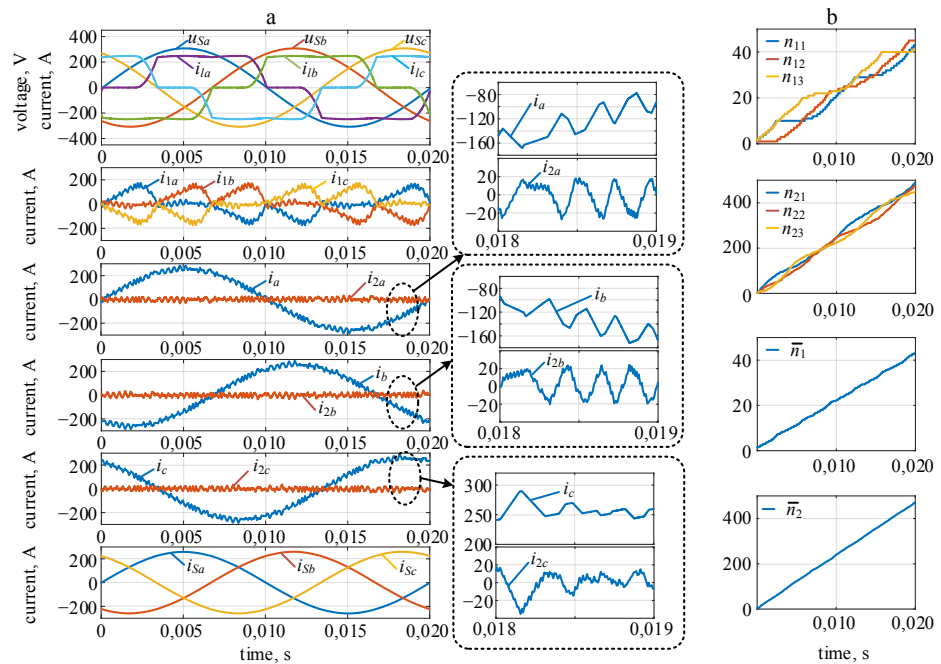


Рис. 4. Результаты моделирования: а – временные диаграммы работы системы на нелинейную нагрузку; б – зависимости количества периодов переключения компонентов векторов состояния от времени

Fig. 4. Simulation results: а – time diagrams of the system operation for a nonlinear load; б – time dependences of the number of switching periods of components of state vectors

Зависимость от времени количества периодов переключений n_{1i} , n_{2i} компонентов векторов состояния $U_{st1,2}$ первого и второго конверторов на интервале, соответствующем периоду сетевого напряжения (рис. 4б), характеризуются незначительной нелинейностью, т. е. имеют место колеба-

ния частоты переключения компонентов векторов $U_{st1,2}$. При этом среднее количество периодов переключений $\bar{n}_1, \bar{n}_2$ компонентов векторов состояния $U_{st1,2}$ зависит от времени практически линейно. Существенно то, что во всех фазах на всем временном интервале наблюдений n_{1i} практически на порядок меньше n_{2i} . Это справедливо и для средних значений $\bar{n}_2/\bar{n}_1 = 11$. Примем в качестве ключей первого и второго конверторов соответственно модуль CM100DY-24T и транзистор IRG7PH35UDPBF, для которых энергия включения и выключения транзистора, обратного восстановления диода при значениях амплитуды тока соответственно 180 и 25 А и температуре кристалла 125 и 150 °С равны: $E_{(on)1} = 13$ мДж; $E_{(on)2} = 2$ мДж; $E_{(off)1} = 16,5$ мДж; $E_{(off)2} = 1,3$ мДж; $E_{(rr)1} = 9,5$ мДж; $E_{(rr)2} = 0,85$ мДж. Тогда из (9) с учетом принятых допущений получим $P_{C\Sigma}/P_{C3} = 0,197$. Таким образом, динамические потери в ключах двухконверторного САФ составляют менее 20 % от динамических потерь одноконверторного варианта.

ВЫВОДЫ

1. С целью снижения динамических потерь в вентилях силового активного фильтра, обеспечения высокого качества напряжений в точках общего подключения к сети и потребляемых из сети токов предложено совместное использование конфигурации силового активного фильтра с двумя конверторами и интерфейсного фильтра третьего порядка. В качестве метода управления применяется управление на скользящих режимах.

2. В двухконверторном силовом активном фильтре с интерфейсным LCL-фильтром и управлением на скользящих режимах реализация режима работы, при котором частоты преобразования и установленные мощности конверторов силового активного фильтра различны, позволяет существенно снизить динамические потери в ключах по сравнению с одноконверторным.

3. Рассмотренный двухконверторный силовой активный фильтр при работе на нелинейную нагрузку обеспечивает практически идеальную гармоническую форму потребляемых из сети токов и напряжений в точках общего подключения. При этом фазовый сдвиг сетевых токов относительно соответствующих напряжений пренебрежимо мал.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шидловский, А. К. Высшие гармоники в низковольтных электрических сетях / А. К. Шидловский, А. Ф. Жаркин. Киев: Наукова думка, 2005. 210 с.
2. Козловская, В. Б. Учет влияния высших гармоник при выборе сечений проводников линий наружного освещения / В. Б. Козловская, В. Н. Калечиц // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 6. С. 544–557. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-6-544-557>.
3. Счастный, В. П. Электромагнитная совместимость компенсирующих устройств и преобразователей регулируемого электропривода в электрических сетях промышленных предприятий / В. П. Счастный, А. И. Жуковский // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 1. С. 37–51. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-1-37-51>.
4. Singh, B. A Review of Active Filters for Power Quality Improvement / B. Singh, K. Al-Haddad, A. Chandra // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 1999. Vol. 46, Iss. 5. P. 960–971. <https://doi.org/10.1109/41.793345>.
5. Salam, Z. Harmonics Mitigation Using Active Power Filter: A Technological Review / Z. Salam, P. C. Tan, A. Jusoh // Elekrika. Journal of Electrical Engineering. 2006. Vol. 8, Iss. 2. P. 17–26.
6. Mitigation of Power Quality Issues Due to High Penetration of Renewable Energy Sources in Electric Grid Systems Using Three-Phase APF/STATCOM Technologies: A Review / W. U. K. Ta-reen [et al.] // Energies. 2018. Vol. 11, Iss. 6. Art. No 1491. <https://doi.org/10.3390/en11061491>.

7. Active Power Filter (APF) for Mitigation of Power Quality Issues in Grid Integration of Wind and Photovoltaic Energy Conversion System / W. U. Tareen [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017. Vol. 70. P. 635–655. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.091>.
8. Турай, Д. В. Устройства силовой электроники в SMART GRID / Д. В. Турай // *Світлотехніка та електроенергетика*. 2016. № 2. С. 10–26.
9. Kumar, R. Shunt Active Power Filter: Current Status of Control Techniques and its Integration to Renewable Energy Sources / R. Kumar, H. O. Bansal // *Sustainable Cities and Society*. 2018. Vol. 42. P. 574–592. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.07.002>.
10. Skuriatin, Y. V. Sliding Mode Control Based Shunt Active Power Filter / Y. V. Skuriatin, A. V. Belousov, N. A. Denysevych // *Problemele Energeticii Regionale*. 2018. Vol. 2 (37). P. 20–30. <https://doi.org/10.5281/zenodo.1343408>.
11. Liserre, M. Design and Control of an LCL-Filter-Based Three-Phase Active Rectifier / M. Liserre, F. Blaabjerg, S. Hansen // *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2005. Vol. 41, Iss. 5. P. 1281–1291. <http://doi.org/10.1109/TIA.2005.853373>.
12. Elshaharty, M. A. Passive L and LCL Filter Design Method for Grid-Connected Inverters / M. A. Elshaharty, H. A. Ashour // *IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia*. 2014. Art. No 6873756. P. 13–18. <http://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2014.6873756>.
13. Topologies, Generalized Designs, Passive and Active Damping Methods of Switching Ripple Filters For Voltage Source Inverter: A Comprehensive Review / M. Büyük [et al.] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016. Vol. 62. P. 46–69. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.006>.
14. Generalized Design of High Performance Shunt Active Power Filter with Output LCL Filter / Y. Tang [et al.] // *IEEE Transactions on Industrial Electronics*. 2012. Vol. 59, Iss. 3. P. 1443–1452. <https://doi.org/10.1109/TIE.2011.2167117>.
15. Уткин, В. И. Скользящие режимы и их применение в системах с переменной структурой / В. И. Уткин. М.: Наука, 1974. 272 с.
16. Скурятин, Ю. В. Повышение электромагнитной совместимости частотно-токовых преобразователей с нагрузкой / Ю. В. Скурятин, Н. А. Денисевич // *Технічна ефектродинаміка*. 2012. № 2. С. 65–66.
17. Скурятин, Ю. В. Преобразователь частоты с управлением на скользящих режимах, электромагнитно совместимый с сетью / Ю. В. Скурятин, А. В. Белоусов, Н. А. Денисевич // *Труды IX Междунар. (XX Всерос.) конф. по автоматизированному электроприводу АЭП – 2016*. Пермь, 2016. С. 301–305.
18. Skuriatin, Yu. V. Sliding Mode Control Based STATCOM / Yu. V. Skuriatin, A. V. Belousov, N. A. Denisevich // *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon*, October, 2018. Vladivostok. Art. No 8602480. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602480>.
19. Performance Improvement of Shunt Active Power Filter with Dual Parallel Topology / L. Asiminoaei [et al.] // *IEEE Transactions on Power Electronics*. 2007. Vol. 22, Iss. 1. P. 247–259. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2006.888912>.
20. Morán, L. 41 – Active Power Filters / L. Morán, J. Dixon, M. Torres // *Power Electronics Handbook*. 4th ed. Butterworth-Heinemann, 2018. P. 1341–1379. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811407-0.00046-5>.
21. Скурятин, Ю. В. Повышение эффективности активной фильтрации. Прямое управление потребляемой мощностью / Ю. В. Скурятин, А. В. Белоусов // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*. 2016. № 1. С. 71–77. <https://doi.org/10.17213/0136-3360-2016-1-71-77>.
22. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems: IEEE Std 519-2014. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6826459>.

Поступила 22.10.2019 Подписана в печать 05.01.2021 Опубликована онлайн 30.09.2022

REFERENCES

1. Shidlovskii A. K., Zharkin A. F. (2005) *High Harmonics in Low-Voltage Electrical Networks*. Kyiv, Naukova Dumka Publ. 210 (in Russian).
2. Kozlovskaya V. B., Kalechys V. N. (2017) Consideration of the Impact of High Harmonics when Selecting the Conductor Cross-Sections of Lines of Outdoor Lighting. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (6), 544–557. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-6-544-557> (in Russian).
3. Schasny V. P., Zhukouski A. I. (2022) Electromagnetic Compatibility of Compensating Devices and Converters of an Adjustable Electric Drive in Electrical Networks of Industrial Enter-

- prises. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (1), 37–51. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-1-37-51> (in Russian).
4. Singh B., Al-Haddad K., Chandra A. (1999) A Review of Active Filters for Power Quality Improvement. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 46 (5), 960–971. <https://doi.org/10.1109/41.793345>.
 5. Salam Z., Tan P. C., Jusoh A. (2006) Harmonics Mitigation Using Active Power Filter: A Technological Review. *Elektrika. Journal of Electrical Engineering*, 8 (2), 17–26.
 6. Tareen W. U. K., Aamir M., Mekhilef S., Nakaoka M., Seyedmahmoudian M., Horan B., Memon M. A., Baig N. A. (2018) Mitigation of Power Quality Issues Due to High Penetration of Renewable Energy Sources in Electric Grid Systems Using Three-Phase APF/STATCOM Technologies: A Review. *Energies*, 11 (6), art. No 1491. <https://doi.org/10.3390/en11061491>.
 7. Tareen W. U., Mekhilef S., Seyedmahmoudian M., Horan B. (2017) Active Power Filter (APF) for Mitigation of Power Quality Issues in Grid Integration of Wind and Photovoltaic Energy Conversion System. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70, 635–655. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.091>.
 8. Tugay D. V. (2016) Power Electronics Converters in Smart Grid. *Svitlotekhnika ta Elektroenergetika = Lighting Engineering and Power Engineering*, 2 (46), 10–26 (in Russian).
 9. Kumar R., Bansal H. O. (2018) Shunt Active Power Filter: Current Status of Control Techniques and its Integration to Renewable Energy Sources. *Sustainable Cities and Society*, 42, 574–592. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.07.002>.
 10. Skuriatin Y. V., Belousov A. V., Denysevich N. A. (2018) Sliding Mode Control Based Shunt Active Power Filter. *Problemele Energeticii Regionale*, 2 (37), 20–30. <https://doi.org/10.5281/zenodo.1343408>.
 11. Liserre M., Blaabjerg F., Hansen S. (2005) Design and Control of an LCL-Filter-Based Three-Phase Active Rectifier. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 41 (5), 1281–1291. <https://doi.org/10.1109/TIA.2005.853373>.
 12. Elshaharty M. A., Ashour H. A. (2014) Passive L and LCL Filter Design Method for Grid-Connected Inverters. *IEEE Innovative Smart Grid Technologies – Asia (ISGT ASIA)*, 13–18. <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2014.6873756>.
 13. Büyük M., Tan A., Tümay M., Bayindir K.Ç. (2016) Topologies, Generalized Designs, Passive and Active Damping Methods of Switching Ripple Filters for Voltage Source Inverter: A Comprehensive Review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 46–69. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.006>.
 14. Tang Y., Loh P. C., Wang P., Choo F. H., Gao F., Blaabjerg F. (2012) Generalized Design of High Performance Shunt Active Power Filter With Output LCL Filter. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 59 (3), 1443–1452. <https://doi.org/10.1109/TIE.2011.2167117>.
 15. Utkin V. I. (1974) *Sliding Modes and Their Application in Variable Structure Systems*. Moscow, Nauka Publ. 272 (in Russian).
 16. Skuriatin Yu. V., Denisevich N. A. (2012) Increase of Electromagnetic Compatibility of Converter of Frequency of Current with the Load. *Tekhnichna Elektrodynamika = Technical Electrodynamics*, (2), 65–66 (in Russian).
 17. Skuriatin Yu. V., Belousov A. V., Denisevich N. A. (2016) Sliding Mode Control Frequency Converter Electromagnetically Compatible with the Network. *Proceedings of the IX International (XX All-Russian) Conference on Power Drives Systems (ICPDS' 2016)*. Perm, 301–305 (in Russian).
 18. Skuriatin Yu. V., Belousov A. V., Denisevich N. A. (2018) Sliding Mode Control Based STATCOM. *International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies, FarEastCon, October, 2018*. Vladivostok. Art. No 8602480. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon.2018.8602480>.
 19. Asiminoaei L., Lascu C., Blaabjerg F., Boldea I. (2007) Performance Improvement of Shunt Active Power Filter with Dual Parallel Topology. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 22 (1), 247–259. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2006.888912>.
 20. Morán L., Dixon J., Torres M. (2018) 41 – Active Power Filters. *Power Electronics Handbook*, 4th ed. Butterworth-Heinemann, 1341–1379. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-811407-0.00046-5>.
 21. Skuriatin Yu. V., Belousov A. V. (2016) Improving the Active Filtering Efficiency. Direct Control of Power Consumption. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Elektromekhanika = Russian Electromechanics*, (1), 71–77. <https://doi.org/10.17213/0136-3360-2016-1-71-77> (in Russian).
 22. IEEE Std 519–2014. *IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*. <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2014.6826459>.

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-412-421>

UDC 662.997

Mathematical Modeling of the Combined Heat Supply System of a Solar House

G. N. Uzakov¹⁾, V. L. Charvinski²⁾, U. Kh. Ibragimov¹⁾,
S. I. Khamraev¹⁾, B. I. Kamolov¹⁾

¹⁾Karshi Engineering Economic Institute (Karshi, Republic of Uzbekistan),

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

© Белорусский национальный технический университет, 2022
Belarusian National Technical University, 2022

Abstract. Today, increasing energy efficiency in residential heating systems, saving fuel and energy resources, and improving the efficiency of using devices based on renewable energy sources is an urgent issue. The purpose of the article is to develop a mathematical model of the heat balance and conduct a theoretical study of one-story rural houses based on the use of solar energy in a non-stationary mode. To achieve this goal, an experimental one-story solar house with autonomous heat supply was built. The heat supply of the experimental solar house mainly uses solar energy, and when the heat supply load exceeds this load, the traditional boiler device is used. The power supply of the experimental solar house is provided by a solar panel (photovoltaic converter). A heat balance scheme for a solar house with autonomous heat supply and an electrothermal scheme of a physical model are proposed. Based on the proposed schemes, a mathematical model of heat balance and a calculation algorithm based on the heat balance equation of the dynamic state of the heat supply system of a one-story experimental solar house in a non-stationary mode have been developed. On the basis of mathematical modeling, the influence of the heat capacity of the wall structure on the temperature regime of the building was studied. On the basis of the MATLAB-Simulink program, the main temperature characteristics were built, on which the change in the temperature of the internal air of the building was analyzed depending on the ambient temperature. On the basis of the program, a modular scheme of the dynamic model was built. Based on the modular scheme, the results of the experiment on changing the air inside the solar house and the outdoor temperature are presented in the form of a graph. The mathematical model of the thermal balance of the building in dynamic mode and the obtained calculation results are recommended for use in the development of energy-efficient solar houses.

Keywords: solar radiation, thermal resistance, heat balance, dynamic model, mathematical modeling, solar house

For citation: Uzakov G. N., Charvinski V. L., Ibragimov U. Kh., Khamraev S. I., Kamolov B. I. (2022) Mathematical Modeling of the Combined Heat Supply System of a Solar House. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (5), 412–421. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-412-421>

Адрес для переписки

Хамраев Сардор Илхомович
Каршинский инженерно-экономический институт
просп. Мустакиллик, 225,
180100, г. Карши, Республика Узбекистан
Тел.: +998 91 473-45-55
xamrayevs@bk.ru

Address for correspondence

Khamraev Sardor I.
Karshi Engineering Economics Institute
225, Mustakillik Ave.,
180100, Karshi, Republic of Uzbekistan
Tel.: +998 91 473-45-55
xamrayevs@bk.ru

Математическое моделирование комбинированной системы теплоснабжения солнечного дома

Г. Н. Узаков¹⁾, В. Л. Червинский²⁾, У. Х. Ибрагимов¹⁾,
С. И. Хамраев¹⁾, Б. И. Камалов¹⁾

¹⁾Каршинский инженерно-экономический институт (Карши, Республика Узбекистан),

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

Реферат. Вопросы экономии топливно-энергетических ресурсов, повышения эффективности систем теплоснабжения жилых помещений, а также использования устройств на основе возобновляемых источников энергии на сегодняшний день имеют особую актуальность. Цель статьи – разработать математическую модель теплового баланса и провести теоретическое исследование одноэтажных сельских домов, использующих солнечную энергию в нестационарном режиме. Для ее реализации построен экспериментальный одноэтажный солнечный дом с автономным теплоснабжением на основе преимущественно солнечной энергии. В случаях, если нагрузка на теплоснабжение превышает солнечную нагрузку, применяется традиционное котельное устройство. Электроснабжение экспериментального дома обеспечивается солнечной панелью (фотоэлектрическим преобразователем). Предложены схема теплового баланса солнечного дома с автономным теплоснабжением и электротепловая схема физической модели. На их основе разработаны математическая модель и алгоритм расчета, базирующийся на уравнении теплового баланса динамического состояния системы теплоснабжения экспериментального дома в нестационарном режиме. Исследовано влияние теплоемкости стеновой конструкции на температурный режим здания. В среде моделирования MATLAB-Simulink построены основные температурные характеристики, на которых проанализировано изменение температуры внутреннего воздуха здания в зависимости от температуры окружающей среды. Построена модульная схема динамической модели, результаты эксперимента по изменению воздуха внутри солнечного дома и температуры наружного воздуха представлены в виде графика. Математическая модель теплового баланса здания в динамическом режиме и результаты расчетов могут использоваться при разработке энергоэффективных солнечных домов.

Ключевые слова: солнечное излучение, тепловое сопротивление, тепловой баланс, динамическая модель, математическое моделирование, солнечный дом

Для цитирования: Математическое моделирование комбинированной системы теплоснабжения солнечного дома / Г. Н. Узаков [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 5. С. 412–421. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-412-421>

Introduction

At present, a number of reforms are being carried out in Uzbekistan to the rational use of natural fuel and energy resources, to introduce energy-saving technologies in the economy, to introduce widely modern technologies through radical modernization of production. These reforms are regulated, in particular, by Law of the Republic of Uzbekistan ZRU-539 of May 21, 2019 “On the Use of Renewable Energy Sources”, of May 26, 2017 PQ-3012 “On the Program of Measures for Further Development of Renewable Energy, Energy Efficiency in the Economy and Social Spheres for 2017–2021” and by PQ-3379 “On Measures to Ensure the Rational Use of Energy Resources” dated November 8, 2017 [1–4]. Decisions on energy and resource consumption, widespread introduction of energy-saving technologies in the manufacturing sector, expansion of the use of renewable energy sources, increasing energy efficiency in the economy are identified as priorities.

At present, the development of innovative technologies based on the use of renewable energy sources, the introduction of scientific and technological

developments, increasing the energy efficiency of renewable energy devices, encouraging the expansion and localization of their production is carried out at the state policy level [5, 6]. It is important to conduct research based on modeling the heat balance of buildings to assess the feasibility of using solar energy in the heat supply of residential buildings, the development and implementation of solar-based heat supply systems.

Research on improving the efficiency of the use of solar energy in the heat supply of buildings is carried out by specialized scientists around the world [7–13]. The issues of modeling of solar collector heat supply systems and evaluation of the efficiency of application of solar collector in the heat supply of residential buildings, optimization and management of parameters of solar heat supply systems have been studied in detail [14–17]. Scientific research on the use of solar energy in various technological processes in the climatic conditions of the City of Karshi [18–25] have been performed. However, the analysis of scientific research shows that the creation and implementation of combined systems of solar and traditional heat supply of rural houses has not been sufficiently studied.

The article discusses the issue of modeling the heat balance of an experimental solar house based on a combined heat supply system. The general view of the experimental solar house is shown in Fig. 1 and the heat balance diagram is shown in Fig. 2.



Fig. 1. General view of the experimental solar house (Karshi)

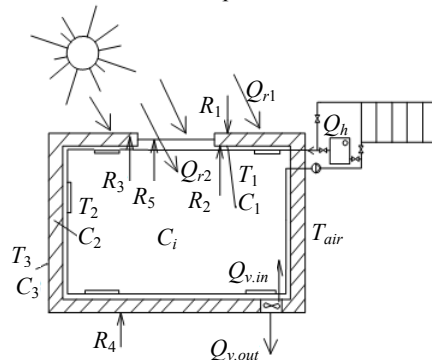


Fig. 2. Scheme of the heat balance of a solar house with autonomous heat supply

In Fig. 2 Q_{r1} is the influx of heat directly from the sun on the facade of the building, W; Q_{r2} is the influx of heat from the sun within the zone, W; $Q_{v.out}$ is heat transfer due to ventilation outside the area, W; $Q_{v.in}$ is heat transfer due to ventilation within the zone, W; Q_h is heat provided to heat the house from an external source, W; T_1 is interior wall temperature, °C; T_2 is temperature of the inside of the structure, °C; T_3 is outside temperature of the structure, °C; T_{air} is outside air temperature, °C; C_i is air volume inside, J/K; C_1 is heat capacity of the building facade, J/K; C_2 , C_3 are heat capacities of the structure, J/K; R_1 is convective resistance of the building facade, K/W; R_2 is convective resistance of the inner side of the structure, K/W; R_3 is convective resistance of the structure, K/W; R_4 is convective resistance of the outer side of the structure, K/W; R_5 is total thermal resistance through glass (total thermal resistance of glass), K/W.

A dynamic model of the heat balance equation of a solar house with a combined autonomous heat supply was developed, and on this basis a mathematical model of the process was constructed according to the developed block diagram.

In the mathematical modeling of the object of study, a thermal-electrical scheme was first constructed that took into account the physical aspects of the model. For this purpose, the components of the indoor environment and its heat capacity were determined. The amount of heat delivered or consumed according to the specified quantities, its effect on the change in internal ambient temperature, the thermal resistance of the heat-receiving layer and other factors leading to changes in the total heat capacity were mathematically expressed on the basis of electro-thermal similarity theory. The electro-thermal scheme of the mathematical model is shown in Fig. 3.

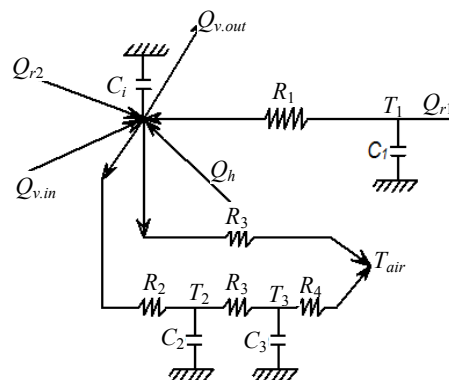


Fig. 3. Electrothermal scheme of a model built for an experimental solar house (designations are the same as in Fig. 2)

Methods and materials

The dynamic mode of operation of the research object can be modeled using a system of linear differential equations. It will be possible to express these equations first in the form of matrices and then convert them into a dynamic model view using the MATLAB-Simulink program. The heat balance equation for the dynamic state of the solar house heat supply system has the following form:

$$\begin{cases} c_1 m_1 \frac{dt_1}{d\tau} = \alpha_{in} F (t_{in} - t_1) - \frac{F}{R_1} (t_1 - t_2); \\ c_2 m_2 \frac{dt_2}{d\tau} = \frac{F}{R_1} (t_1 - t_2) - \frac{F}{R_2} (t_2 - t_3); \\ c_3 m_3 \frac{dt_3}{d\tau} = \frac{F}{R_2} (t_2 - t_3) - \frac{F}{R_3} (t_3 - t_4) - \alpha_{out} F (t_4 - t_{out}) + q_{rad} F k_{trans} \alpha_{trans.coeff}; \\ c_{in} m_{in} \frac{dt_{in}}{d\tau} = G_w c_w (t_{in} - t_{out}) + q_{rad} F_{wind} k_{trans.wind} \alpha_{trans.coeff.wind} - G_{air} c_{air} (t_{in} - t_{out}) - \\ - k F (t_{in} - t_{out}) - \frac{F_{wind}}{R_{wind}} (t_{in} - t_{out}), \end{cases} \quad (1)$$

where $c_1, c_2, c_3, c_w, c_{air}, c_{in}$ are heat capacities of building front wall, building structure, water, air and indoor air, respectively, J/K; m_1, m_2, m_3, m_{in} are the mass of the front wall of the building, the structure of the building and the air inside the building, respectively, kg; F, F_{wind} are the surface of the building wall and the window part of the building, respectively, m²; $\alpha_{in}, \alpha_{out}, \alpha_{trans.coeff}, \alpha_{trans.coeff.wind}$ are coefficients of heat transfer to the indoor air, to the outside of the building, from the building wall, and from the building window, respectively, W/(m²·K); q_{rad} is radiation flux density, W/m²; k_{tran} is heat transfer through the building structure, W/(m²·K); G_w, G_{air} is consumption of water and air, kg/s; R_1, R_2, R_3, R_{wind} are convective resistance of building front wall, building interior wall, building structure and building glass, respectively, K/W; $t_{in}, t_1, t_2, t_3, t_4, t_{out}$ are temperatures of building interior air, building interior wall, building interior, building exterior, building exterior wall and exterior air, respectively, K.

The heat transfer coefficient and the thermal resistance of the layers were found from formula (2) [22]

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_{in}} + \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2} + \frac{\delta_3}{\lambda_3} + \frac{1}{\alpha_{out}}}, \quad (2)$$

where $\delta_1, \delta_2, \delta_3$ are the thickness of the front side of the building wall, of the building structure and the inner wall of the building, m; $\lambda_1, \lambda_2, \lambda_3$ are heat transfer coefficients of the front side of the building wall, the building structure and the internal wall of the building, W/(m·K).

By simplifying the right and left sides of equation (1), we get the following equations:

$$\frac{dt_1}{d\tau} = \frac{\left(-\alpha_1 F - \frac{F}{R_1}\right)}{m_1 c_1} t_1 + \frac{F}{R_1 m_1 c_1} t_2 + \frac{\alpha_1 F t_{in}}{m_1 c_1}; \quad (3)$$

$$\frac{dt_2}{d\tau} = \frac{F}{R_2 m_2 c_2} t_1 + \frac{-\frac{F}{R_1} - \frac{F}{R_2}}{m_2 c_2} t_2 + \frac{F}{R_2 m_2 c_2} t_3; \quad (4)$$

$$\frac{dt_3}{d\tau} = \frac{F}{R_2 m_2 c_3} t_2 + \frac{-\frac{F}{R_2} - \frac{F}{R_3}}{m_3 c_3} t_3 + \frac{-\frac{F}{R_3} \alpha_{out} F}{m_3 c_3} t_4 + \frac{\alpha_{out} F}{m_3 c_3} t_{out} + \frac{F k_{trans} \alpha_{trans}}{m_3 c_3} q_{wind}; \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \frac{dt_{in}}{d\tau} = & \left(\frac{-G_{air} c_{air} - kF - \frac{F_{wind}}{R_{wind}}}{m_{in} c_{in}} t_{in} + \left(\frac{-G_w c_w + kF + \frac{F_{wind}}{R_{wind}}}{m_{in} c_{in}} \right) t_{out} + \right. \\ & \left. + \left(\frac{1}{m_{in} c_{in}} \right) Q_h + \left(\frac{k_{trans, wind} \alpha_{trans, wind} F_{wind}}{m_{in} c_{in}} \right) q_{rad} \right). \end{aligned} \quad (6)$$

Equations (5), (6) can be expressed in matrix form:

$$x' = Ax + Bu; \quad (7)$$

$$y = Cx + Du. \quad (8)$$

Vector indicators of equations (7), (8):

$$x = \begin{bmatrix} t_1 \\ t_2 \\ t_3 \\ t_{in} \end{bmatrix}; x' = \begin{bmatrix} t'_1 \\ t'_2 \\ t'_3 \\ t'_{in} \end{bmatrix}; y = \begin{bmatrix} t_1 \\ t_2 \\ t_3 \\ t_{in} \end{bmatrix}; u = \begin{bmatrix} t_4 \\ t_{out} \\ Q_h \\ q_{rad} \end{bmatrix};$$

$$c = \begin{bmatrix} 1000 \\ 0100 \\ 0010 \\ 0001 \end{bmatrix}; D = \begin{bmatrix} 1000 \\ 0100 \\ 0010 \\ 0001 \end{bmatrix}.$$

$$A = \begin{bmatrix} \left(-\alpha_1 F - \frac{F}{R_1} \right) & \frac{F}{R_1 m_1 c_1} & 0 & \frac{\alpha F}{m_1 c_1} \\ \frac{F}{R_1 m_2 c_2} & \frac{-\frac{F}{R_1} - \frac{F}{R_2}}{m_2 c_2} & \frac{F}{R_2 m_2 c_2} & 0 \\ 0 & \frac{F}{R_3 m_3 c_3} & \frac{-\frac{F}{R_2} - \frac{F}{R_3}}{m_3 c_3} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{-G_{air} c_{air} - kF - \frac{F_{wind}}{R_{wind}}}{m_{in} c_{in}} \end{bmatrix}.$$

$$B = \begin{bmatrix} 0; 0; 0; 0; \\ 0; 0; 0; 0; \\ \left(-\frac{F}{R_3} - \alpha_{out} F \right); 0; 0; \frac{F k_{trans} \alpha_{trans}}{m_3 c_3}; \\ \frac{G_{air} c_{air} + kF + \frac{F_{wind}}{R_{wind}}}{m_{in} c_{in}}; \frac{1}{m_{in} c_{in}}; \frac{k_{trans.wind} \alpha_{trans.wind} F_{wind}}{m_{in} c_{in}} \end{bmatrix}$$

Results and Discussions

According to the results of mathematical modeling, the analysis of the thermal regime of the research object is performed by entering the dynamic model into the MATLAB-Simulink program. A modular schematic of a dynamic model written in the MATLAB-Simulink programming language is shown in Fig. 4.

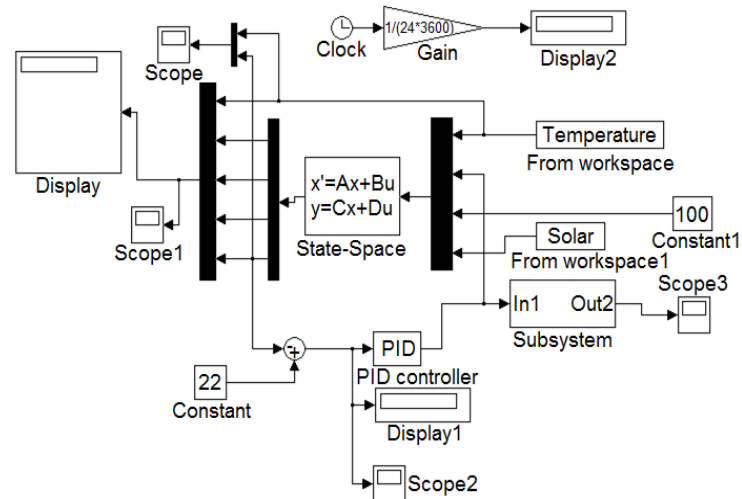


Fig. 4. Modular scheme of the dynamic model of the object

The object, i. e. the construction of the solar house, is affected by its indoor air temperature (Fig. 5). Given that the heating season of the solar house consists of November – March for the southern regions of the Republic of Uzbekistan, it is possible to analyze the change in indoor air temperature for a month depending on the outside air temperature.

Figures 5a, 5b show that from December 26 to January 7, 2020, the air temperature cooled to (–5)–(–10) degrees. This situation was also repeated on 20–22 January (Fig. 5b). Due to the cloudy weather at this time, the indoor air temperature of the research object was maintained at 22–24 °C using a water heating boiler. In Fig. 5b, 5c, 5d organic fuel savings were achieved as a result of not using a water heating boiler for heating purposes, as the average outdoor air temperature during the day was around 20 °C.

Figure 6 shows the temperature characteristics for the characteristic days of the study (December 29, 2020 and January 4, 2021).

As a result of modeling and calculation of the thermal regime of the object, the possibility of setting the required temperature in the solar house without increasing the thickness of the thermal insulation layers, i. e. material and resource costs, was assessed.

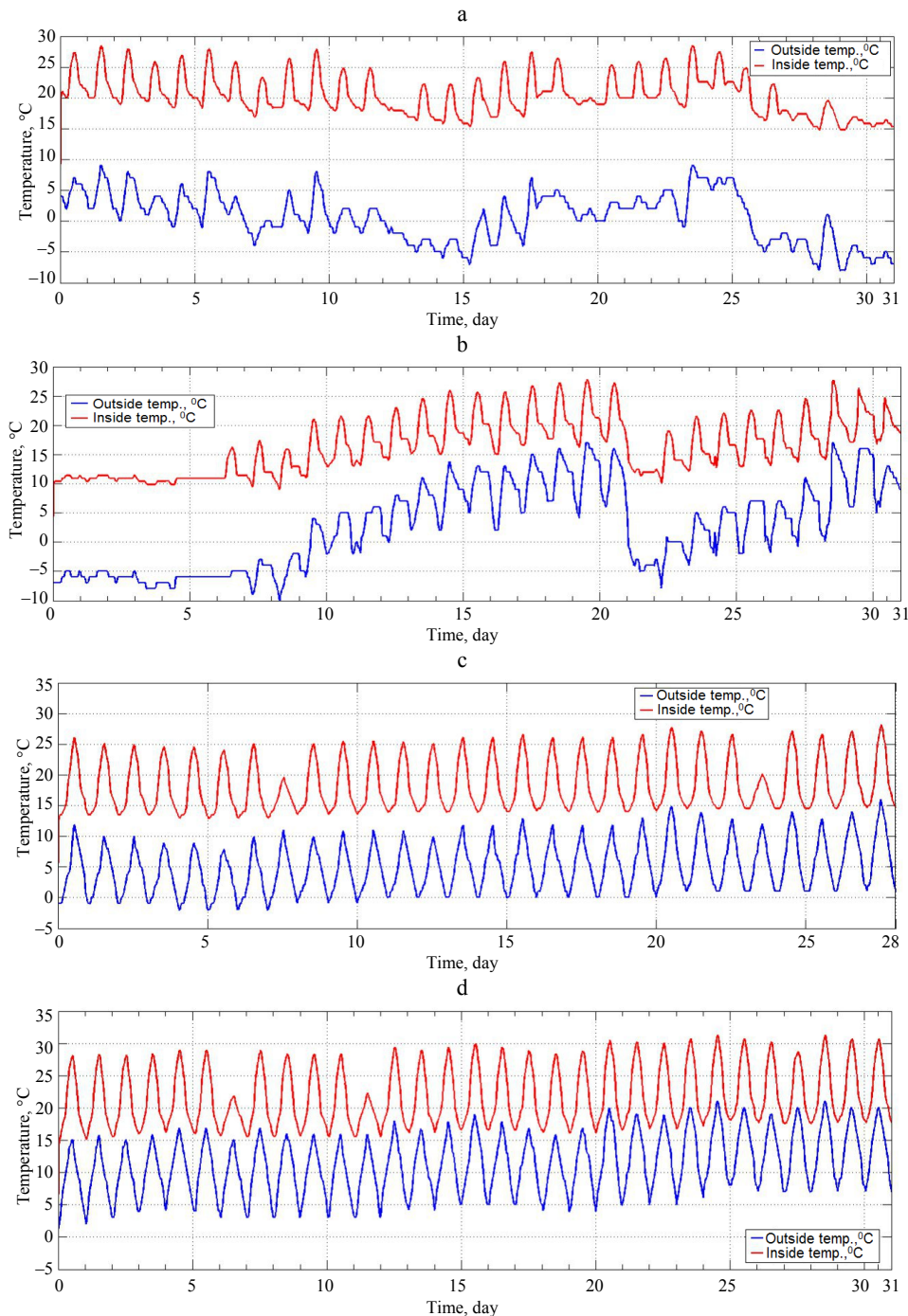


Fig. 5. Temperature characteristics of the solar house (obtained using the MATLAB-Simulink program): a – for December; b – January; c – February; d – March

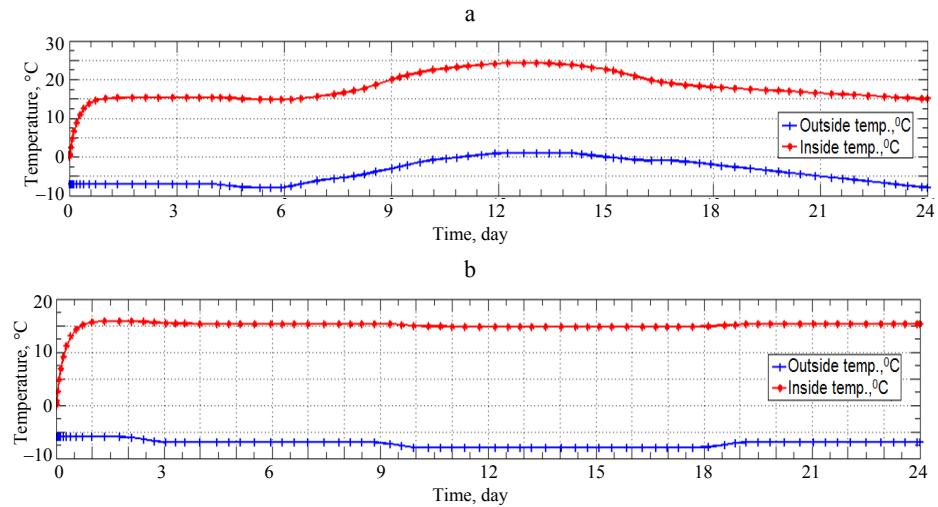


Fig. 6. Temperature characteristics of a solar house for typical days:
a – December 29, 2020; b – January 4, 2021

CONCLUSIONS

1. A mathematical model of the heat balance of a country house in non-stationary mode was developed and a calculation algorithm was proposed.
2. On the basis of mathematical modeling, the effect of the heat capacity of the wall structure on the temperature regime of the building was studied.
3. The proposed model makes it possible to analyze temperature changes of indoor air depending on the ambient temperature.
4. Mathematical model of heat balance of the building in dynamic mode and the obtained results can be used in the development of energy efficient solar houses.

REFERENCES

1. On the Use of Renewable Energy Sources. Law of the Republic of Uzbekistan ZRU-539 of May 21, 2019. Available at: <https://lex.uz/docs/-4346831> (in Uzbek).
2. On the Program of Measures for Further Development of Renewable Energy, Energy Efficiency in the Economy and Social Spheres in 2017–2021. Resolution of the President of the Republic of Uzbekistan, May 26, 2017, No PP-3012. Available at: <https://lex.uz/ru/docs/-3221894> (in Uzbek).
3. On Measures to Ensure the Rational Use of Energy Resources. Resolution of the President of the Republic of Uzbekistan, November 8, 2017, No PP-3379. <https://lex.uz/uz/docs/-3405580> (in Uzbek).
4. Missoum M., Hamidat A., Loukarfi L. (2014) Energetic Performance Analysis of a Solar Combisystem. Application to a Rural House in Chlef Region (Algeria). *Energy Procedia*, 50, 512–519. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.06.062>.
5. Gashimov A. M., Rakhmanov N. R., Akhmedova S. T. (2013) Hybrid Systems of Distributed Generation with Renewable Sources: Modeling and Analysis of Their Operational Modes in Electric Power System. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (2), 20–30 (in Russian).
6. Mironchuk V. I., Velchenko A. A. (2021) Increasing the Efficiency Factor of Solar Power Plants Due to Solar Energy Localizing. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 64 (1), 15–26. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-1-15-26> (in Russian).
7. Shcheklein S. E., Korzhavin S. A., Danilov V. Yu., Velkin V. I. (2012) Experimental Study of the Efficiency of a Combined Solar Heat Generation System. *Alternativnaya Energetika i Ekologiya = Alternative Energy and Ecology*, (3), 77–81 (in Russian).

8. Nazarova T. B., Guseva K. P., Zhilina T. S. (2017) Heating Using Solar Collectors in the City of Orenburg. *Molodoy Ucheniy* [Young Scientist], (8), 40 (in Russian).
9. Krivoshein Y. O., Tsvetkov N. A., Tolstykh A. V., Khutornoy A. N., Kolesnikova A. V., Petrova A. V. (2020) Effective Solar Hot Water System for Northern Territories. *Vestnik Tomskogo Gosudarstvennogo Arkhitekturno-Stroitel'nogo Universiteta = Journal of Construction and Architecture*, 22 (6), 119–131. <https://doi.org/10.31675/1607-1859-2020-22-6-119-131> (in Russian).
10. Zuev I. A., Tolstoy M. Yu., Tunik A. A. (2016) Development of a New Solar Collector Sun 3 for Heat Supply and Hot Water Supply of the Objects of Social and Residential Sphere of Irkutsk Region. *Izvestiya Vuzov. Investitsii. Stroitel'svo. Nedvizhimost = Proceedings of the Universities. Investment. Construction. Real Estate*, 4 (19), 100–113 (in Russian).
11. Yumaeu N. R. (2018) On the Possibility of Using Solar Collectors to Obtain Thermal Energy in the Climatic Conditions of Tajikistan. *Tekhnicheskie Nauki: Teoriya i Praktika: Materialy IV Mezhdunar. Nauch. Konf. (g. Kazan', Noyabr' 2018 g.)* [Technical Sciences: Theory and Practice: Materials of the IV Intern. Scientific Conf. (Kazan, November 2018)]. Kazan, Molodoy Ucheniy Publ. 32–36.
12. Mohammed Kamil Ali Ghazi (2015) Modes of Operation and Diagnostics of Power Plants for Heat Supply on the Basis of Solar Heaters. *Izvestiya Vuzov. Severo-Kavkazskii Region. Tekhnicheskie Nauki = University News. North-Caucasian Region. Technical Sciences Series*, (2), 104–106. <http://doi.org/10.17213/0321-2653-2015-2-104-106> (in Russian).
13. Issam A. (2009) Modeling of Thermal Modes of Operation of the Building with the Use of the System MATLAB/Simulink. *Izvestiya Vuzov. Severo-Kavkazskii Region. Tekhnicheskie Nauki = University News. North-Caucasian Region. Technical Sciences Series*, (1), 95–99 (in Russian).
14. Efremova O. A., Khvorova L. A. Mathematical Modeling of Solar Heating Systems. *Izvestiya Altaiskogo Gosudarstvennogo Universiteta = Izvestiya of Altai State University*, (4), 98–103. [http://doi.org/10.14258/izvasu\(2017\) 4-17](http://doi.org/10.14258/izvasu(2017) 4-17) (in Russian).
15. Onishchenko S. V. (2009) *Autonomous Energy-Efficient Manor-Type Buildings*. Moscow (in Russian).
16. Ivanov G. S., Podolyan G. S. (2001) Power Supply in Buildings. *Novosti Teplosnabzheniya* [Heat Supply News], (7), 8–13 (in Russian).
17. Uzakov G. N., Khamraev S. I., Khuzhakulov S. M. Rural House Heat Supply System Based on Solar Energy. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 1030, 012167 <https://doi.org/10.1088/1757-899X/1030/1/012167>.
18. Khuzhakulov S. M., Uzakov G. N., Vardiyashvili A. B. (2013) Effectiveness of Solar Heating Systems for the Regeneration of Adsorbents in Recessed Fruit and Vegetable Storages. *Applied Solar Energy*, 49 (4), 257–260. <https://doi.org/10.3103/S0003701X13040075>.
19. Uzakov G. N., Vardiyashvili A. B. (2011) Intensity Influence of Solar Radiation on Shrinkage of Goods in Fruit and Vegetable Stores. *Applied Solar Energy*, 47 (1), 27–30. <https://doi.org/10.3103/S0003701X11010178>.
20. Uzakov G. N. (2012) Technical and Economic Calculation of Combined Heating and Cooling Systems Vegetable Store-Solar Greenhouse. *Applied Solar Energy*, 48 (1), 60–61. <https://doi.org/10.3103/S0003701X1201015X>.
21. Sychoy A., Kharchenko V., Vasant P., Uzakov G. (2018) Application of Various Computer Tools for the Optimization of the Heat Pump Heating Systems with Extraction of Low-Grade Heat from Surface Watercourses. *Intelligent Computing & Optimization. ICO 2018. Advances in Intelligent Systems and Computing*, 866. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-00979-3_32.
22. Uzakov G. N. (2011) Calculation of the Heat Engineering Characteristics of a Combined System of a Vegetable Storage Facility and Solar Greenhouse. *Applied Solar Energy*, 47 (3), 248–251. <https://doi.org/10.3103/S0003701X11030200>.
23. Kharchenko V. V., Sychoy A. O., Uzakov G. N. (2019) Innovative Instruments for Extraction of Low-Grade Heat from Surface Watercourses for Heating Systems with Heat Pump. *Innovative Computing Trends and Applications*, 59–68. https://doi.org/10.1007/978-3-030-03898-4_7.
24. Avezova N. R., Avezov R. R. (2016) A Procedure for Accelerated Determination of Main Heat Engineering Parameters of Flat-Plate Solar Collectors for Heating of a Heat Transfer Fluid. *Applied Solar Energy*, 52, 93–96. <https://doi.org/10.3103/S0003701X16020080>.
25. Avezov R. R., Orlov A. Yu. (1998) *Solar Heating and Hot Water Systems*. Tashkent, Fan Publ. 288 (in Russian).

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-422-435>

УДК 662.6/9

Теплотехнические испытания отопительных котельных при работе на торфяном топливе

В. К. Любов¹⁾, Д. Г. Чухчин¹⁾, А. Н. Попов¹⁾

¹⁾Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова
(Архангельск, Российская Федерация)

© Белорусский национальный технический университет, 2022
Belarusian National Technical University, 2022

Реферат. Процесс отказа от невозобновляемых топлив в системе сложившихся отношений к вопросам экологии и ресурсосбережения повсеместно сопровождает развитие общества и экономики. В данной статье представлены результаты комплексных промышленно-эксплуатационных испытаний водогрейных котлов КВм-2,0 с ТШП и КВр-0,4К на объектах теплоснабжения Архангельской области при типичных режимах работы при сжигании угля, топливных смесей, а также брикетированного и кускового торфа. Эксперименты осуществлялись с использованием современных методов и передовых технических средств. В рамках исследований по переводу котлов на торфяное топливо проведены балансовые опыты, получены технико-экономические и экологические показатели работы, выполнены отбор и анализ очаговых остатков, детально изучены мелкодисперсные твердые и сажевые частицы, выбрасываемые в окружающую среду. Приведены графики изменения КПД брутто, потерь теплоты с уходящими газами, химической неполнотой сгорания топлива и концентраций оксидов серы и азота в период между загрузками торфяных брикетов в котел КВр-0,4К, а также графики изменения составляющих теплового баланса и КПД брутто всех исследуемых котельных агрегатов. Перевод теплогенерирующих установок на сжигание торфяного топлива позволяет добиться существенного снижения выбросов твердых и сажевых частиц без модернизации золоулавливающих установок. Комплексные экспериментальные исследования, проведенные на действующих водогрейных котлах номинальной теплопроизводительностью 0,4 и 2,0 МВт, показали возможность, а также энергоэкологическую эффективность сжигания брикетированного и кускового торфа в топочных камерах данных теплогенерирующих установок.

Ключевые слова: возобновляемые ресурсы, тепловые потери, концентрация вредных веществ, выбросы, энергетический баланс, кусковой торф, брикеты, каменный уголь

Для цитирования: Любов, В. К. Теплотехнические испытания отопительных котельных при работе на торфяном топливе / В. К. Любов, Д. Г. Чухчин, А. Н. Попов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 5. С. 422–435.
<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-422-435>

Адрес для переписки

Любов Виктор Константинович
Северный (Арктический) федеральный
университет имени М. В. Ломоносова
наб. Северной Двины, 17,
163002, г. Архангельск, Российская Федерация
Тел.: +7 8182 21-61-75
a.n.popov@narfu.ru

Address for correspondence

Lyubov Viktor K.
Northern (Arctic) Federal University
named after M. V. Lomonosov
17, Severnaya Dvina Emb.,
163002, Arkhangelsk, Russian Federation
Tel.: +7 8182 21-61-75
a.n.popov@narfu.ru

Thermal Engineering Tests of Heating Boiler Houses when Working on Peat Fuel

V. K. Lyubov¹⁾, D. G. Chukhchin¹⁾, A. N. Popov¹⁾

¹⁾Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov
(Arkhangelsk, Russian Federation)

Abstract. Modern development of society and the economy is generally accompanied by abandonment of non-renewable fuels in the system of existing attitudes toward environmental issues and resource conservation. The paper presents the results of complex operational tests of KBm-2.0 water boilers with automatic stoker and KBp-0.4K at heat supply facilities of the Arkhangelsk region under the typical operating conditions on coal, fuel mixtures, and also peat briquettes and sod peat. Experimental work was carried out using modern methods and advanced technical means. Within the framework of the research on the conversion of boilers to peat fuel, balance experiments were carried out; technical, economic and environmental performance indicators were obtained; the selection and analysis of focal residues were carried out, fine solid and soot particles polluted into the environment were studied in detail. The paper presents graphs of changes in gross efficiency, heat loss with exhaust gas, heat loss with incomplete combustion, and concentrations of sulfur and nitrogen oxides during the cycle between loading peat briquettes into the KBp-0.4K boiler, as well as graphs of changes in the heat balance components and gross efficiency all boiler units under investigation. The conversion of heat generating plants to peat fuel combustion makes it possible to achieve a significant reduction in emissions of solid and soot particles without upgrading ash-collecting plants. Complex experimental studies conducted of existing hot water boilers with a nominal heating capacity of 0.4 and 2.0 MW have shown the possibility, as well as the energy-environmental efficiency of burning briquetted and sod peat in the combustion chambers of these heat generating plants.

Keywords: renewable resources, heat loss, concentration of pollutants, emission, heat balance, sod peat, briquettes, coal

For citation: Lyubov V. K., Chukhchin D. G., Popov A. N. (2022) Thermal Engineering Tests of Heating Boiler Houses when Working on Peat Fuel. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (5), 422–435. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-422-435> (in Russian)

Введение

Одним из направлений снижения выбросов вредных веществ в атмосферу установками топливно-энергетического комплекса следует считать замену невозобновляемых топлив – углей и мазутов – на возобновляемые виды биотоплива. Она активно поощряется в индустриально развитых странах, на долю которых приходится около 80 % общемировых выбросов парниковых газов [1]. Для стабилизации концентрации углекислого газа в атмосфере глобальная эмиссия парниковых газов должна снизиться по крайней мере до 60 % от современного уровня.

Торф занимает промежуточное положение между возобновляемыми и невозобновляемыми источниками энергии. Период его восстановления на месте добычи превышает 200 лет, т. е. для восьми поколений торф по факту является невозобновляемым энергоресурсом. Кроме того, выделяющиеся при сжигании торфа газы, как и в случае с ископаемым топливом, относятся к парниковым. Однако потребление торфа в РФ намного отстает от его ежегодного естественного прироста, что позволяет для ряда регионов страны считать его перспективным местным энергоисточником. Внедрение современных высокоэффективных технологий и оборудования для

добычи, агломерации и сжигания торфа позволит увеличить его долю в топливно-энергетическом балансе торфодобывающих регионов с 1–2 до 8–10 % к 2030 г. [1].

Мезенский район Архангельской области располагает большими запасами торфа (более 500 млн т), однако в его топливно-энергетическом балансе в настоящее время доминирует завозной уголь, доля которого составляет более 96 %. Каменный уголь доставляется из месторождений Кузнецкого бассейна по железнодорожным путям до г. Архангельска (расстояние около 4500 км), далее перевозится в г. Мезень автомобильным транспортом (около 420 км). Таким образом, при замещении завозных каменных углей местным кусковым торфом суммарный углеродный след уменьшится минимум на 100 т/год, а при сжигании брикетированного торфа это снижение будет еще более значительным.

Для замещения углей необходимо выполнить исследования торфяных залежей Мезенского района, в том числе теплотехнические и термогравиметрические, а также детально изучить энергоэкологическую эффективность сжигания брикетированного и кускового торфа в топочных камерах теплогенерирующих установок, действующих на территории района.

Цель исследований – оценить возможность перевода котлов на сжигание торфяного топлива и определить их технико-экономические и экологические показатели работы.

Описание объектов исследований

Исследования выполнялись в двух котельных г. Мезени – ст. № 1, 2 центральной котельной и ст. № 1 котельной аэропорта. Первая котельная оборудована четырьмя котлами КВм-2,0, оснащенными топкой с шурующей планкой (ТШП), номинальной теплопроизводительностью каждого 2 МВт, вторая – двумя котлами КВр-0,4К номинальной производительностью по 0,4 МВт. Указанные водогрейные котлы рассчитаны на сжигание качественных каменных и бурых углей, работают с принудительной циркуляцией рабочей среды и тягой, обеспечиваемой дымососами. Номинальная температура нагрева воды 95 °С, рабочее давление 0,3–0,6 МПа, рекомендуемая минимальная температура воды на входе не менее 60 °С.

Топка котла КВм-2,0 состоит из привода шурующей планки и топочно-го модуля, в состав которого входят колосниковая решетка с поворотным колосником и зажигательный пояс высотой 0,47 м. Зажигательный пояс имеет П-образную конструкцию, выполнен из шамотного кирпича и обеспечивает стабильно высокую температуру в слое, что необходимо для воспламенения и эффективного сгорания топлива. Колосниковая решетка включает водоохлаждаемый трубчатый регистр, выполненный из труб диаметром 57 мм, корпус с распределителем воздуха на три зоны горения и поворотный колосник для сброса шлака в конце решетки. Система подачи воды на охлаждение колосниковой решетки и шурующей планки выполняется параллельно основному водяному контуру котла.

Подача топлива в индивидуальные бункера-дозаторы водогрейных котлов осуществляется скребковым транспортером. При этом сначала оно поступает в приемный бункер, под которым установлена дробилка, обеспечивающая измельчение крупных кусков до определенного размера. Регулирование расхода топлива осуществляется изменением продолжительности паузы между циклами удаления очаговых остатков и подачи топлива на колосниковую решетку. При проведении энергетического обследования продолжительность паузы варьировалась от 8 до 13 мин.

Поверхности нагрева котла КВм-2,0 состоят из отдельных водотрубных экранов, выполненных из стальных труб (ст20), последовательно соединенных между собой тангенциально вваренными в них патрубками, обеспечивающими закручивание потока. Спиральное движение воды в поверхностях нагрева уменьшает вероятность отложения солей и образования накипи на внутренней поверхности водяного тракта.

Комплект автоматики котла КВм-2,0 реализует следующие функции: управление приводами механизмов шурящей планки и питателя топлива по заданному алгоритму; дистанционный пуск и останов вентилятора и дымососа; ручное и автоматическое регулирование разрежения в топке; контроль параметров работы котла с помощью контрольно-измерительных приборов; автоматический останов котлоагрегата в аварийных ситуациях с запоминанием первопричины аварии и подачей светозвукового сигнала.

Тягодутьевые установки котлоагрегатов имеют частотное регулирование. Для очистки уходящих газов каждый котел оборудован расположенными на улице инерционно-осадительными устройствами, состоящими из четырех циклонов.

Котлы КВр-0,4К гладкотрубные, в передней части располагается ручная колосниковая топка с зольником, в задней – двухходовая конвективная поверхность нагрева. Топочное пространство газоплотное, выполнено путем сварки стальной полосы между экранными трубами, что исключает присосы холодного воздуха в топочную камеру и зону горения. Воздух для горения поступает снизу из зольника. Конвективные пакеты изготовлены в виде плотных регистров, устанавливаются в задней части котла друг напротив друга в шахматном порядке, что позволяет обеспечить компактное размещение достаточной поверхности нагрева.

В помещении котельной у каждого котла установлен вентилятор поддува с регулирующим клапаном. Для использования дров в качестве резервного топлива на фронте котла имеются две топочные дверки, одна над другой, что обеспечивает удобство загрузки объемного древесного топлива. Для очистки продуктов сгорания в газовом тракте каждого котла до дымососа установлен инерционный золоуловитель.

Обзор экспериментальных методов исследования

Исследования проводились в соответствии с требованиями, предъявляемыми к промышленно-эксплуатационным испытаниям третьей категории сложности [2–4]. Методы и технические средства, используемые в рамках выполняемой работы, представлены в табл. 1.

Таблица 1

Терминология, методы и измерительные приборы
Terminology, methods and measuring instrumentation

Параметр	Раз- мерность	Процедура	Источник	Инструмент
Концентрации O ₂ , CO, CO ₂ , SO ₂ , NO, NO ₂	%, ppm, г/м ³	Газовый электро-химический анализ	ГОСТ Р 50759–95 [4]	Газоанализатор Testo 350-XL
Расход газов	м/с, м ³ /с	Тарировка сечений газохода	[4]	Пневмометрическая трубка системы ВТИ, Testo 435-4, U-образный манометр
Концентрация твердых и сажистых частиц	г/м ³	Фильтрация, термическая обработка	[5]	Аспирационная установка ОП-442 ТЦ
Теплота сгорания	кДж/г	Бомбовая калориметрия	ГОСТ 147–95 (ISO 1928–76), ASTM D240–87	Калориметр IKA C2000 Basic Version 2
Содержание влаги, зольность, выход летучих веществ	%	Термическая обработка	ГОСТ Р 54184–2010, ГОСТ Р 54185–2010, ГОСТ Р 54186–2010, ГОСТ Р 54211–2010	Лабораторные сушильный шкаф и муфельная печь
Гранулометрический состав	%, мкм	Фракционирование	ГОСТ Р 54188–2010, ГОСТ Р 54189–2010	Аналитическая просеивающая машина Retsch AS 200 Control, анализатор 029
Тепловые потери	°С, Вт	Термография	[6, 7]	Тепловизор Testo 885-2, пирометр
Атомарный, элементный состав, размеры, форма микрочастиц	%, мкм	Растровая электронная микроскопия	EDX-микро-анализ [8]	Сканирующий электронный микроскоп Zeiss SIGMA VP (Carl Zeiss); OXFORD 80 mm ²
Элементный состав	%	CHNS-анализ	[9]	Анализатор элементного состава Euro EA 3000

Комплексные испытания котлоагрегатов

Балансовые опыты осуществлялись на описанных выше водогрейных котлах КВм-2,0 и КВр-0,4К при типичных режимах работы при сжигании угля, топливных смесей, а также брикетированного и кускового торфа. В табл. 2 представлены результаты теплотехнического и элементного анализов применяемых топлив.

В процессе комплексного энергетического обследования проведены: внешний осмотр водогрейных котлов; анализ работы их основного и вспомогательного оборудования; балансовые опыты; анализ технико-экономических и экологических характеристик работы водогрейных котлов при сжигании различных топлив.

Таблица 2

Теплотехнические свойства и элементный состав топлив на рабочую массу**Thermal engineering properties and elemental composition of fuel per working mass**

Параметр	Каменный уголь центральной котельной (У ₁)	Каменный уголь котельной аэропорта (У ₂)	Торф брикетированный (ТБ)	Торф кусковой (ТК)	Смесь каменного угля с брикетированным торфом (У + ТБ)	Смесь каменного угля с кусковым торфом (У + ТК)
Содержание влаги, %	16,4	16,0	14,2	45,5	15,3	31,0
Зольность, %	12,9	14,7	5,0	2,8	8,9	7,8
Низшая теплота сгорания, МДж/кг	21,00	20,60	16,74	9,93	18,88	15,48
Выход летучих веществ (на сухую беззольную массу), %	41,6	41,5	69,7	63,9	55,7	52,7
Углерод, %	54,85	53,64	46,06	29,29	50,41	42,10
Сера, %	0,47	0,48	0,21	0,21	0,34	0,34
Водород, %	3,72	3,74	4,79	3,08	4,26	3,40
Азот, %	1,63	1,60	1,87	1,19	1,80	1,38
Кислород, %	10,05	9,80	27,88	17,95	18,95	14,00

В качестве измерительных сечений выбраны: на котле КВм-2,0 – отводящий газоход после котла и прямой участок газохода после дымососа, на котле КВр-0,4К – отводящий газоход после котла и участок газохода после золоуловителя.

Потери теплоты в окружающую среду определялись комбинированным способом, т. е. сочетанием относительного метода, при котором для установления температуры ограждающих конструкций котла использовался пирометр, и тепловизионного [6, 7]. Съемка осуществлялась тепловизором Testo 885-2, позволяющим получить в реальном времени распределение температуры по поверхности объекта с точностью ± 2 %. Обработка экспериментальных данных проводилась с помощью многомодульного программно-методического комплекса [1, 10].

Результаты и обсуждение

Для котла КВм-2,0 ст. № 1 при сжигании длиннопламенного каменного угля (ООО «Восточно-Бейский разрез», класс крупности «Рядовой») КПД брутто в диапазоне нагрузок 1332–1745 кВт составил 75,17–76,31 % (рис. 1), при этом полный расход топлива 299–397 кг/ч.

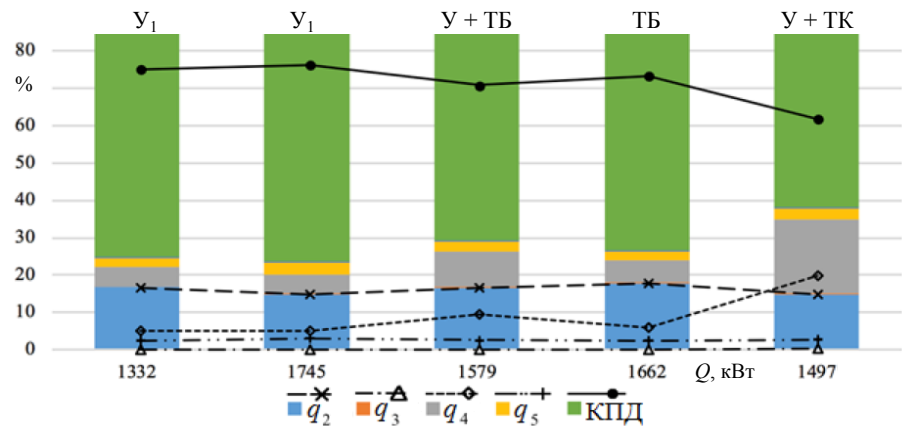


Рис. 1. Гистограмма и график изменения составляющих теплового баланса котла КВМ-2,0 № 1 при сжигании каменного угля, смесей каменного угля с торфом брикетированным и кусковым, торфяных брикетов

Fig. 1. Histogram and graph of changes in the components of the thermal balance of the KBM-2.0 boiler (station No 1) during the combustion of coal, mixtures of coal with briquetted and sod peat, peat briquettes

Для котла КВр-0,4К с ручной подачей топлива характерно циклическое изменение всех составляющих теплового баланса в период между загрузками топлива. В диапазоне нагрузок 337–412 кВт при работе на каменном угле КПД brutto 60,1–73,45 % (рис. 2).

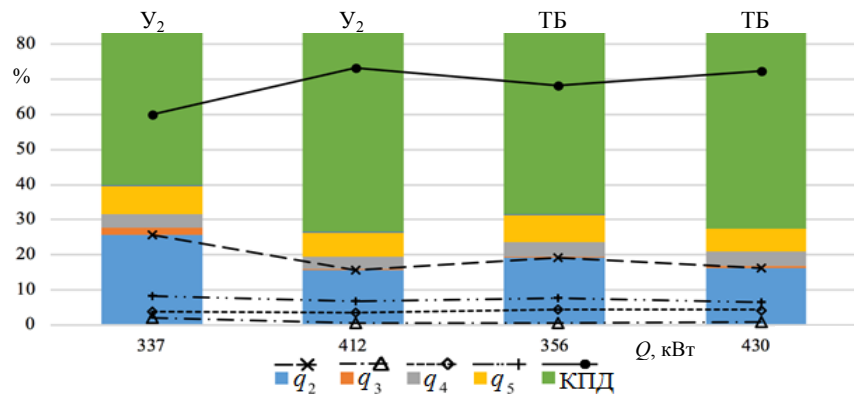


Рис. 2. Гистограмма и график изменения составляющих теплового баланса водогрейного котла КВр-0,4К при сжигании каменного угля и брикетированного торфа

Fig. 2. Histogram and graph of changes in the components of the thermal balance of the KBP-0.4K hot water boiler during the combustion of coal and briquetted peat

Анализ условий работы котлоагрегатов показал, что потери теплоты с уходящими газами у котла КВМ-2,0 ст. № 1 составили 14,79–16,76 %, у котла КВр-0,4К – 15,63–25,70 %. Такие значения объясняются высокими коэффициентами избытка воздуха и температурой уходящих газов. Кроме того, значительный уровень потерь теплоты с механической неполнотой сгорания обусловлен повышенным содержанием горючих веществ в очаговых остатках.

На рис. 1, 2 и 5 абсолютные значения потерь теплоты с уходящими газами q_2 , химическим q_3 и механическим q_4 недожогом, потери теплоты в окру-

жающую среду из-за охлаждения ограждающих конструкций q_5 , а также КПД брутто котла, показанные в виде точечной диаграммы с прямыми отрезками и маркерами, совмещены с гистограммой с накоплением, демонстрирующей долю каждой из потерь в тепловом балансе котельного агрегата [11, 12].

При сжигании каменных углей потери с физической теплотой шлака 0,27–0,32 %, при переходе на сжигание смесей угля с торфом и особенно при сжигании торфяного топлива величина данных потерь снизилась до 0,13–0,14 %.

Среднее значение КПД брутто за цикл между загрузками топлива при сжигании торфяных брикетов составило 70,5 %, что выше, чем при сжигании рядового длиннопламенного угля (рис. 3).

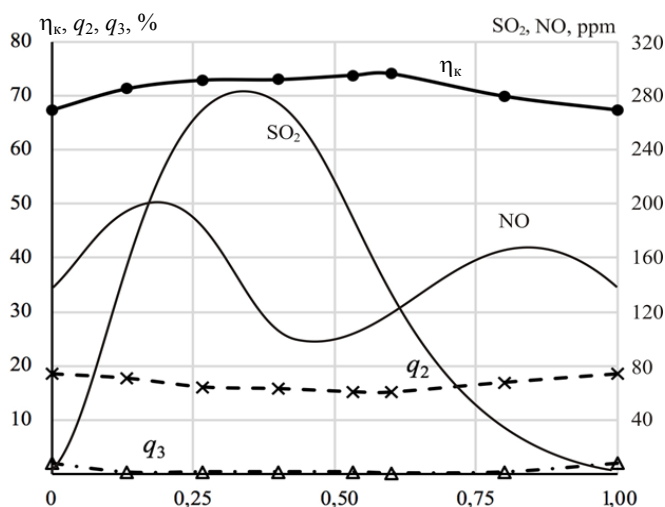


Рис. 3. Изменение КПД брутто, потерь теплоты с уходящими газами, химической неполнотой сгорания топлива и концентраций оксидов серы и азота в период между загрузками торфяных брикетов (в долях)

Fig. 3. Changes in gross efficiency, heat losses with exhaust gases, chemical incompleteness of fuel combustion and concentrations of sulfur and nitrogen oxides in the period between loading peat briquettes (in fractions)

При этом наблюдались некоторое снижение потерь теплоты с химической неполнотой сгорания и их незначительный рост с механическим недожогом. Исходя из зависимостей, характеризующих образование оксидов серы и азота, можно сделать вывод, что азотосодержащие компоненты начинают выделяться раньше, чем наступает процесс активного окисления сернистых соединений. Результаты энергетического обследования показали, что переход на сжигание брикетированного торфа позволил улучшить экологические показатели котла КВр-0,4К по всем вредным ингредиентам, что отчасти объясняется меньшим содержанием серы в торфяных брикетах.

После балансовых опытов при работе котла КВм-2,0 ст. № 1 на угле исследовано функционирование котлоагрегата при сжигании топливной смеси угля с торфяными брикетами (соотношение компонентов 50/50, брикеты цилиндрической формы (~Ø78 мм) длиной 30–80 мм) (рис. 1). Теплопроизводительность в данном случае составила 1579 кВт, КПД брутто 70,76 %. При этом отмечено некоторое снижение эмиссии оксидов азота и серы.

Далее котел КВм-2,0 ст. № 1 перевели на сжигание торфяных брикетов (рис. 1), и КПД брутто достиг 73,39 %. Повышение данного показателя по сравнению с результатом, полученным при сжигании смеси угля с брикетированным торфом, обусловлено снижением коэффициента избытка воздуха в топке.

Полный расход торфяных брикетов для исследованных нагрузок у котла КВм-2,0 487 кг/ч, у котла КВр-0,4К 112–128 кг/ч.

Значительный уровень потерь с механической неполнотой сгорания объясняется повышенным содержанием горючих веществ в уносе ($C_{ун}^r = 49,25$ %). Поэтому проанализировано пофракционное содержание горючих веществ для летучей золы, уловленной в циклонном золоуловителе котла КВм-2,0. Максимальное содержание горючих веществ имеют частицы размером $x \geq 63$ мкм (рис. 4а). Однако определяющее влияние на величину механического недожога топлива оказывает содержание горючих веществ в частицах $x < 45$ и $125 \leq x < 500$ (У₁); $63 \leq x < 1000$ (ТБ); $63 \leq x < 1000$ и $x < 45$ мкм (ТК) (рис. 4б).

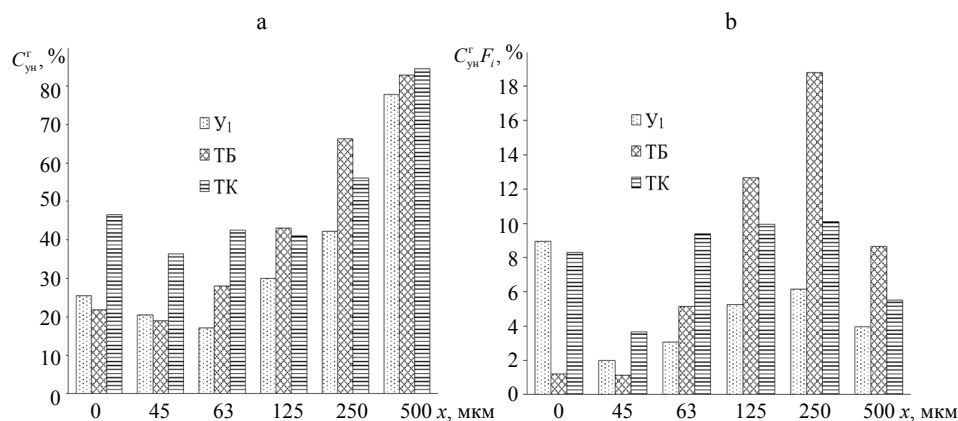


Рис. 4. Содержание горючих веществ в летучей золе котла КВм-2,0 ст. № 1 при сжигании каменного угля, торфа брикетированного и кускового: а – содержание горючих веществ; б – произведение содержания горючих на фракционный остаток

Fig. 4. The content of combustible substances in the fly ash of the КВм-2.0 boiler (station No 1) when burning coal, briquetted peat and sod peat: а – the content of combustible substances; б – the product of the content of combustible by fractional residue

На следующем этапе энергообследования котла КВм-2,0 ст. № 1 проведено сжигание топливной смеси угля с кусковым торфом (соотношение компонентов 50/50) (рис. 1).

Дальнейшие эксперименты по сжиганию торфа проводились в котле КВм-2,0 № 2 (рис. 5). Торфяные брикеты были пропущены через дробилку. Наличие большого количества мелких фракций в сжигаемом торфе привело к их провалу через зазоры колосниковой решетки и уносу из камеры сгорания. Это вызвало значительное повышение содержания горючих веществ в шлаке и провале ($C_{шл+пр}^r = 59,47$ %) и увеличение потерь теплоты с механическим недожогом топлива с 12,19 до 12,27 %. В диапазоне нагрузок 1497–1579 кВт КПД брутто изменялся от 73,19 до 76,30 %. При работе котла на торфяных брикетах значительно уменьшились выбросы оксидов азота, что обусловлено избытком воздуха в топке (значение, близкое к оптимальному).

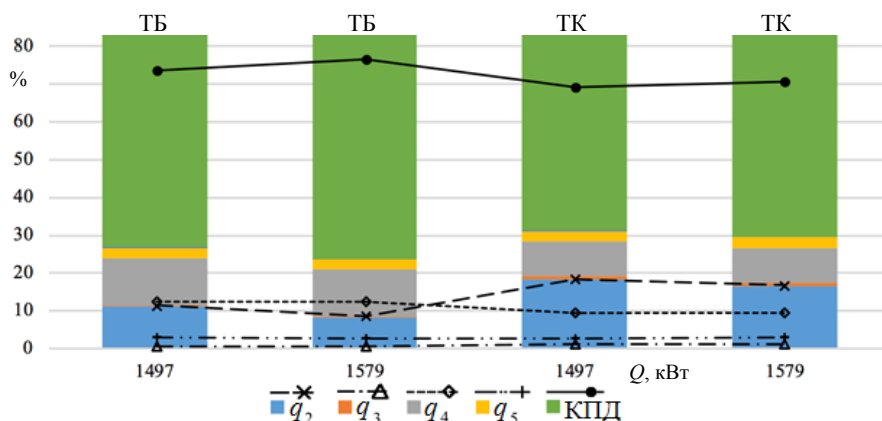


Рис. 5. Гистограмма и график изменения составляющих теплового баланса котла КВм-2,0 при сжигании брикетированного и кускового торфа

Fig. 5. Histogram and graph of changes in the components of the heat balance of the KBM-2.0 boiler when burning briquetted and sod peat

Затем изучено функционирование котла КВм-2,0 ст. № 2 при сжигании кускового торфа цилиндрической формы ($\varnothing$ 53–55 мм), длина цилиндров превышала их диаметр в 2,0–2,5 раза (рис. 5). Работа котла сопровождалась большими выбросами оксида углерода, что вызвало повышение потерь теплоты с химическим недожогом до 0,97–1,04 %. Потери теплоты с механической неполнотой сгорания при этом несколько снизились и составили 9,17–9,20 %. КПД брутто 68,71–70,42 %.

Эмиссии оксидов азота для обследованных водогрейных котлов составили 70,0–199,0 мг/МДж, при этом наилучшие результаты получены при сжигании торфяных брикетов и обеспечении нормальных избытков воздуха на выходе из котлов ($\alpha = 1,37$ –1,59). По выбросам диоксида серы наилучшие экологические результаты также получены при сжигании торфяных брикетов, что связано с более низким содержанием серы в данном топливе. Эмиссии оксида углерода изменялись в очень широком диапазоне (182–2079 мг/МДж) в зависимости от характеристик сжигаемых топлив и режима работы котлов. Однако наилучшие результаты получены при сжигании длиннопламенного каменного угля в котле КВм-2,0.

Определение запыленности дымовых газов перед их поступлением в дымовые трубы котлов проводилось методом внешней фильтрации [4, 5, 13, 14]. Расчет концентраций твердой фазы в дымовых газах осуществлялся в соответствии с требованиями [5].

При сжигании топливной смеси угля и кускового торфа в котле КВм-2,0 ст. № 1 среднее значение эмиссии твердых веществ в продуктах сгорания, поступающих в дымовую трубу, 89,91 мг/МДж, эмиссии сажевых частиц 28,96 мг/МДж. Данный режим работы характеризовался тем, что вся топливная смесь перед поступлением в бункер-дозатор проходила через дробильную установку, что вызвало образование большого количества мелких фракций торфа.

Применение в качестве топлива недробленых торфяных брикетов и их ввод в систему топливоподачи позволили почти в два раза уменьшить выбросы твердых и сажевых частиц в атмосферный воздух. Среднее значение

эмиссии твердых веществ в продуктах сгорания составило 39,90 мг/МДж, эмиссии сажевых частиц 19,65 мг/МДж.

Твердые частицы, уловленные из газоходов перед дымовыми трубами, изучены на электронном растровом микроскопе, по микрофотографиям летучей золы построены гистограммы распределения микрочастиц и определены весовые доли отдельных фракций (рис. 6, 7).

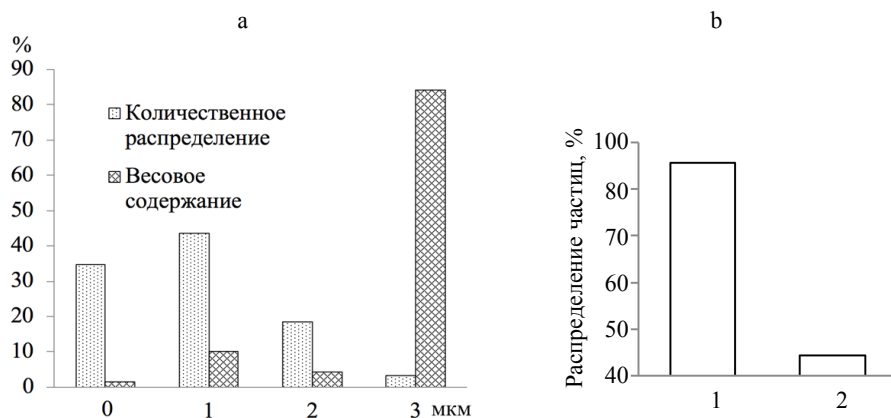


Рис. 6. Микрочастицы в уходящих газах котла КВм-2,0 ст. № 1 при сжигании торфяных брикетов: а – количественное распределение и весовое содержание частиц разного размера; б – количественное распределение частиц по форме (бесразмерная величина отношения длины к эквивалентному диаметру)

Fig. 6. Microparticles in the exhaust gases of the KBM-2.0 boiler (station No 1) when burning peat briquettes: a – quantitative distribution and weight content of particles of different sizes; b – quantitative distribution of particles in shape (dimensionless ratio of length to equivalent diameter)

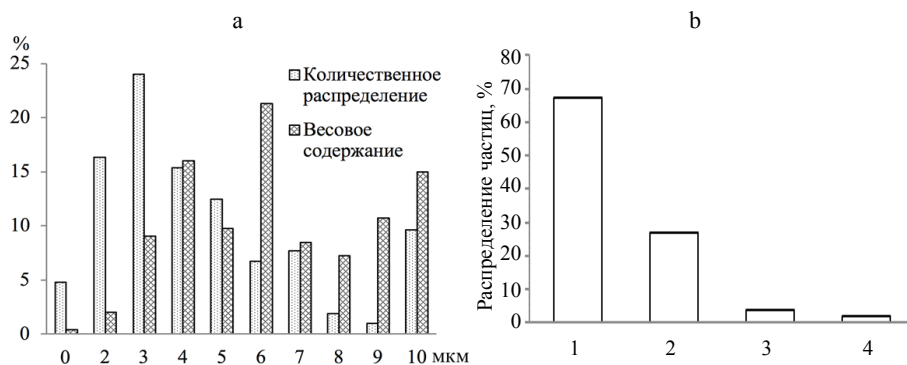


Рис. 7. Микрочастицы в уходящих газах котла КВм-2,0 ст. № 1 при сжигании смеси кускового торфа и угля (50/50): а – количественное распределение и весовое содержание частиц разного размера; б – количественное распределение частиц по форме (бесразмерная величина отношения длины к эквивалентному диаметру)

Fig. 7. Microparticles in the exhaust gases of the KBM-2.0 boiler (station No 1) when burning a mixture of sod peat and coal (50/50): a – quantitative distribution and weight content of particles of different sizes; b – quantitative distribution of particles in shape (dimensionless ratio of length to equivalent diameter)

Циклонные золоуловители, которыми оснащены котлы КВм-2,0, позволяют выполнять очистку газов от взвешенных твердых частиц размером

более 10 мкм. Содержание мелких частиц $PM_{2.5}$ в уходящих газах при сжигании брикетированного торфа превалирует над остальными фракциями, а при сжигании смеси кускового торфа и угля в уходящих газах наибольшее весовое содержание имеют частицы размером от 2 до 10 мкм.

Сравнение форм частиц летучей золы, образующейся при сжигании брикетированного торфа и смеси кускового торфа с углем, показало, что в первом случае преобладают частицы с более равномерным соотношением размеров, т. е. имеющие форму, близкую к сферической. Это позволяет выстраивать политику в части выбора, модернизации оборудования и совершенствования его режимов работы для снижения выбросов мелкодисперсных частиц в атмосферный воздух.

Применение максимально простых и физически изношенных инерционных золоуловителей у котлов КВр-0,4К является причиной высокой концентрации в уходящих газах частиц размером 10 мкм и более (рис. 8). Среднее значение эмиссии твердых веществ в продуктах сгорания, выбрасываемых в атмосферный воздух, при сжигании брикетированного торфа 28,96 мг/МДж, эмиссии сажевых частиц 9,719 мг/МДж.

При проведении энергетических обследований температура воды на входе в водогрейные котлы составляла 44–59 °С, что ниже рекомендуемой. В совокупности с отсутствием тепловой изоляции на золоуловителях, дымососах и большинстве газоходов это вызывает конденсацию водяных паров на элементах основного и вспомогательного оборудования, сокращает его жизненный цикл и влечет перерасход электроэнергии на собственные нужды.

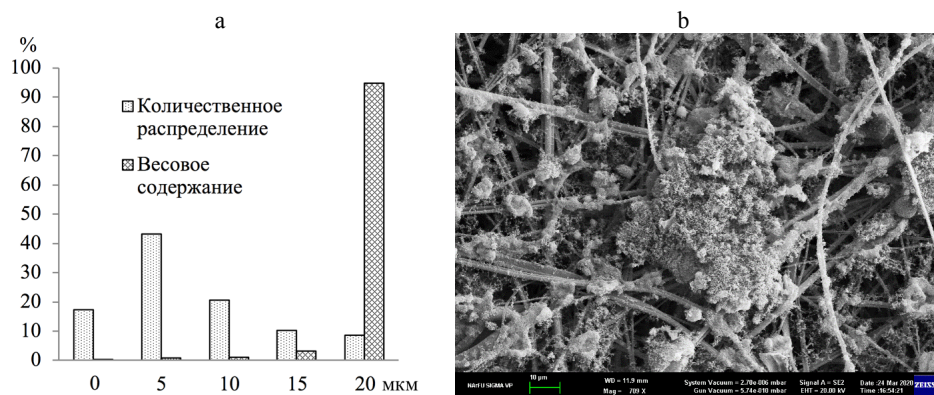


Рис. 8. Микрочастицы в уходящих газах котла КВр-0,4 при сжигании торфяных брикетов: а – количественное распределение и весовое содержание частиц разного размера; б – микрофотография частиц на фоне фильтра АФА-ВП (увеличение 700:1)

Fig. 8. Microparticles in the exhaust gases of the КВр-0,4 boiler during the burning of peat briquettes: а – quantitative distribution and weight content of particles of different sizes; б – microphotography of particles against the background of the АФА-ВП filter (magnification 700:1)

ВЫВОДЫ

1. Комплексные экспериментальные исследования, проведенные на действующих водогрейных котлах номинальной теплопроизводительностью 0,4 и 2,0 МВт, показали возможность и энергоэкологическую эффективность сжигания брикетированного и кускового торфа.

2. Эмиссии оксидов азота составили 70,0–199,0 мг/МДж, наилучшие результаты получены при сжигании торфяных брикетов и обеспечении нормальных избытков воздуха в топочных камерах котлоагрегатов. По выбросам диоксида серы наилучшие экологические результаты также получены при сжигании торфяных брикетов, что связано с более низким содержанием серы в данном топливе. Эмиссии оксида углерода изменялись в широком диапазоне (182–2079 мг/МДж) в зависимости от характеристик сжигаемых топлив и режима работы котлов. Наилучшие результаты получены при сжигании длиннопламенного каменного угля в котле КВм-2,0. Однако у котлов, оборудованных топками с шурующими планками, имеется значительный резерв по оптимизации конструктивных и режимных параметров, реализация которого позволит снизить выбросы оксида углерода до значений, характерных при сжигании качественных углей.

3. Перевод теплогенерирующих установок на сжигание торфяного топлива открывает возможность существенного снижения выбросов твердых и сажевых частиц без модернизации золоулавливающих установок.

ЛИТЕРАТУРА

1. Любов, В. К. Повышение эффективности энергетического использования биотоплив / В. К. Любов, С. В. Любова. Архангельск: САФУ, 2017. 533 с.
2. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. М.: ПИО ОБТ, 1996.
3. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. 14-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1989. 288 с.
4. Трёмбовля, В. И. Теплотехнические испытания котельных установок / В. И. Трёмбовля, Е. Д. Фингер, А. А. Авдеева. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1991. 416 с.
5. Сборник методик по определению концентраций загрязняющих веществ в промышленных выбросах. Л.: Гидрометеиздат, 1987. 269 с.
6. Тепловой расчет котлов (нормативный метод) / изд. 3-е, перераб. и доп. СПб.: НПО ЦКТИ, 1998. 256 с.
7. Определение потерь тепла в окружающую среду на основе комплексного исследования эффективности работы котлов / В. К. Любов [и др.] // Теплоэнергетика. 2015. № 8. С. 36–40.
8. Exosomes in the Phloem and Xylem of Woody Plants / D. G. Chukhchin [et al.] // Planta. 2019. Vol. 251, Iss. 1. Art. 12. <https://doi.org/10.1007/s00425-019-03315-y>.
9. Fractionation of Wood with Binary Solvent 1-Butyl-3-Methylimidazolium Acetate + Dimethyl Sulfoxide / A. V. Ladesov [et al.] // Russian Journal of Applied Chemistry. 2018. Vol. 91, Iss. 4. P. 663–670. <https://doi.org/10.1134/S1070427218040201>.
10. Любов, В. К. Программно-методический комплекс для обработки результатов испытаний теплоэнергетического оборудования и расчета вредных выбросов / В. К. Любов, В. А. Дьячков // Труды 2-й рос. нац. конф. по теплообмену. М.: МЭИ, 1998. Т. 3: Свободная конвекция. Тепломассообмен при химических превращениях. С. 225–228.
11. Комбинированное сжигание потоков различных промышленных отходов в топках котлов. Ч. 1 / Ю. П. Ярмольчик [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2020. Т. 63, № 3. С. 236–252. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-236-252>.
12. Комбинированное сжигание потоков различных промышленных отходов в топках котлов. Ч. 2 / Ю. П. Ярмольчик [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2020. Т. 63, № 6. С. 526–540. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-526-540>.

13. Контроль вредных выбросов ТЭС в атмосферу / под ред. П. В. Рослякова. М.: МЭИ, 2004. 228 с.
14. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций / под ред. А. С. Седлова. М.: МЭИ, 2001. 378 с.

Поступила 15.11.2021 Подписана в печать 29.03.2022 Опубликована онлайн 30.09.2022

REFERENCES

1. Lyubov V. K., Lyubova S. V. (2017) *Improving the Efficiency of Energy Use of Biofuels*. Arkhangelsk, NArFU, 2017. 533 (in Russian).
2. *Rules for the Preparation and Safe Operation of Steam and Hot Water Boilers*. Moscow, PPA OBT, 1996 (in Russian).
3. *Rules of Technical Operation of Power Plants and Electric Networks*. 14th ed. Moscow, Energoatomizdat Publ. 1989. 288 (in Russian).
4. Trembovlya V. I., Finger E. D., Avdeeva A. A. (1991) *Thermal Engineering Tests of Boiler Installations*. 2nd ed. Moscow, Energoatomizdat Publ. 416 (in Russian).
5. *Collection of Techniques for Determining Concentrations of Pollutants in Industrial Emissions*. Leningrad, Gidrometeoizdat Publ. 1987. 269 (in Russian).
6. *Thermal Calculation of Boilers (Normative Method)*. 3rd ed. St. Petersburg, SDA RDPE, 1998. 256 (in Russian).
7. Lyubov V. K., Malygin P. V., Popov A. N., Popova E. I. (2015) Determining Heat Loss Into the Environment Based on Comprehensive Investigation of Boiler Performance Characteristics. *Thermal Engineering*, 62 (8), 572–576. <https://doi.org/10.1134/S004060151506004X>.
8. Chukhchin D. G., Bolotova K., Sinelnikov I., Churilov D., Novozhilov E. (2019) Exosomes in the Phloem and Xylem of Woody Plants. *Planta*, 251 (1), Article12. <https://doi.org/10.1007/s00425-019-03315-y>.
9. Ladesov A. V., Belesov A. V., Kuznetsova M. V., Pochtovalova A. V., Malkov A. S., Shestakov S. L., Kosyakov D. S. (2018) Fractionation of Wood with Binary Solvent 1-Butyl-3-Methylimidazolium Acetate + Dimethyl Sulfoxide. *Russian Journal of Applied Chemistry*, 91 (4), 663–670. <https://doi.org/10.1134/S1070427218040201>.
10. Lyubov V. K., D'yachkov V. A. (1998) Software-and-Methodological Complex for Processing Test Results of Thermal Power Equipment and Calculation of Harmful Emissions. *Trudy 2-i Ros. Nats. Konf. po Teploobmenu. T. 3: Svobodnaya Konvektsiya. Teplomassoobmen pri Khimicheskikh Prevrashcheniyakh* [Proceedings of the 2nd Russian National Conference on Heat Exchange. Vol. 3: Free Convection. Heat and Mass Transfer in Chemical Transformations]. Moscow, MPEI, 225–228 (in Russian).
11. Yarmolchick Yu. P., Schröger R., Habermelner H., Pichler M., Kostić D., Moroz G. V. (2020) Combined Combustion of Various Industrial Waste Flows in Boiler Furnaces. Part 1. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (3), 236–252. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-236-252> (in Russian).
12. Yarmolchick Yu. P., Schröger R., Habermelner H., Pichler M., Kostić D., Moroz G. V. (2020) Combined Combustion of Various Industrial Waste Flows in Boiler Furnaces. Part 2. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (6), 526–540. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-526-540> (in Russian).
13. Roslyakov P. V. [ed.] (2004) *Control of Harmful Emissions of Thermal Power Plants Into the Atmosphere*. Moscow, MPEI. 228 (in Russian).
14. Sedlov A. S. (2001) *Improving the Environmental Safety of Thermal Power Plants*. Moscow, MPEI. 378 (in Russian).

Received: 15 November 2021 Accepted: 29 March 2022 Published online: 30 September 2022

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-436-450>

УДК 697:662.99

Концепция устройства и энергетический потенциал парокомпрессионного теплохладоснабжения на основе бинарного низкотемпературного источника

В. Д. Петраш¹⁾, О. И. Хоменко¹⁾, Д. В. Басист¹⁾, А. Уйма²⁾

¹⁾Одесская государственная академия строительства и архитектуры (Одесса, Украина),

²⁾Ченстоховский политехнический университет (Ченстохова, Республика Польша)

© Белорусский национальный технический университет, 2022
Belarusian National Technical University, 2022

Реферат. Совместное использование низкопотенциальной теплоты грунта и воздушных потоков в теплонасосных системах теплоснабжения позволяет осуществлять ее регулируемое перераспределение в процессах абонентского потребления. При этом снижается интенсивность отбора энергии грунтовым теплообменником, избыточная теплота аккумулируется с уменьшением глубины скважин, а также сокращаются затраты на устройство и эксплуатацию зондовых теплообменников. Разработан усовершенствованный вариант концептуального устройства парокомпрессионной системы теплохладоснабжения зданий на основе интегрированной теплоты грунта и вентиляционного воздуха, отличающийся возможностью автоматического перераспределения генерируемых тепловых потоков в подсистемах абонентского теплопотребления и аккумулирования избыточной части в грунтовой массе. При работе системы в теплый период года с отбором теплоты только на горячее водоснабжение происходит более интенсивное аккумулирование избыточной теплоты вентиляционного воздуха в грунтовой массе, который восстанавливает свою температуру в режиме аккумулирования для дальнейшего использования с наступлением отопительного периода. Установлены многофакторные аналитические зависимости тепловых потоков основного оборудования, учитывающие исходные параметры и режимные условия работы структурных подсистем отбора, трансформации и потребления теплоты, которые являются основой для определения энергетического потенциала парокомпрессионного теплохладоснабжения с использованием бинарного низкотемпературного источника.

Ключевые слова: низкотемпературные источники теплоты, теплоснабжение, тепловой насос, коэффициент преобразования

Для цитирования: Концепция устройства и энергетический потенциал парокомпрессионного теплохладоснабжения на основе бинарного низкотемпературного источника / В. Д. Петраш [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 5. С. 436–450. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-436-450>

Адрес для переписки

Петраш Виталий Демьянович
Одесская государственная академия
строительства и архитектуры
ул. Дидрихсона, 4
65029, г. Одесса, Украина
Тел.: +380 63 280-31-01
volmak.03@gmail.com

Address for correspondence

Petrash Vitaliy D.
Odessa State Academy of Civil
Engineering and Architecture
4, Didrihsona str.,
65029, Odessa, Ukraine
Tel.: +380 63 280-31-01
volmak.03@gmail.com

The Arrangement Concept and the Energy Potential of the Vapor Compression Heat and Cooling Supply Based on a Binary Low-Temperature Source

V. D. Petrash¹⁾, O. I. Khomenko¹⁾, D. V. Basist¹⁾, A. Ujma²⁾

¹⁾Odessa State Academy of Civil Engineering and Architecture (Odessa, Ukraine),

²⁾Częstochowa University of Technology (Częstochowa, Republic of Poland)

Abstract. The combined use of low-potential soil heat and air flows in heat pump heat supply systems allows for its regulated redistribution in the processes of customers' consumption. Here-with, the intensity of energy extraction by the soil heat exchanger decreases, excess heat is accumulated with a decrease in the depth of wells, and the costs of installing and operating probe heat exchangers are also reduced. An improved version of the conceptual arrangement of a vapor compression system for heat and cool supply of buildings based on the integrated heat of soil and ventilation air has been developed. Its distinguished features are the possibility of automatic redistribution of generated heat flows in the subsystems of customers' heat consumption and accumulation of excess part in the soil mass. When the system is operating in the warm season with the extraction of heat only for hot water supply, there is a more intensive accumulation of excess heat of the ventilation air in the soil mass, which restores its temperature in the accumulation mode for further use with the coming of the heating period. Multifactor analytical dependences of the heat flows of the main equipment have been established, taking into account the initial parameters and operating conditions of the structural subsystems for the extraction, transformation and consumption of heat, which are the basis for determining the energy potential of vapor compression heat and cold supply using a binary low-temperature source.

Keywords: low-temperature heat sources, heat supply, heat pump, conversion factor

For citation: Petrash V. D., Khomenko O. I., Basist D. V., Ujma A. (2022) The Arrangement Concept and the Energy Potential of the Vapor Compression Heat and Cooling Supply Based on a Binary Low-Temperature Source. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (5), 436–450. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-436-450> (in Russian)

Введение

Универсальные теплонасосные технологии на основе энергетического потенциала различных видов низкотемпературных источников (НТИ) все шире используются для теплоснабжения зданий [1–3]. В развитых странах Западной Европы (Германии, Австрии, Швейцарии, Швеции, Финляндии) теплонасосные установки (ТНУ) компенсируют до 50 % необходимой на эти цели теплоты, что обеспечивает не только существенную экономию традиционно сжигаемого органического топлива, но и улучшение экологических показателей. В [4, 5] проанализированы современные европейские разработки теплонасосных систем теплоснабжения (ТНСТ) с отражением возможных вариантов их развития.

Известно, что вентиляционные выбросы составляют значительную часть общих потерь теплоты гражданских зданий, определяемых кратностью воздухообмена [6]. Требования по энергосбережению регламентируют необходимость утилизации теплоты из удаляемого воздуха с рекуперацией энергетического потенциала [7]. Теплонасосные системы отбора теплоты из удаляемого вентиляционного воздуха отличаются незначитель-

ными капитальными и эксплуатационными затратами, в связи с чем их применение перспективно при располагаемой температуре и достаточности расхода. Воздух вентиляционных выбросов легкодоступен, имеет высокий теплоэнергетический потенциал для качественного и надежного парокомпрессионного теплоснабжения с круглогодичной выработкой горячей воды для систем горячего водоснабжения (СГВ), а с наступлением отопительного периода – и для отопительно-вентиляционных процессов, в том числе при совместном использовании с другими НТИ.

Удаляемый из вентилируемых помещений воздух отличается относительным постоянством температуры в течение года (15–25 °С), в связи с чем его применение в качестве НТИ позволяет снизить мощность либо вообще исключить необходимость устройства дополнительного источника энергии (ДИЭ) в ТНСТ. При сравнительно высоких температурах вентиляционные выбросы перед их поступлением в испаритель ТНУ целесообразно охлаждать с помощью систем утилизации теплоты. Основным недостатком систем традиционной рекуперативной утилизации, работающих только в холодный период года, заключается в ограниченном перепаде температур теплообменных сред и количестве отбираемой теплоты. При повышении температуры наружного воздуха снижается их общая и энергетическая эффективность, сокращается период полезной работы. В отличие от традиционных систем рекуперации, в том числе с промежуточным теплоносителем и вращающимися регенеративными теплообменниками, теплонасосные системы позволяют утилизировать теплоту вентиляционных выбросов в течение года с необходимой глубиной их охлаждения.

В [8] изложены результаты обширных исследований по теоретическим и прикладным аспектам грунтового аккумулирования и извлечения теплоты. Грунт – один из универсальных теплоэнергетических НТИ для ТНСТ с температурой 8–12 °С по его глубине до 150 м от земной поверхности, за исключением верхнего слоя толщиной до 15 м, который подвергается периодическим температурным воздействиям и солнечному излучению с различной интенсивностью. Кроме того, грунт аккумулирует располагаемую теплоту удаляемых вентиляционных выбросов, наружного воздуха, энергии солнечного излучения и других НТИ. Энерготехнологический ресурс располагаемой теплоты поверхностного слоя определяется избыточным теплосодержанием объема грунта, ограничивается целесообразной глубиной, а также стоимостью вертикальных скважин и теплообменников. Его использование в Украине для ТНСТ зданий весьма перспективно с позиции стабильности располагаемого температурного уровня, энергетический потенциал которого оценивается в 385 млн Гкал/год. [9]. При существенных капитальных затратах на устройство соответствующие системы отбора теплоты отличаются сравнительно постоянной температурой по вертикали скважин в течение года и относительно небольшими эксплуатационными затратами.

В настоящее время наиболее обоснованный способ отбора теплоты из массива грунта – бурение скважин с устройством в них трубчатых U-об-

разных петлевых теплообменников, преимущественно из пластиковых труб [10, 11]. При размещении горизонтальных теплообменников в верхнем слое грунта на глубине 0,8–2,0 м с различными схемами параллельной прокладки трубопроводов требуется 25–50 м² земной поверхности для отбора теплового потока мощностью 1 кВт. Теплота грунта воспринимается более холодной циркулирующей незамерзающей и экологически безвредной жидкостью, которая в дальнейшем охлаждается в испарителе ТНУ. Интенсивность теплообменных процессов циркулирующего теплоносителя в горизонтальных трубопроводах составляет 5–25 Вт/(м²·К) в зависимости от содержания и влажности грунта. Зондовые теплообменники с U-образной конфигурацией трубопроводов позволяют осуществлять отбор теплоты по глубине грунта в пределах 30–100 Вт на один метр длины. Вместе с тем непрерывный процесс отбора теплоты грунта обуславливает снижение температуры и энергетического потенциала его массива, что в последующем отрицательно отражается на работе грунтовых теплообменников и общей эффективности теплонасосной системы. Один из путей восстановления температуры грунта в теплый период года предусматривает пассивное охлаждение теплого воздуха в его массиве, что обеспечивает существенное снижение расходуемой энергии для систем кондиционирования воздуха [12, 13].

Период регенерации теплового ресурса грунтового массива после отбора его ТНУ примерно равен времени извлечения [14]. Поэтому закономерно, что длительное многолетнее использование энергетического потенциала грунта предопределяет соответствующий период его регенерации [12, 15]. В системах отбора теплоты грунта горизонтальными теплообменниками такой процесс происходит в основном за счет естественных теплопоступлений от наружного воздуха, солнечного излучения и конвективных дождевых потоков. В более рациональных системах с вертикальными зондовыми теплообменниками процесс регенерации целесообразно обеспечивать искусственным путем в режиме грунтового аккумуляирования избыточной теплоты воздушных потоков, солнечного излучения и энергии других НТИ.

В [16] проанализирована теплотехнологическая взаимосвязь возможных схемных решений и структурных элементов ТНУ для повышения эффективности использования энергетического потенциала наиболее характерных НТИ. При интегрированном использовании нескольких НТИ в системах теплоснабжения зданий расширяются возможности отбора и потребления теплоты. Это предопределяет целесообразность совершенствования систем утилизации теплоты из удаляемого, а также приточного воздуха (при охлаждении его в теплый период года) с обоснованием чередующихся режимов отбора и аккумуляции теплоты в грунтовом массиве.

В [17] приведены варианты обобщенной энерготехнологической взаимосвязи структурных подсистем, на основе которой разработана новая система ТНСТ [18] с использованием гелиогрунтовой энергии и утилизируе-

мой теплоты вентиляционного воздуха и сточных вод. Так, в холодное время года целесообразна работа ТНУ в режимах отопительно-вентиляционного и горячего водоснабжения, а в летнее – малозатратного охлаждения зданий с аккумуляцией избыточной теплоты удаляемого вентиляционного воздуха в грунтовом массиве. При этом в теплый период в грунтовом массиве достигается двойной положительный эффект: охлаждение помещений обеспечивается с одновременным аккумулярованием теплоты в массиве грунта с возможностью повышения его теплоэнергетического потенциала относительно естественного теплового режима к началу следующего отопительного сезона.

Таким образом, необходимы дальнейшее развитие концептуального подхода к устройству ТНТС, разработка новых технических решений по улучшению совместного использования бинарных НТИ, а также определение энергетического потенциала систем на основе теплоты грунта и вентиляционного воздуха для высокоэффективного теплоснабжения зданий.

Цель исследования – разработать концептуальное устройство с теоретическим обоснованием оценки энергетического потенциала парокомпрессионного теплоснабжения на основе бинарного НТИ в виде утилизируемой теплоты грунта и воздушных потоков.

Основная часть

Принципиальная схема теплонасосной системы теплоснабжения на основе интегрированной энергии грунта и вентиляционного воздуха представлена на рис. 1, на котором даны следующие обозначения: 1 – трубопровод теплонасосного контура; 2, 3 – распределительная и сборная магистрали; 4, 5 – ответвление трубопровода; 6, 7 – соответственно подающий и обратный трубопроводы грунтового теплообменника; 8 – калорифер; 9 – поверхностный теплообменник охлаждения удаляемого воздуха; 10 – датчик влажности воздуха; 11, 12 – канал рециркуляции вентиляционного воздуха соответственно в холодный и теплый периоды года; 13, 14 – канал соответственно удаления отработанного и забора приточного воздуха; 15 – грунтовый теплообменник; 16 – общий трубопровод подсистемы отбора теплоты из низкотемпературного источника; 17 – обводной трубопроводный участок; 18 – байпасный трубопровод с обратным клапаном; И – испаритель; K_m – компрессор; K_d – конденсатор; ДВ – дроссельный вентиль; РТ1–РТ6 – температурный регулятор расхода в системе теплоснабжения; РТ7–РТ11 – то же в подсистеме отбора теплоты из низкотемпературного источника; ЦН1, ЦН2 – циркуляционный насос; БА – бак-аккумулятор; СПЛО – система панельно-лучистого отопления; ХПВ – хозяйственно-питьевой водопровод; Т1, Т2 – теплообменник; В, П – соответственно вытяжная и приточная вентиляционные установки. Система состоит из соответствующих подсистем контура теплонасосной трансформации энергетических потоков, абонентского теплопотребления и отбора теплоты из НТИ.

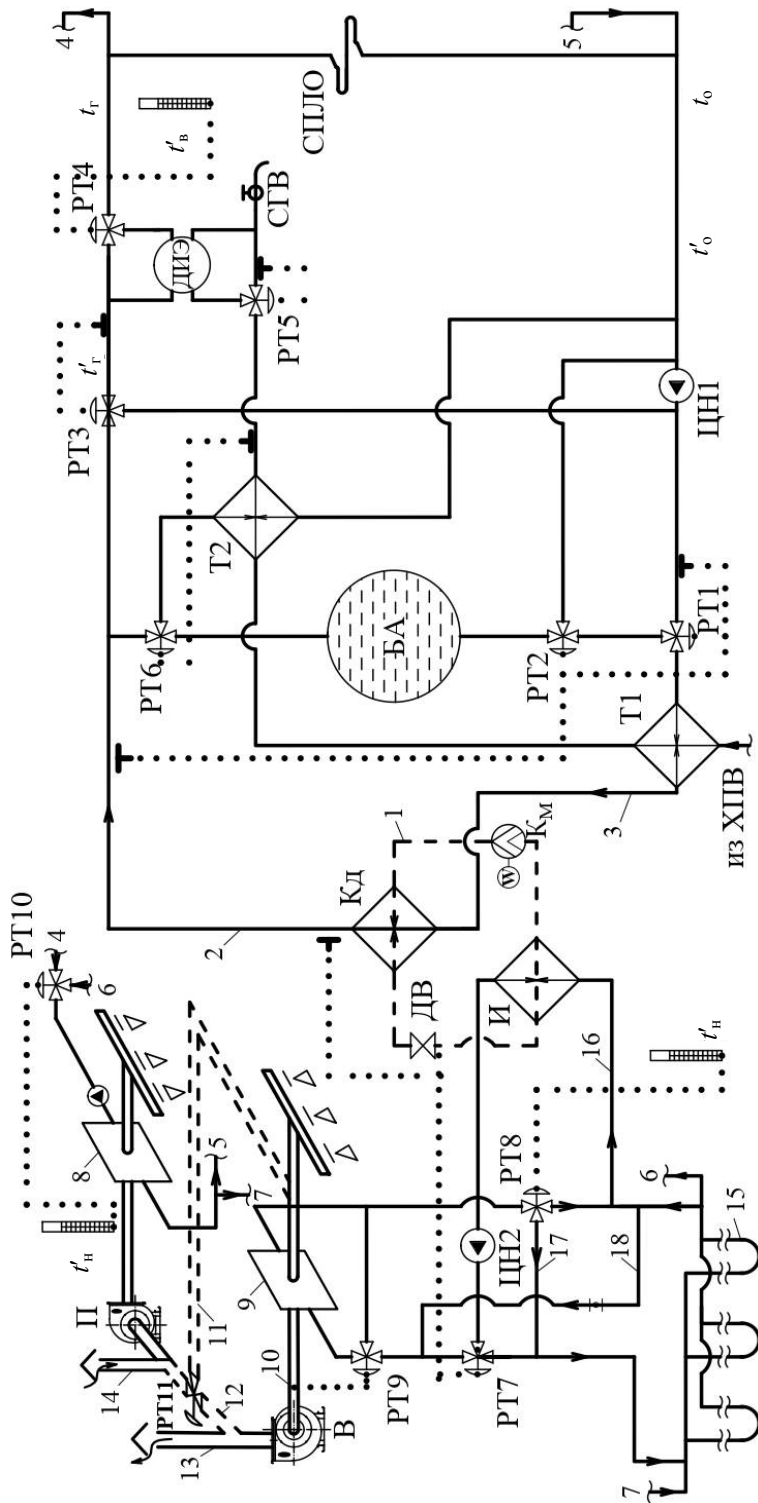


Рис. 1. Принципиальная схема теплонасосной системы теплоснабжения на основе интегрированной энергии грунта и вентиляционного воздуха
Fig. 1. Schematic diagram of a heat pump heat supply system based on integrated soil and ventilation air energy

Теплонасосный контур содержит последовательно соединенные трубопроводом испаритель, компрессор с внешним приводом, конденсатор и дроссель-ventиль, в котором циркулирует рабочее тело, например фреон. В испарителе рабочее тело кипит при более низкой температуре относительно исходной температуры циркулирующего энергоносителя в подсистеме отбора теплоты из НТИ. Сжатые в компрессоре пары поступают в конденсатор с передачей воспринятой теплоты в поверхностном теплообменнике энергоносителю подсистемы абонентского теплопотребления.

Подсистема местного теплоснабжения содержит замкнутый трубопроводный контур циркуляции энергоносителя с общими распределительными и сборными магистралями с баком-аккумулятором для низкотемпературной системы панельно-лучистого отопления (СПЛО) и горячего водоснабжения (СГВ), а также ответвления трубопроводов для нагрева воздуха в калорифере приточной системы вентиляции. Охлаждение удаляемого вентиляционного воздуха в вытяжной системе происходит в поверхностном теплообменнике, после которого установлен датчик для определения относительной влажности. С целью расширения возможностей утилизации теплоты предусмотрены также каналы для частичной рециркуляции удаляемого и приточного воздуха соответственно вытяжной и приточной вентиляции. Удаление отработанного и поступление наружного вентиляционного воздуха происходит по соответствующим каналам. Регулирование рециркуляционных расходов воздуха осуществляется трехходовым регулятором РТ11 в нормируемых пределах для определенного периода года в работе отопительно-вентиляционных систем с поддержанием оптимальных микроклиматических условий в помещениях гражданских зданий.

Система горячего водоснабжения предусматривает устройство поверхностных теплообменников для последовательного нагрева исходной холодной воды. Поскольку для абонентских систем нагрев энергоносителя до расчетных значений нерационален из-за дороговизны теплонасосных агрегатов, в схеме предусмотрен дополнительный нагрев в ДИЭ до требуемых температур согласно графику эксплуатационного регулирования.

Подсистема отбора теплоты из грунта и удаляемого вентиляционного воздуха содержит два параллельно соединенных контура с грунтовым и поверхностным теплообменниками для охлаждения вентиляционных выбросов. В качестве энергоносителя используется водный раствор этиленгликоля, который предварительно охлаждается в испарителе теплового насоса до более низкой температуры относительно нетронутого массива грунта. Затем энергоноситель перемещается под действием циркуляционного насоса ЦН2, а трехходовый температурный регулятор расхода РТ7 делит его на два параллельных потока, которые поступают в грунтовой и поверхностный теплообменники. После отбора теплоты в каждом из них отепленная смесь энергоносителей с разной температурой по общему трубопроводу поступает на исходный цикл для охлаждения в испарителе теплового насоса. Температурный регулятор расхода РТ8 с примыкающим обводным трубопроводным участком и байпасный трубопровод с обрат-

ным клапаном преобразуют схему к варианту последовательного движения энергоносителя через поверхностный и грунтовый теплообменники с последующим поступлением в испаритель и байпасный трубопровод. Следовательно, устройство двух трехходовых температурных регуляторов РТ7 и РТ8 с соответствующим переключением циркулирующего энергоносителя обеспечивает как параллельный, так и последовательный либо комбинированный режимы работы грунтового и поверхностного теплообменников.

В расчетном режиме холодного периода года отепленная смесь с общим расходом энергоносителя после грунтового и поверхностного теплообменников поступает в испаритель для охлаждения. В поверхностном теплообменнике реализуется процесс обоснованной глубины охлаждения удаляемого вентиляционного воздуха при регулируемой интенсивности циркуляции энергоносителя температурным регулятором РТ9 по воздействию импульсного сигнала датчика относительной влажности воздуха, установленного в воздуховоде после теплообменника. Характерно, что в конденсационном режиме охлаждения воздуха повышается эффективность утилизации теплоты до 10 %. В результате обеспечивается не только энергоэкономичная работа отопительно-вентиляционных систем и горячего водоснабжения, но и аккумулялирование избыточной теплоты в грунтовом массиве в процессе регулируемой глубины охлаждения удаляемого вентиляционного воздуха.

При работе системы в холодный период года в режиме, отличающемся от расчетного (температура наружного воздуха меньше ее расчетного значения за отопительный период), положение трехходового температурного регулятора РТ8 с обводным трубопроводным участком обеспечивает циркуляцию дополнительной части энергоносителя по трубопроводу в грунтовый теплообменник с последующим поступлением в испаритель и байпасный трубопровод для подогрева жидкости в поверхностном теплообменнике при охлаждении удаляемого воздуха. Такой комбинированный режим работы подсистемы целесообразен для начального процесса пониженного отбора и аккумулялирования теплоты в массиве грунта с изначально низкой температурой. При повышении температуры наружного воздуха на протяжении отопительного периода с помощью температурного регулятора РТ8 увеличивается рециркуляционная часть проходящей жидкости, которая поступает в грунтовый теплообменник для аккумулялиции избыточной теплоты в массиве грунта.

Очевидно, что температура смешиваемых потоков энергоносителя на входе в грунтовый теплообменник после испарителя и его отепленной части после поверхностного теплообменника в комбинированном режиме всегда выше, чем при параллельной работе указанных теплообменников в анализируемой подсистеме отбора теплоты. Закономерно, что в расчетных и переходных условиях отбор и восприятие теплоты в массиве грунта происходят с различной интенсивностью. Из этого следует, что при комбинированном режиме работы подсистемы с приближением к последователь-

ному режиму снижается интенсивность отбора теплоты грунта. При этом температура энергоносителя на выходе из грунтового теплообменника может превышать температуру грунта, что предопределяет начальное условие аккумуляции теплоты в нерасчетных условиях отопительного периода. В результате в поверхностный теплообменник поступает энергоноситель с повышенной температурой. При возрастании циркулирующего расхода через указанный теплообменник температурным регулятором РТ9 также создается возможность для выпадения конденсата из удаляемого вентиляционного воздуха.

При работе системы в теплый период года с отбором теплоты только на горячее водоснабжение происходит более интенсивное аккумуляция избыточной теплоты вентиляционного воздуха в грунтовом массиве, который восстанавливает свою температуру в режиме аккумуляции для дальнейшего использования с наступлением отопительного периода. В образовавшемся контуре подсистемы с циркуляцией энергоносителя при комбинированном режиме происходит отбор теплоты из удаляемого вентиляционного воздуха в более интенсивном процессе аккумуляции ее избыточной части в массиве грунта. В результате увеличения расхода циркулирующего энергоносителя через грунтовой теплообменник возрастают интенсивность и эффективность аккумуляции теплоты в работе системы. Для регулирования интенсивности и глубины охлаждения удаляемого воздуха с целью утилизации теплоты конденсации водяных паров в подсистеме отбора теплоты предусмотрен температурный регулятор РТ9.

Особенности работы предложенной системы заключается в следующем. Нагрев приточного воздуха в холодный период года происходит за счет воспринятой теплоты циркулирующим энергоносителем в калорифере, который соединен ответвлениями трубопроводов с системой абонентского теплопотребления посредством температурного регулятора расхода РТ10. Охлаждение приточного воздуха в теплый период года происходит в том же калорифере и трубопроводном контуре при его автоматическом подключении трубопроводами к грунтовому теплообменнику посредством температурного регулятора расхода РТ10 при достижении температуры наружного воздуха, характерной для начала межотопительного периода. В образующемся трубопроводном контуре с калорифером, выполняющим функции охладителя приточного воздуха, в дальнейшем происходит охлаждение циркулирующего энергоносителя в массиве грунта с соответствующим аккумуляцией избыточной теплоты без энергозатрат в ТНУ.

Таким образом, в анализируемой системе реализуется круглогодичный процесс отбора теплоты из удаляемого вентиляционного воздуха в поверхностном теплообменнике с последующей парокомпрессионной трансформацией ее для подсистем абонентского теплопотребления. Кроме того, дополнительно утилизируется теплота охлаждения приточного воздуха в калорифере в теплый период года циркулирующим энергоносителем через грунтовой теплообменник без энергозатрат в ТНУ с соответствующей

аккумуляцией избыточной теплоты в массиве грунта в автоматическом процессе эксплуатационного регулирования усовершенствованной ТНСТ.

Методы и алгоритм решения задачи, анализ результатов

Из анализа работы системы (рис. 1) следует, что для условно идеальной теплоизоляции трубопроводов температура энергоносителя на входе в поверхностный теплообменник охлаждения удаляемого воздуха $t_{\text{кал.вх}}$ и грунтовый теплообменник $t_{\text{гр.вх}}$ может быть принята равной его исходной температуре на выходе из испарителя ТНУ $t_{\text{см.вых}}$, т. е. $t_{\text{см.вых}} = t_{\text{кал.вх}} = t_{\text{гр.вх}}$. Рекомендуемые ее значения находятся в пределах от -5 до $+5$ °С. При параллельной работе коллекторного (зондового) грунтового теплообменника (отбор теплоты грунта) с расходом $G_{\text{гр}}$ и поверхностного теплообменника (отбор теплоты удаляемого вентиляционного воздуха) с расходом $G_{\text{кал}}$ общий расход циркулирующего энергоносителя через испаритель $G_{\text{и}}$, кг/с, определяется как

$$G_{\text{и}} = G_{\text{гр}} + G_{\text{кал}}. \quad (1)$$

Обозначим α – часть циркулирующего расхода энергоносителя $G_{\text{гр}}$ через грунтовый теплообменник относительно общего расхода через испаритель $G_{\text{и}}$, т. е. $G_{\text{гр}} = \alpha G_{\text{и}}$, тогда оставшая часть, проходящая через поверхностный теплообменник, представляется в виде

$$G_{\text{кал}} = (1 - \alpha) G_{\text{и}}. \quad (2)$$

Средневзвешенная температура смеси отепленного энергоносителя после грунтового и поверхностного теплообменников на входе в испаритель ТНУ определяется соотношением их расходов и температур. При этом теплота энергоносителя в трубопроводе после грунтового теплообменника $Q_{\text{гр}}$, Дж, на входе в испаритель ТНУ определяется согласно зависимости

$$Q_{\text{гр}} = \alpha G_{\text{и}} c_{p \text{ гр}} t_{\text{гр.вых}}, \quad (3)$$

где $c_{p \text{ гр}}$ – удельная теплоемкость циркулирующей жидкости в трубопроводе на выходе из массива грунта, Дж/(кг·°С); $t_{\text{гр.вых}}$ – температура энергоносителя на выходе из грунтового теплообменника, °С.

Температура энергоносителя после поверхностного теплообменника с расходом $G_{\text{кал}}$, в котором воспринимается теплота удаляемого вентиляционного воздуха с расходом $G_{\text{воз}}$, определяется на основе теплового баланса по исходной температуре жидкости на входе $t_{\text{кал.вх}}$ с последующим подогревом ее в этом теплообменнике, следовательно

$$t_{\text{кал.вых}} = t_{\text{кал.вх}} + \frac{G_{\text{воз}} c_{p \text{ воз}} (t_{\text{воз.вх}} - t_{\text{воз.вых}})}{G_{\text{кал}} c_{p \text{ вод}}}, \quad (4)$$

где $c_{p \text{ воз}}, c_{p \text{ вод}}$ – удельная теплоемкость соответственно воздуха и циркулирующей жидкости, Дж/(кг·°C); $t_{\text{воз.вх}}, t_{\text{воз.вых}}$ – температура удаляемого воздуха соответственно на входе и выходе из калорифера, °C.

Очевидно, что второе слагаемое правой части (4) отражает последующий догрев энергоносителя в поверхностном теплообменнике, определяемый на основе теплового баланса отношением теплоты охлаждения удаляемого вентиляционного воздуха к расходу с учетом теплоемкости циркулирующей через него жидкости.

Для установленных исходных параметров и зависимостей (1)–(4) тепловой поток энергоносителя $Q_{\text{кал}}$ после теплообменника, воспринимающего теплоту удаляемого воздуха, представляется в виде

$$Q_{\text{кал}} = (1 - \alpha) G_{\text{и}} c_{p \text{ кал}} \left\{ \left[t_{\text{кал.вх}} + \frac{G_{\text{воз}} c_{p \text{ воз}} (t_{\text{воз.вх}} - t_{\text{воз.вых}})}{G_{\text{кал}} c_{p \text{ вод}}} \right] - t_{\text{см.вых}} \right\}. \quad (5)$$

Таким образом, интегрированный тепловой поток, отбираемый грунтовым и поверхностным теплообменниками, воспринимаемый циркулирующим энергоносителем в испарителе, после соответствующих преобразований приобретает вид

$$Q_{\text{и}} = G_{\text{и}} c_{p \text{ см}} \times \left\{ \alpha c_{p \text{ гр}} t_{\text{гр.вых}} + (1 - \alpha) \left[t_{\text{кал.вх}} + \frac{G_{\text{воз}} c_{p \text{ воз}} (t_{\text{воз.вх}} - t_{\text{воз.вых}})}{G_{\text{кал}} c_{p \text{ вод}}} \right] - t_{\text{см.вых}} \right\}, \quad (6)$$

где $c_{p \text{ см}}$ – удельная теплоемкость циркулирующей жидкости после испарителя, Дж/(кг·°C).

Из анализируемой схемы (рис. 1) следует, что расчетная мощность конденсатора ТНУ определяется общей потребностью в теплоте для отопительно-вентиляционных процессов и горячего водоснабжения

$$Q_{\text{к}} = G_{\text{ов}} c_{p \text{ ов}} (t'_{\text{г}} - t'_{\text{о}}) + G_{\text{гв}} c_{p \text{ гв}} (t_{\text{гв}} - t'_{\text{хв}}), \quad (7)$$

где $t'_{\text{г}}, t'_{\text{о}}$ – переменное значение температуры теплоносителя соответственно в подающей и обратной магистралях в процессе эксплуатационного регулирования системы отопления, °C; $t_{\text{гв}}$ – расчетная температура энергоносителя в системе горячего водоснабжения, °C; $t'_{\text{хв}}$ – переменная на протяжении года температура холодной воды на вводе в здание, °C; $G_{\text{ов}}, G_{\text{гв}}$ – расход энергоносителя соответственно в отопительно-вентиляционной системе и системе горячего водоснабжения, кг/с; $c_{p \text{ ов}}, c_{p \text{ гв}}$ – удельная теплоемкость соответ-

ствующих энергоносителей (в анализируемом диапазоне температур условно могут быть приняты равнозначными), Дж/(кг·°C).

Пусть β – часть необходимого теплового потока $Q_{\text{ов}}$ для отопительно-вентиляционных процессов относительно общего значения генерируемой теплоты $Q_{\text{к}}$ в конденсаторе

$$Q_{\text{ов}} = \beta Q_{\text{к}}. \quad (8)$$

В результате другая часть, расходуемая для горячего водоснабжения, представляется в виде

$$Q_{\text{в}} = (1 - \beta) Q_{\text{к}}. \quad (9)$$

Известно, что для рекомендуемых двухтрубных низкотемпературных систем, прежде всего СПЛО с характерной для них повышенной теплогидравлической устойчивостью, переменные температуры теплоносителя в подающей t'_r и обратной t'_o магистралах определяются зависимостями [19, 20] для обеспечения рациональных условий их качественного эксплуатационного регулирования на протяжении отопительного периода. Для указанных условий зависимость разницы температур горячего и охлажденного энергоносителя в процессе эксплуатационного регулирования системы отопления [20] представляется в виде взаимосвязи

$$t'_r - t'_o = (t_r - t_o) \left(\frac{t_b - t'_h}{t_b - t_h} \right)^{0,5}, \quad (10)$$

где t_r, t_o – расчетное значение температуры теплоносителя соответственно в подающей и обратной магистралах системы отопления, °C; t_h, t'_h – расчетное и текущее значения температуры наружного воздуха, °C; t_b – установленная средняя температура воздуха в здании, °C.

На основе результатов натурного исследования температуры холодной воды в проточном режиме на вводе в жилые здания Южного региона Украины для систем центрального водоснабжения из р. Днестр авторами установлена синусоидальная зависимость ее сезонного изменения со смещением амплитуды на 9 °C относительно среднегодовой температуры 16,5 °C [21]. Ввиду отсутствия нормативных данных о сезонном изменении температуры холодной воды в течение года ее среднее значение $t'_{\text{хв}}$, °C, на вводе в здание при соответствующей температуре наружного воздуха t'_h может быть определено как

$$t'_{\text{хв}} = \left(9 + \frac{t'_h}{5} \Delta \right), \quad (11)$$

где Δ – коэффициент изменения температуры холодной воды, который в диапазоне отрицательных и положительных температур наружного воздуха равен 1,0 и 2,0.

Следовательно, на основе (7) с учетом (8)–(11) тепловой поток конденсатора ТНУ, определяемый общей потребностью в теплоте на отопитель-

но-вентиляционные процессы и горячее водоснабжение, представляется обобщенной зависимостью

$$Q_k = G_k c_{p\text{ов}} \left[\beta (t_r - t_o) \left(\frac{t_b - t'_h}{t_b - t_h} \right)^{0,5} + (1 - \beta) \left(t_{гв} - \left(9 + \frac{t'_h}{5} \Delta \right) \right) \right]. \quad (12)$$

Таким образом, установленная взаимосвязь исходных параметров в процессе парокомпрессионного отбора теплоты из НТИ в испарителе, согласно (6), а также условий ее потребления абонентскими подсистемами в трансформированном виде после конденсатора, согласно (12), в процессе эксплуатационного регулирования является основой для многофакторной оценки энергетического потенциала бинарного НТИ и последующего определения энергетической эффективности анализируемой системы парокомпрессионного теплоснабжения.

ВЫВОДЫ

1. Анализ термодинамических характеристик и условий совместного использования теплоты вентиляционного воздуха и грунта в виде интегрированного низкотемпературного источника для теплоснабжения зданий свидетельствует о возможности расширения энерготехнологических функций теплонасосных систем теплоснабжения путем регулируемого перераспределения генерируемой теплоты и повышения эффективности аккумуляции ее избыточной части с уменьшением глубины скважин и затрат на устройство и эксплуатацию зондовых теплообменников.

2. Предложенный вариант концептуального устройства парокомпрессионной системы теплоснабжения на основе интегрированной энергии грунта и вентиляционного воздуха отличается повышенным теплотехнологическим совершенством и позволяет автоматически перераспределять и регулировать генерируемую теплоту для подсистем абонентского теплоснабжения с повышенной эффективностью аккумуляции избыточной ее части в грунтовом массиве.

3. На основе анализа структурно-функционального устройства и результатов теоретического обоснования закономерностей теплогидравлических процессов в системе установлена аналитическая взаимосвязь исходных параметров в процессе парокомпрессионного отбора теплоты от низкотемпературного источника в испарителе, а также условий ее потребления абонентскими подсистемами в трансформированном виде после конденсатора в процессе эксплуатационного регулирования. Она создает основу для многофакторной оценки энергетического потенциала и последующего определения энергетической эффективности системы парокомпрессионного теплоснабжения на основе бинарного низкотемпературного источника.

ЛИТЕРАТУРА

1. О рациональном использовании теплонасосных технологий в экономике Украины / Ю. М. Мацевитый [и др.] // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. 2007. № 3. С. 20–31.

2. Гречихин, Л. И. Воздушный тепловой насос в ветроэнергетике / Л. И. Гречихин, А. И. Гутковский // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2020. Т. 63, № 3. С. 264–284. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-264-284>.
3. Петраш, В. Д. Эффективность парокомпрессионной трансформации энергетических потоков для теплоснабжения на основе морской воды / В. Д. Петраш, В. О. Макаров, А. А. Хоменко // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2021. Т. 64, № 6. С. 538–553. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-6-538-553>.
4. Heat Pump Placement, Connection and Operational Modes in European District Heating / M. A. Sayegh [et al.] // Energy and Buildings. 2018. Vol. 166. P. 122–144. <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2018.02.006>.
5. Ommen, T. S. Heat Pumps in CHP Systems: High-Efficiency Energy System Utilizing Combined Heat and Power and Heat Pumps [Electronic Resource] / T. S. Ommen // DTU Orbit. 2015. Mode of access: <https://orbit.dtu.dk/en/publications/heat-pumps-in-chp-systems-high-efficiency-energy-system-utilising>.
6. Внутренние санитарно-технические устройства: справочник проектировщика: в 3 ч. / В. Н. Богословский, Б. А. Крупнов, А. Н. Сканава [и др.]; под ред. И. Г. Старовойтова, Ю. И. Шиллера. М.: Стройиздат, 1990. Ч. 1: Отопление. 313 с.
7. Опалення, вентиляція та кондиціювання: ДБН В.2.5-67:2013. Чинний від 01.01.2014. Київ: Мінрегіонбуд України, 2013. 141 с.
8. Накорчевский, А. И. Теоретические и прикладные аспекты грунтового аккумулирования и извлечения теплоты / А. И. Накорчевский; Нац. акад. наук Украины, Ин-т техн. теплофизики. Киев: Наукова думка, 2008. 151 с.
9. Lund, J. Geothermal (Ground-Source) Heat Pumps a World Overview / J. Lund // Geo-Heat Center Quarterly Bulletin. 2004. Vol. 25, N 3. P. 1–10.
10. Документация для планирования и проектирования тепловых насосов. Buderus [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://buderus-minsk.by/download/?id=967>. Дата доступа: 13.09.2020.
11. Документация для проектирования тепловых насосов Viessmann [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.viessmann.ru/ru/zilye-zdania/teplovye-nasosy/mosnye-teplovye-nasosy.html>. Дата доступа: 13.09.2020.
12. Васильев, Г. П. Теплохладоснабжение зданий и сооружений с использованием низкопотенциальной тепловой энергии поверхностных слоев Земли / Г. П. Васильев. М.: Граница, 2006. 173 с.
13. Васильев, Г. П. Исследование оценки эффективности комбинированного использования тепла грунта и атмосферного воздуха в теплонасосных системах теплохладоснабжения / Г. П. Васильев, В. Ф. Горнов, М. В. Колисова // Энергобезопасность и энергосбережение. 2014. № 1. С. 20–24.
14. Абурьев, И. М. Системы теплоснабжения с применением тепловых насосов / И. М. Абурьев // Новости теплоснабжения. 2006. № 12. С. 24–26.
15. Анализ изменения температуры грунта на основе многолетних измерений / Г. П. Васильев [и др.] // Инженерно-строительный журнал. 2017. № 4 (72). С. 62–72.
16. Heinrich, H. Warme Pumpen / H. Heinrich, P. Shofmann, A. Zotti. Wien, 2014. 68 s.
17. Петраш, В. Д. Теплонасосные системы теплоснабжения / В. Д. Петраш. Одесса: ВМВ, 2014. 556 с.
18. Система теплохолодопостачання на основі геліогрунтової енергії та утилізованої теплоти витяжного вентиляційного повітря і стічних вод: пат. 108184 України, МПК (2015.01), F24D 17/02 / В. Д. Петраш, О. А. Полеманний, М. В. Высоцкая; Одеська державна академія будівництва та архітектури. Опубл. 25.03.2015.
19. Беленкий, Е. А. Рациональные системы водяного отопления / Е. А. Беленкий. Л.: Госстройиздат, 1963. 208 с.
20. Константинова, В. Е. Надежность систем центрального водяного отопления в зданиях повышенной этажности / В. Е. Константинова. М.: Госстройиздат, 1976. 183 с.
21. Высоцкая, М. В. Холодная вода как низкотемпературный источник для теплонасосных систем теплохладоснабжения зданий / М. В. Высоцкая // Энергоэффективность в строительстве и архитектуре. Киев: КНУБА, 2015. Вып. 7. С. 41–46.

REFERENCES

1. Matsevitse Y., Chirkin N., Bogdanovich L., Klepanda A. (2007) About the Rational Use of Heat Pump Technologies in the Ukrainian Economy. *Energy Saving. Energetics. Energy Audit*, (3), 20–31 (in Russian).
2. Gretchikhin L. I., Hutkouski A. I. (2020) Air Heat Pump in Wind Power. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (3), 264–284. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-264-284> (in Russian).
3. Petrash V. D., Makarov V. O., Khomenko A. A. (2021) The Efficiency of Vapor Compression Transformation of Energy Flows for Heat Supply Based on the Sea Water. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 64 (6), 538–553. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-6-538-553> (in Russian).
4. Sayegh M. A., Jadwiszczak P., Axcell B. P., Niemierka E., Brys K., Jounara 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>.
5. Ommen T. S. (2015) Heat Pumps in CHP Systems: High-Efficiency Energy System Utilizing Combined Heat and Power and Heat Pumps. *DTU Mechanical Engineering. DCAMM Special Report*, No S187.
6. Staroverov I. G. (ed.) (1990) *Designer Handbook. Heating Internal Sanitary Devices. Part 1*. Moscow, Stroyizdat Publ. 313 (in Russian).
7. DBN B.2.5-67:2013 Heating, Ventilation and Air Conditioning. Valid from 01.01.2014. Kyiv, Ministry of Regional Development of Ukraine, 2013. 141 (in Ukrainian).
8. Nakorchevsky A. I. (2008) *Theoretical and Practical Aspects of Soil Accumulation and Heat Recovery*. Kyiv, Naukova Dumka Publ. 151 (in Russian).
9. Lund J. (2004) Geothermal (Ground-Source) Heat Pumps a World Overview. *GHC Bulletin*, September. 1–10.
10. Buderus (2008). Documentation for Planning and Design of Heat Pumps. Logatherm WPS 6–11 K and WPS 6–17 Brine-Water Heat Pumps from 6 kW to 17 kW. S.I. [Electronic Resource]. Available at: http://www.adeptamasa.com/doc_proect/Logatherm%20WPS_draft.pdf (Accessed 13 September 2020) (in Russian).
11. Viessmann (2017) Basics of Designing Heat Pumps. Design Instruction [Electronic Resource]. Available at: https://viessmann.academy/disk/docs/equipment/Vitocal/5829_519_05_2017_PA_Vitocal_basic.pdf (Accessed 13 September 2020) (in Russian).
12. Vasiliev G. P. (2006) *Heat and Cold Supply of Buildings and Structures Using Low-Potential Thermal Energy of the Surface Layers of the Earth*. Moscow, Granica Publ. 173 (in Russian).
13. Vasiliev G. P., Hornov V. F., Kolisova M. V. (2014) The Research of the Efficiency Evaluation of the Combined Use of Soil Heat and Ambient Air in Heat Pump Systems of Heat and Cooling Supply. *Energy Security and Energy Saving*, (1), 20–24 (in Russian).
14. Aburyev I. M. (2006) Heat Supply Systems Using Heat Pumps. *Heat Supply News*, (12), 24–26 (in Russian).
15. Vasiliev G. P., Hornov V. F., Konstantinov P. I., Kolisova M. V., Korneva I. A. (2017) Analysis of Soil Temperature Changes Based on Long-Term Measurements. *Civil Engineering Journal*, 4 (72), 62–72 (in Russian).
16. Heinrich H., Shofmann P., Zotti A. (2014) *Warme Pumpen*. Wien. 68.
17. Petrash V. D. (2014) *Heat Pump Heat Supply Systems*. Odessa, VMV Publ. 556 (in Russian).
18. Petrash V. D., Polomanny O. A., Vysotska M. V. (2015) Heat-Cooling Supply System Based on Solar Soil Energy and Utilized Heat of Exhaust Ventilation Air and Wastewater. Patent No 108184 of Ukraine, IPC (2015.01), F24D 17/02. Publ. 25.03.2015. Bull. 6/2015 (in Ukrainian).
19. Belenkiy E. A. (1963) *Rational Water Heating Systems*. Leningrad, Gosstroyizdat Publ. 208 (in Russian).
20. Konstantinova V. E. (1976) Reliability of Central Water Heating Systems in High-Rise Buildings. Moscow, Gosstroyizdat Publ. 183 (in Russian).
21. Vysotskaya M. V. (2015) Cold Water as a Low-Temperature Source for Heat Pump Systems for Heating and Cooling Buildings. *Energy Efficiency in Construction and Architecture*, 7, 41–46 (in Russian).

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-451-462>

УДК 628.112

Оптимизация работы водозаборов подземных вод с помощью двухколонных скважин

В. В. Ивашечкин¹⁾, Ю. А. Медведева¹⁾

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

© Белорусский национальный технический университет, 2022
Belarusian National Technical University, 2022

Реферат. Среднее количество скважин на типичном водозаборе 30–40 шт., мощность погружного насоса обычно 32–40 кВт, из чего следует, что только на одном скважинном водозаборе потребляемая мощность электронасосного оборудования в часы наибольшего водопотребления может достигать 900–1600 кВт. В структуре эксплуатационных затрат скважинных водозаборов доля затрат на электроэнергию достигает 85 %. С учетом требований по снижению издержек и тарифов на воду предприятий жилищно-коммунального хозяйства и водоканалов энергосбережение является актуальной задачей. В статье рассмотрена оптимизация работы водозаборов подземных вод с неравномерной водоподачей за счет применения двухколонных водозаборных скважин вместо типовых одноколонных. Показано, что использование мощных насосов в одноколонных скважинах таких водозаборов приводит к резким снижениям динамического уровня воды в стволе скважины. Это, с одной стороны, провоцирует образование коагулирующих отложений в фильтрах за счет их аэрации, снижает удельный дебит скважины и сокращает интервалы между регенерациями, а с другой – увеличивает геометрический напор погружных насосов и энергозатраты на подъем воды. Рассмотрены теоретические основы определения подачи насосов, установленных в одно- и двухколонных водозаборных скважинах, подающих воду на напорный фильтр станции водоподготовки. Приведен пример сравнительного анализа работы одной рабочей скважины с одним мощным насосом в составе водозабора из двух одноколонных скважин (рабочей и резервной) для покрытия всего графика водоподдачи и двух двухколонных рабочих скважин, содержащих по одному менее мощному насосу в каждой колонне. Исследована энергоэффективность указанных насосных систем. В результате расчетов установлено, что при комбинировании работы насосов двухколонных скважин в периоды пиковой, основной и частичной нагрузок годовая экономия электроэнергии составит 33 %.

Ключевые слова: водоснабжение, скважина, потребитель, насос, коагуляция, водозабор, электропотребление, энергоэффективность

Для цитирования: Ивашечкин, В. В. Оптимизация работы водозаборов подземных вод с помощью двухколонных скважин / В. В. Ивашечкин, Ю. А. Медведева // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 5. С. 451–462. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-451-462>

Адрес для переписки

Ивашечкин Владимир Васильевич
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 67/2,
220065, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 292-30-13
ivashechkin_vlad@mail.ru

Address for correspondence

Ivashechkin Vladimir V.
Belarusian National Technical University
67/2, Nezavisimosty Ave.,
220065, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 292-30-13
ivashechkin_vlad@mail.ru

Optimization of the Operation of Groundwater Intakes Using Two-Column Wells

V. V. Ivashechkin¹⁾, J. A. Medvedeva¹⁾

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

Abstract. The average number of wells at a typical water intake is 30–40, while the power of the submersible pump is usually 32–40 kW, which means that only at one well water intake the power consumption of electric pumping equipment during the hours of greatest water consumption can reach 900–1600 kW. In the structure of operating costs of well water intakes, the share of electricity costs reaches 85 %. Taking into account the requirements for reducing costs and water tariffs of housing and communal services enterprises as well as of water utilities, energy saving is an urgent task. The article considers the optimization of the operation of groundwater intakes with uneven water supply due to the use of two-column water intake wells instead of typical single-column ones. It is shown that the use of powerful pumps in single-column wells of such water intakes causes a sharp decrease in the dynamic water level in the borehole. On the one hand, this provokes the formation of colmating deposits in the filters due to their aeration, reduces the specific flow rate of the well and shortens the intervals between regenerations. On the other hand, this increases the geometric pressure of submersible pumps and energy consumption for lifting water. The theoretical foundations of determining the supply of pumps installed in single- and two-column water intake wells supplying water to the pressure filter of the water treatment plant are considered. An example of a comparative analysis of the operation of one working well with one powerful pump as part of a water intake of two single-column wells (working and reserve) to cover the entire water supply schedule and two two-column working wells containing one less powerful pump in each column is given. The energy efficiency of these pumping systems is investigated. As a result of calculations, it was found that when combining the operation of pumps of two-column wells during periods of peak, main and partial loads, the annual energy savings will amount to 33 %.

Keywords: water supply, well, consumer, pump, colmatation, water intake, power consumption, energy efficiency

For citation: Ivashechkin V. V., Medvedeva J. A. (2022) Optimization of the Operation of Groundwater Intakes Using Two-Column Wells. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (5), 451–462. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-451-462> (in Russian)

Введение

В соответствии с Водной стратегией Республики Беларусь на период до 2030 г., утвержденной решением коллегии Минприроды от 11.08.2011 № 72-Р, подземные воды рассматриваются как единственный источник питьевого водоснабжения с геологической спецификой подземного залегания. Скважинные водозаборы подземных вод широко используются для водоснабжения сельских населенных пунктов, городских поселков, малых и крупных городов, мегаполисов. Численность потребителей в указанных населенных пунктах определяет число скважин водозабора, их производительность, схемы расположения и подключения к сборным водоводам. Только для водоснабжения г. Минска в УП «Минскводоканал» эксплуатируются 495 скважин, размещенных на 13 групповых водозаборах подзем-

ных вод. В структуре эксплуатационных затрат скважинных водозаборов доля расходов на электроэнергию достигает 85 %. С учетом требований по снижению издержек и тарифов на воду предприятий жилищно-коммунального хозяйства и водоканалов энергосбережение является актуальной задачей.

Эксплуатационные скважины на воду должны иметь конструкции, не только обеспечивающие начальную высокую производительность и высококачественное вскрытие продуктивных водоносных горизонтов с тщательной изоляцией их друг от друга, но и обладающие высокими эксплуатационными показателями: длительным сроком службы, низкими удельными энергозатратами на подъем воды, минимальным темпом снижения производительности, высокой ремонтопригодностью [1–6].

Кольматация фильтров снижает долговечность скважин и повышает удельные энергозатраты на подъем воды. Расчетный срок эксплуатации водозаборных скважин на заданную производительность составляет 15 лет, однако опыт показывает, что период их устойчивой работы значительно меньше. Кольматация фильтров сопровождается ростом напора насоса из-за снижения динамического уровня и, как следствие, повышением удельных энергозатрат на подъем воды из скважины.

Полностью предотвратить химическую кольматацию при заборе подземных вод с неустойчивым химическим составом нельзя, поскольку ее причиной является нарушение естественного режима водоносного пласта. Однако интенсивность кольматационных процессов снижается, если не допускать неравномерной эксплуатации скважин с большими понижениями уровней, приводящими к аэрации подземных вод, их поступлению в зону фильтра, где при появлении растворенного кислорода наблюдается переход железа из закисного в окисное с образованием железистых осадков [7].

В скважине, в которой в течение непродолжительного времени возникают резкие снижения динамического уровня воды, появление кольматирующих отложений вероятнее, чем в скважине, функционирующей на протяжении длительного периода с равномерной нагрузкой [8]. Исходя из сказанного, неблагоприятным режимом следует считать график подачи воды со значительным колебанием расходов в течение суток. Для оптимизации работы таких водозаборов подземных вод предложено устанавливать в одной скважине (если допускает ее диаметр) вместо одного мощного насоса два менее мощных (один – для основной нагрузки, второй – для пиковой) и комбинировать работу насосов нескольких скважин таким образом, чтобы обеспечивать потребный расход водозабора с минимальным понижением динамического уровня воды. В [8] на примере водозабора из двух скважин показано, что если каждую из них эксплуатировать глубинным насосом с подачей 200 м³/ч и зафиксировать затраты электроэнергии, а затем вместо одного мощного насоса установить по два с подачей по 50 м³/ч, то каскадное включение параллельно работающих насосов обеих скважин позволит получить годовую экономию электрической энергии 33 %, сни-

зять интенсивность кольматационных процессов и продлить срок службы скважин. В БНТУ разработана конструкция двухколонной высокодебитной скважины [9, 10], позволяющей улучшить режимы работы группового водозабора и снизить удельные затраты на подъем воды.

Цель статьи – оптимизация работы водозаборов подземных вод с неравномерной водоподачей за счет применения двухколонных водозаборных скважин.

Основная часть

Когда невозможно обеспечить требуемый расход воды подачей одного насоса, появляется необходимость в параллельной работе нескольких одинаковых или разных насосов. Кроме того, поскольку водопотребление неравномерно по часам суток и по сезонам года, подача воды регулируется за счет количества одновременно работающих насосов.

Рассмотрим водозабор, состоящий из двух одноколонных скважин (рабочей и резервной) (рис. 1).

Определим подачу воды одним рабочим насосом на напорный фильтр станции водоподготовки аналитическим способом. Напор погружного насоса H_n в функции расхода Q обычно аппроксимируют полиномиальной зависимостью

$$H_n = -aQ^2 - bQ + c, \quad (1)$$

где a – некоторый фиктивный напор насоса; b , c – коэффициенты кривой $H_n = f(Q)$ насоса, характеризующие его фиктивное гидравлическое сопротивление.

Если работает один из погружных насосов, его напор можно определить из уравнения

$$H_n = H_r + H_{ст} + s + h_{тр1} + h_{тр2} + h_{тр3} + h_{\phi}, \quad (2)$$

где H_r – высота от устья скважины до напорного фильтра станции водоподготовки; $H_{ст}$ – статический напор в скважине; s – понижения уровня воды в стволах скважины при работе насосов; $s = \frac{Q}{q}$; q – удельный дебит скважины; $h_{тр1}$, $h_{тр2}$, $h_{тр3}$ – потери напора по длине соответственно в водоподъемной трубе длиной l_1 , линии подключения к сборному водоводу длиной l_2 и в сборном водоводе длиной l_3 ; h_{ϕ} – то же на напорном фильтре станции водоподготовки; $h_{\phi} = \zeta_{\phi} Q^2$, ζ_{ϕ} – коэффициент сопротивления напорного фильтра станции водоподготовки.

Потери напора в трубах:

$$h_{тр1} = A_1 l_1 Q^2; \quad h_{тр2} = A_2 l_2 Q^2; \quad h_{тр3} = A_3 l_3 Q^2,$$

где A_1 , A_2 , A_3 – соответственно удельные сопротивления водоподъемных труб первого и второго насосов, сборного водовода [11].

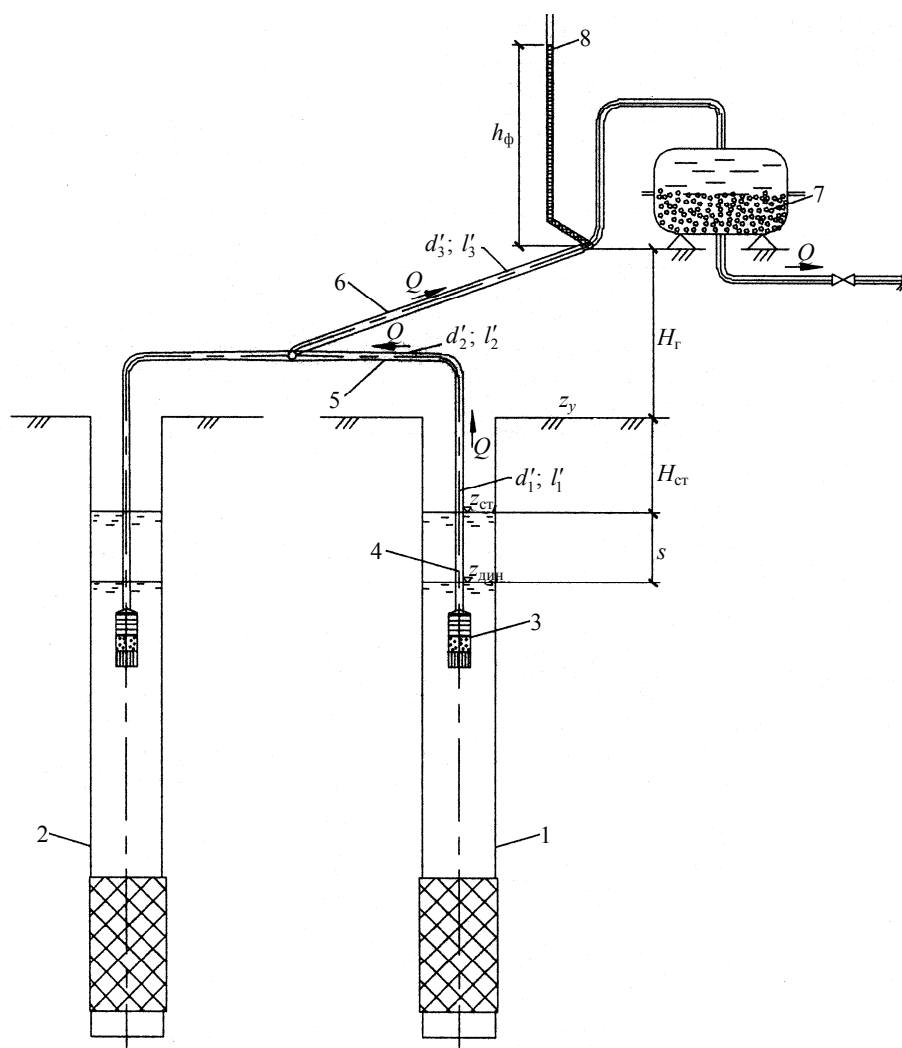


Рис. 1. Расчетная схема работы водозабора: 1 – основная скважина; 2 – резервная скважина; 3 – рабочий насос основной скважины; 4 – водоподъемная труба; 5 – линия подключения к сборному водоводу; 6 – сборный водовод; 7 – напорный фильтр станции водоподготовки; 8 – пьезометр; z_y , $z_{ст}$, $z_{дин}$ – отметка соответственно устья скважины, статического и динамического уровня воды

Fig. 1. The design scheme of the pumps in the main and reserve wells: 1 – the main well; 2 – the reserve well; 3 – the working pump of the main well; 4 – the water lifting pipe; 5 – the connection line to the collecting water pipe; 6 – the collecting water pipe; 7 – the pressure filter of the water treatment station; 8 – the piezometer; z_y , $z_{ст}$, $z_{дин}$ – wellhead elevation, static and dynamic water level

Приравняв характеристику (1) и выражение (2), получим уравнение для определения подачи насоса Q

$$-aQ^2 + bQ + c = H_r + H_{ст} + \frac{Q}{q} + A_1 l_1 Q^2 + A_2 l_2 Q^2 + A_3 l_3 Q^2 + \zeta_{\phi} Q^2. \quad (3)$$

Уравнение (3) можно применить для расчета двухколонных скважин. Водозабор, состоящий из двух двухколонных скважин, представлен на рис. 2.

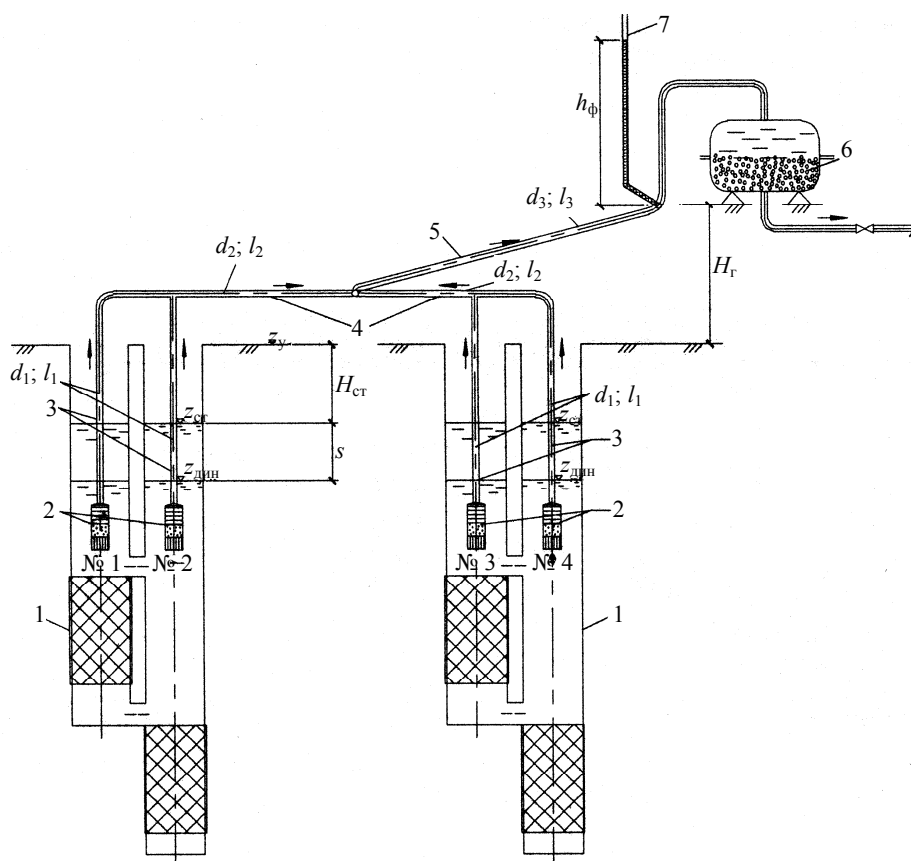


Рис. 2. Расчетная схема работы насосов в двухколонных скважинах:

- 1 – двухколонная скважина; 2 – насос двухколонной скважины; 3 – водоподъемная труба;
4 – линия подключения к сборному водоводу; 5 – сборный водовод;
6 – напорный фильтр станции водоподготовки; 7 – пьезометр

Fig. 2. Design scheme of pumps in working two-column wells: 1 – two-column wells;
2 – the pump of two-column wells; 3 – water lifting pipes; 4 – the connection line to the
collecting water pipe; 5 – the collecting water pipe; 6 – the pressure filter of the water
treatment plant; 7 – the piezometer

Проведем сравнительный анализ работы скважины, находящейся в составе водозабора из двух одноколонных скважин (рис. 1), и двух двухколонных скважин (рис. 2), подающих воду на напорный фильтр станции водоподготовки. Рассмотрим различные варианты функционирования насосов.

Исходные данные – годовой график водопотребления и водоподачи (табл. 1).

Расчетная схема 1 (рис. 1): $H_{ст} = 10$ м; $H_{г} = 10$ м; $q = 2$ м³/ч = 0,5555 л/с. Характеристики трубопроводов: водоподъемные трубы: $l'_1 = 50$ м, внутренний диаметр $d'_1 = 125$ мм ($A_1 = 0,00007636$); линия подключения к сборному водоводу: $l'_2 = 100$ м, внутренний диаметр $d'_2 = 125$ мм ($A_2 = 0,00007636$); сборный водовод: $l'_3 = 100$ м, внутренний диаметр $d'_3 = 150$ мм ($A_3 = 0,00003065$);

коэффициент сопротивления напорного фильтра станции водоподготовки $\zeta_{\text{ф}} = 0,0245$ [11, 12]. Рабочий насос в скважине ЭЦВ 10-65-65 НРК.

Таблица 1

График водопотребления и водоподачи
Water consumption and water supply schedule

Нагрузка	Годовое количество часов эксплуатации насосов t , ч/год	Подача насосов Q , м ³ /ч	Объем водопотребления W , м ³
Полная	396	62,40	24700
Частичная	818	39,10	32000
Основная	2976	20,16	60000
Итого ежегодное водопотребление			116700

Расчетная схема 2 (рис. 2): $H_{\text{ст}} = 10$ м; $H_{\text{г}} = 10$ м; $q = 2$ м²/ч = 0,5555 л/с. Характеристики трубопроводов: водоподъемные трубы: $l_3 = 35$ м, внутренний диаметр $d_1 = 75$ мм ($A_1 = 0,0009294$); линия подключения к сборному водоводу: $l_3 = 100$ м, внутренний диаметр $d_2 = 100$ мм ($A_2 = 0,0001729$); сборный водовод: $l_3 = 100$ м, внутренний диаметр $d_3 = 150$ мм ($A_3 = 0,00003065$); коэффициент сопротивления напорного фильтра станции водоподготовки $\zeta_{\text{ф}} = 0,0245$ [11, 12]. Рабочий насос в каждом стволе двухколонной скважины (№ 1–4) ЭЦВ 6-16-50 КН.

Вариант 1. Работает один насос ЭЦВ 10-65-65 НРК в основной скважине (рис. 1). Уравнение (1) для определения напора насоса будет иметь вид

$$H_{\text{н}} = H_{\text{г}} + H_{\text{ст}} + \frac{Q}{q} + A_1 l_1' Q^2 + A_2 l_2' Q^2 + A_3 l_3' Q^2 + \zeta_{\text{ф}} Q^2.$$

Рабочая характеристика насоса ЭЦВ 10-65-65 НРК, установленного в основной скважине:

$$H_{\text{н}} = -0,0809Q^2 + 0,8486Q + 74,424.$$

Тогда уравнение (3) запишем

$$\begin{aligned} -0,0809Q^2 + 0,8486Q + 74,424 = 10 + 10 + \frac{Q}{0,5555} + 0,00007636 \cdot 50Q^2 + \\ + 0,00007636 \cdot 100Q^2 + 0,00003065 \cdot 100Q^2 + 0,0245Q^2. \end{aligned}$$

Решая квадратное уравнение, найдем подачу насоса $Q = 17,7$ л/с = 63,7 м³/ч. Следовательно, напор насоса $H_{\text{н}} = -0,0809 \cdot 17,7^2 + 0,8486 \cdot 17,7 + 74,424 = 64,1$ м.

Подберем двигатель ДАП 8-20 (КПД $\eta_{\text{дв}} = 83$ %) к насосу ЭЦВ 10-65-65 НРК (КПД $\eta_{\text{н}} = 49$ %). Гидравлическую энергию $N_{\text{н}}$, передаваемую насосом жидкости, рассчитаем по формуле [13]

$$N_n = \rho g Q H_n, \quad (4)$$

где ρ – плотность перекачиваемой жидкости, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²,

$$N_n = 1000 \cdot 9,81 \cdot 0,0177 \cdot 64,1 = 11130 \text{ Вт.}$$

Электрическую мощность N_n , необходимую для поддержания работы системы, найдем по выражению

$$N_n = \frac{N_n}{\eta_n \eta_{дв}} = \frac{11130}{0,49 \cdot 0,83} = 27366 \text{ Вт.} \quad (5)$$

Количество часов эксплуатации насоса t в год

$$t = \frac{W}{Q} = \frac{116700}{63,7} = 1832 \text{ ч,} \quad (6)$$

где W – объем водопотребления, м³.

Потребляемая в течение года электроэнергия

$$P_{\text{год}} = N_n t = 27366 \cdot 1832 = 50135 \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \quad (7)$$

Удельный расход электроэнергии

$$P_{\text{уд}} = \frac{P_{\text{год}}}{W} = \frac{50135}{116700} = 0,43 \text{ кВт} \cdot \text{ч/м}^3. \quad (8)$$

Вариант 2. Работают четыре насоса ЭЦВ 6-16-50 КН (№ 1–4) в двух двухколонных скважинах (рис. 2). Поддачи всех насосов примем одинаковыми и равными Q_1 . Составим систему уравнений для двухколонных скважин для определения подачи насоса:

$$\begin{cases} H_n^1 = H_r + H_{ст} + \frac{Q_1}{q} + \frac{Q_1}{q} + A_1 l_1 Q_1^2 + A_2 l_2 (2Q_1)^2 + A_3 l_3 (4Q_1)^2 + \zeta_{\phi} (4Q_1)^2; \\ H_n^2 = H_r + H_{ст} + \frac{Q_1}{q} + \frac{Q_1}{q} + A_1 l_1 Q_1^2 + A_2 l_2 (2Q_1)^2 + A_3 l_3 (4Q_1)^2 + \zeta_{\phi} (4Q_1)^2. \end{cases}$$

Рабочая характеристика насосов ЭЦВ 6-16-50 КН, установленных в двухколонных скважинах:

$$H_n = -1,2217Q_1^2 + 1,5074Q_1 + 62,38. \quad (9)$$

Для определения подачи любого из насосов составим уравнение

$$-1,2217Q_1^2 + 1,5074Q_1 + 62,38 = 10 + 10 + \frac{Q_1}{0,5555} + \frac{Q_1}{0,5555} + 0,00007636 \cdot 50Q_1^2 + \\ + 0,00007636 \cdot 100(2Q_1)^2 + 0,00003065 \cdot 100(4Q_1)^2 + 0,0245(4Q_1)^2.$$

Подача одного насоса $Q_1 = 4,34$ л/с = $15,6$ м³/ч, четырех – $62,4$ м³/ч. Напор насоса $H_n = -1,2217 \cdot 4,34^2 + 1,5074 \cdot 4,34 + 62,38 = 45,9$ м.

Подберем двигатель ПЭДВ 4-144 ($\eta_{\text{дв}} = 78\%$) к насосу ЭЦВ 6-16-50 КН ($\eta_{\text{дв}} = 47,9\%$). Далее расчеты по зависимостям (4)–(8) сведем в табл. 2.

Таблица 2

Результаты расчетов потребляемой электроэнергии для варианта 2

Results of calculations of consumed electricity for option 2

Гидравлическая энергия, передаваемая насосом жидкости, N_n , Вт	Электрическая мощность, необходимая для поддержания работы системы, N_n , Вт	Объем водопотребления W , м ³	Количество часов эксплуатации насоса в год t , ч	Электроэнергия, потребляемая в течение года, $P_{\text{год}}$, кВт·ч	Удельный расход электроэнергии $P_{\text{уд}}$, кВт·ч/м ³
7818	20924	24700	396	8286	0,335

Вариант 3. Работают два насоса ЭЦВ 6-16-50 КН (№ 1, 3), по одному в каждой из двухколонных скважин (рис. 2). Составим систему уравнений для определения подачи Q_1 :

$$\begin{cases} H_n^1 = H_r + H_{\text{ст}} + \frac{Q_1}{q} + A_1 l_1 Q_1^2 + A_2 l_2 Q_1^2 + A_3 l_3 (2Q_1)^2 + \zeta_{\text{ф}} (2Q_1)^2; \\ H_n^2 = H_r + H_{\text{ст}} + \frac{Q_1}{q} + A_1 l_1 Q_1^2 + A_2 l_2 Q_1^2 + A_3 l_3 (2Q_1)^2 + \zeta_{\text{ф}} (2Q_1)^2. \end{cases} \quad (10)$$

Уравняем характеристику (9) и систему (10):

$$-1,2217Q_1^2 + 1,5074Q_1 + 62,38 = 10 + 10 + \frac{Q_1}{0,5555} + 0,00007636 \cdot 50Q_1^2 + \\ + 0,00007636 \cdot 100Q_1^2 + 0,00003065 \cdot 100(2Q_1)^2 + 0,0245(2Q_1)^2.$$

Подача одного насоса $Q_1 = 5,43$ л/с = $19,55$ м³/ч, двух – $39,1$ м³/ч. Напор насоса $H_n = -1,2217 \cdot 5,43^2 + 1,5074 \cdot 5,43 + 62,38 = 34,5$ м.

Подберем двигатель ПЭДВ 4-144 ($\eta_{\text{дв}} = 78\%$) к насосу ЭЦВ 6-16-50 КН ($\eta_n = 44\%$). Расчеты по (4)–(8) сведем в табл. 3.

Вариант 4. Работает один насос ЭЦВ 6-16-50 КН (№ 1) в двухколонной скважине (рис. 2). Найдем напор насоса

$$H_n^1 = H_r + H_{\text{ст}} + \frac{Q_1}{q} + A_1 l_1 Q_1^2 + A_2 l_2 Q_1^2 + A_3 l_3 Q_1^2 + \zeta_{\text{ф}} Q_1^2. \quad (11)$$

Таблица 3

Результаты расчетов потребляемой электроэнергии для варианта 3

Results of calculations of consumed electricity for option 3

Гидравлическая энергия, передаваемая насосом жидкости, N_n , Вт	Электрическая мощность, необходимая для поддержания работы системы, N_n , Вт	Объем водопотребления W , м ³	Количество часов эксплуатации насоса в год t , ч	Электроэнергия, потребляемая в течение года, $P_{\text{год}}$, кВт·ч	Удельный расход электроэнергии $P_{\text{уд}}$, кВт·ч/м ³
3680	10972	32000	818	8979	0,281

Для определения подачи уравняем характеристику (9) и выражение (11):

$$-1,2217Q_1^2 + 1,5074Q_1 + 62,38 = 10 + 10 + \frac{Q_1}{0,5555} + 0,00007636 \cdot 50Q_1^2 + 0,00007636 \cdot 100Q_1^2 + 0,00003065 \cdot 100Q_1^2 + 0,0245Q_1^2.$$

Тогда подача насоса $Q_1 = 5,6$ л/с = 20,16 м³/ч. Напор насоса $H_n = -1,2217 \cdot 5,6^2 + 1,5074 \cdot 5,6 + 62,38 = 32,51$ м.

Подбираем двигатель ПЭДВ 4-144 ($\eta_{\text{дв}} = 78$ %) к насосу ЭЦВ 6-16-50 КН ($\eta_n = 42$ %). Расчеты по (4)–(8) сведем в табл. 4.

Таблица 4

Результаты расчетов потребляемой электроэнергии для варианта 4

Results of calculations of consumed electricity for option 4

Гидравлическая энергия, передаваемая насосом жидкости, N_n , Вт	Электрическая мощность, необходимая для поддержания работы системы, N_n , Вт	Объем водопотребления W , м ³	Количество часов эксплуатации насоса в год t , ч	Электроэнергия, потребляемая в течение года, $P_{\text{год}}$, кВт·ч	Удельный расход электроэнергии $P_{\text{уд}}$, кВт·ч/м ³
1786	5471	60000	2976	16224	0,27

Согласно проведенным расчетам, величина потребляемой в течение года электроэнергии при параллельной работе насосов в водозаборе, состоящем из двухколонных скважин, в периоды пиковой, основной и частичной нагрузок (варианты 2–4) $P_{\text{год}}^{2-4} = 8286 + 8979 + 16224 = 33489$ кВт·ч.

В сравнении с величиной электроэнергии, потребляемой в течение года при работе одного насоса в водозаборе, состоящем из двух скважин (основной и резервной), в периоды пиковой, основной и частичной нагрузок (вариант 1), экономия составит:

$$\Delta P = P_{\text{год}}^1 - P_{\text{год}}^{2-4} = 50135 - 33489 = 16648 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\frac{\Delta P}{P_{\text{год}}^1} 100 \% = \frac{16648}{50135} 100 = 33,2 \ \%.$$

ВЫВОДЫ

1. В одноколонной скважине, в которой в течение незначительного времени возникают резкие снижения динамического уровня воды, появление отложений в пазах труб фильтров и гравийной засыпки вероятнее, чем в скважине, которая длительный период имела равномерную нагрузку. Отложения в трубах фильтра снижают производительность скважины и сокращают интервалы между регенерациями.

2. При заборе воды из двухколонной скважины частоту возникновения резких снижений уровня можно значительно сократить, например установив в первой колонне насос для основной нагрузки, а во второй – насос, рассчитанный на пиковые нагрузки. При заборе воды из нескольких двухколонных скважин насосы следует комбинировать таким образом, чтобы обеспечивать потребный расход с минимальным падением уровня грунтовых вод, минимальными потерями на трение в системе трубопроводов и при минимальном давлении в фильтре. При каскадном включении параллельно работающих насосов можно увеличить период между текущим сервисным обслуживанием скважины и повысить качество очистки воды.

3. Проведен сравнительный анализ работы одной скважины, находящейся в составе водозабора из двух одноколонных скважин (рабочей и резервной), и двух двухколонных рабочих скважин, подающих воду на напорный фильтр станции водоподготовки. В результате расчетов установлено, что при комбинировании работы насосов в периоды пиковой, основной и частичной нагрузок годовая экономия электроэнергии составит 33 %.

ЛИТЕРАТУРА

1. Вереме́нюк, В. В. Математические модели скважинных водозаборов с разветвленной и кольцевой схемами соединения сборных водоводов / В. В. Вереме́нюк, В. В. Ива́шечкин, В. И. Кри́цкая // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2020. Т. 63, № 6. С. 563–580. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-563-580>.
2. Методика анализа фактического технического состояния скважинного насосного оборудования / В. В. Ива́шечкин [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2021. Т. 64, № 3. С. 275–286. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-3-275-286>.
3. Тугай, А. М. Водоснабжение из подземных источников / А. М. Тугай, И. Т. Прокопчук. Киев: Урожай, 1990. 264 с.
4. Плотников, Н. А. Проектирование и эксплуатация водозаборов подземных вод / Н. А. Плотников, В. С. Алексеев. М.: Стройиздат, 1990. 256 с.
5. Тугай, А. М. Продуктивность водозаборных скважин в условиях кольматажа: монография / А. М. Тугай, О. Я. Олейник, Я. А. Тугай; ХНАНХ. Харьков, 2004. 240 с.
6. Алексеев, В. С. Восстановление дебита водозаборных скважин / В. С. Алексеев, В. Т. Гребенников. М.: Агропромиздат, 1987. 239 с.
7. Милихикер, А. Г. Осадкообразование в скважинах водопонижения / А. Г. Милихикер. М.: Энергия, 1971. 104 с.
8. Скважинные насосы. Техническое пособие [Электронный ресурс] / Grundfos. Режим доступа: https://www.pump-selection.ru/files/FilesGrundfos/books/6SP_1205.pdf. Дата доступа: 04.07.2022.

9. Основы расчета и проектирования двухколонных двухфилтровых водозаборных скважин / В. В. Ивашечкин [и др.] // Наука и техника. 2021. Т. 20, № 5. С. 410–419. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2021-20-5-410-419>.
10. Водозаборная скважина: пат. Респ. Беларусь 23608 / В. В. Ивашечкин, Ю. А. Медведева. Оpubл. 30.12.2021.
11. Шевелев, Ф. А. Таблицы для гидравлического расчета водопроводных труб / Ф. А. Шевелев, А. Ф. Шевелев. 11-е изд., доп. М.: Бастет, 2016. 428 с.
12. Трубы стальные водогазопроводные. Технические условия: ГОСТ 3262–75. Введ. 01.01.1977. М.: ИПК Изд-во стандартов, 1997. 12 с.
13. Энергетическая эффективность. Оценка энергоэффективности насосных систем: ГОСТ 33969–2016. Введ. 01.03.2019. Москва: Стандартинформ, 2017. 45 с.

Поступила 22.03.2022 Подписана в печать 30.05.2022 Опубликовано онлайн 30.09.2022

REFERENCES

1. Veremenyuk V. V., Ivashechkin V. V., Krytskaya V. I. (2020) The Borehole Water Intakes Mathematical Models with a Branched and Circular Connection Schemes for Prefabricated Water Conduits. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (6), 563–580. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-6-563-580> (in Russian).
2. Ivashechkin V. V., Krytskaya V. I., Anufriev V. N., Avrutin O. A. (2021) Methodology for Analyzing the Actual Technical Condition of Downhole Pumping Equipment. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 64 (3), 275–286. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-3-275-286> (in Russian).
3. Tugai A. M., Prokopchuk I. T. (1990). *Water Supply from Underground Sources*. Kyiv, Urozhai Publ. 264 (in Russian).
4. Plotnikov N. A., Alekseev V. S. (1990) *Design and Operation of Groundwater Intakes*. Moscow, Stroiizdat Publ. 256 (in Russian).
5. Tugai A. M., Oleinik O. Ya., Tugai Ya. A. (2004) *Productivity of Water Intake Wells in Conditions of Colmatage*. Kharkiv, 240 (in Russian).
6. Alekseev V. S., Grebennikov V. T. (1987) *Restoring the Flow Rate of Water Intake Wells*. Moscow, Agropromizdat Publ. 239 (in Russian).
7. Milikhiker A. G. (1971) *Sedimentation in Water Reduction Wells*. Moscow, Energiya Publ. 104 (in Russian).
8. Grundfos. *Borehole Pumps. Technical Manual*. Available at: https://www.pump-selection.ru/files/FilesGrundfos/books/6SP_1205.pdf (Accessed 4 July 2022) (in Russian).
9. Ivashechkin V. V., Medvedeva J. A., Kondratovich A. N., Satsuta E. S. (2021) Basics of Calculation and Design of Two-Column Two-Filter Water Intake Wells. *Nauka i Tekhnika = Science & Technique*, 20 (5), 410–419. <https://doi.org/10.21122/2227-1031-2021-20-5-410-419> (in Russian).
10. Ivashechkin V. V., Medvedeva J. A. (2021) *Water Intake Well*. Patent of Republic of Belarus No 23608 (in Russian).
11. Shevelev F. A., Shevelev A. F. (2016) *Tables for Hydraulic Calculation of Water Pipes*. 11th ed. Moscow, Bastet Publ. 428 (in Russian).
12. State Standard 3262-75. *Steel Water and Gas Pipes. Technical specifications*. Moscow, IPK Publishing House of Standards, 1997. 12 (in Russian).
13. State standard 33969-2016. *Energy Efficiency. Evaluation of the Energy Efficiency of Pumping Systems*. Moscow, Standartinform Publ., 2017. 45 (in Russian).

Received: 22 March 2022

Accepted: 30 May 2022

Published online: 30 September 2022

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-463-476>

УДК 621.316

О целесообразности прокладки вне населенных пунктов кабельных линий электропередачи напряжением 6–35 кВ вместо воздушных

М. А. Короткевич¹⁾, С. И. Подгайский¹⁾

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

© Белорусский национальный технический университет, 2022
Belarusian National Technical University, 2022

Реферат. В настоящее время в Республике Беларусь вне населенных пунктов прокладываются воздушные линии электропередачи напряжением 10 и 35 кВ на железобетонных вибрированных (10 кВ) и центрифугированных (35 кВ) стойках опор. Они отличаются низкой надежностью и наносят ущерб окружающей среде, поскольку требуют отчуждения земли под опоры и вырубki широкой просеки для прокладки в лесном массиве. Кроме того, опоры и провода линий электропередачи создают препятствия для работы сельскохозяйственных машин, несут опасность поражения электрическим током персонала и населения. Избежать отмеченных недостатков можно, заменив воздушные линии кабельными, в которых используются кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, характеризующиеся весьма низким параметром потока отказов. Вопреки сложившемуся мнению о более высокой стоимости кабельных линий электропередачи по сравнению с воздушными того же номинального напряжения, оказалось, что при учете надежности, стоимости потерянной в линиях за год электроэнергии, ущерба окружающей среде и энергосистеме от необходимости выполнения более дорогостоящих по сравнению с плановыми аварийных ремонтов, прокладка кабельных линий с одно- и трехжильными кабелями на напряжение 10 и 35 кВ вместо воздушных вне населенной местности вполне оправдана. При этом более предпочтительна прокладка трехжильных кабелей. Следует иметь в виду, что с увеличением протяженности кабельных линий растет емкостной ток замыкания на землю, для компенсации которого в центрах питания необходимо устанавливать дополнительные средства – дугогасящие реакторы или резисторы, учет стоимости которых (до 22 % от стоимости 1 км кабельной линии) тем не менее не оказывает существенного влияния на сделанные нами выводы относительно эффективности применения кабельных линий электропередачи напряжением 6–35 кВ в ненаселенной местности вместо воздушных.

Ключевые слова: кабельные линии, воздушные линии, ущерб окружающей среде, номинальное напряжение, надежность, изоляция из сшитого полиэтилена

Для цитирования: Короткевич, М. А. О целесообразности прокладки вне населенных пунктов кабельных линий электропередачи напряжением 6–35 кВ вместо воздушных / М. А. Короткевич, С. И. Подгайский // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 5. С. 463–476. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-463-476>

Адрес для переписки

Короткевич Михаил Андреевич
Белорусский национальный
технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 378-65-82
elsyst@tut.by

Address for correspondence

Korotkevich Michail A.
Belarusian National
Technical University
65/2, Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 378-65-82
elsyst@tut.by

On the Expediency of Laying Cable Power Lines with a Voltage of 6–35 kV Outside Settlements Instead of Overhead Power Lines

M. A. Korotkevich¹⁾, S. I. Podgaisky¹⁾

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

Abstract. It is noted that at present, 10 and 35 kV overhead power transmission lines are being laid outside the settlements of the Republic of Belarus on reinforced concrete vibrated (10 kV) and centrifuged (35 kV) poles that are characterized by low reliability and damaging the environment (on account of alienation of land for poles, the need to make a wide clearing for laying in the forest, obstructions by poles and wires of lines to the operation of agricultural machinery, the danger of electric shock to personnel and the public). It is possible to avoid these disadvantages if, instead of overhead lines, power transmission cables with cables insulated by cross-linked polyethylene are used which are characterized by a very low failure flow parameter. Contrary to the prevailing opinion about the higher cost of cable power transmission lines compared to overhead ones of the same rated voltage, it turned out that, taking into account reliability, the cost of electricity lost in the lines for a year, damage to the environment and to the power system caused by the need to perform more expensive emergency repairs (as compared to a planned one), laying cable lines with three-core and single-core cables of a voltage of 10 and 35 kV instead of overhead cables outside the populated area is fairly justified. In this connection, the laying of three-core cables is more preferable. It should be also borne in mind that with an increase in the length of cable lines, the capacitive earth fault current increases, to compensate for which additional devices are needed to be installed in power centers, viz. arc-extinguishing reactors or resistors, accounting for the cost of which (up to 22 % of the cost of one kilometer of cable line) does not significantly affect the conclusions we have drawn regarding the effectiveness of using 6–35 kV cable power lines in an unpopulated area instead of overhead ones, however.

Keywords: cable lines, overhead lines, environmental damage, rated voltage, reliability, cross-linked polyethylene insulation

For citation: Korotkevich M. A., Podgaisky S. I. (2022) On the Expediency of Laying Cable Power Lines with a Voltage of 6–35 kV Outside Settlements Instead of Overhead Power Lines. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (5), 463–476. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-5-463-476> (in Russian)

Введение

В настоящее время в Республике Беларусь вне населенных пунктов прокладываются, как правило, воздушные линии электропередачи напряжением 10 и 35 кВ на железобетонных вибрированных (10 кВ) и центрифугированных (35 кВ) стойках опор. Они отличаются низкой надежностью, особенно линии 10 кВ, и наносят ущерб окружающей среде, поскольку требуют отчуждения земли под опоры и для прокладки просеки в лесном массиве. В зоне отчуждения ухудшаются условия работы сельскохозяйственных машин из-за механических препятствий, создаваемых опорами и проводами линии. Воздушные линии электропередачи изменяют рельеф местности, а высота, архитектурная форма и окраска элементов опор оказывает негативное эстетическое воздействие.

Избежать отмеченных недостатков можно заменив воздушные линии электропередачи кабельными того же номинального напряжения. При этом используемые кабели, например с изоляцией из сшитого полиэтилена, могут

быть в одно- либо трехфазном исполнении. Вместе с тем следует иметь в виду, что применение кабельных линий вместо воздушных требует использования кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена с токоведущими жилами большей площади поперечного сечения, чем у проводов воздушных линий.

Таким образом, при сравнении вариантов прокладки линий электропередачи необходимо учесть капитальные затраты (стоимость материалов и их монтажа), годовые эксплуатационные расходы, включающие плату за отчуждаемую под опоры землю, экологический ущерб и ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям при аварийных и плановых отключениях линии.

Основная часть

Будем полагать, что воздушные линии электропередачи сооружаются во втором районе по ветровой нагрузке (скоростной напор ветра 50 даН/м²) и третьем районе по гололедной нагрузке (толщина стенки гололеда 20 мм). Технические характеристики воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 10 и 35 кВ, по данным [1–7], приведены в табл. 1.

Таблица 1

Технические характеристики воздушных и кабельных линий электропередачи напряжением 10 и 35 кВ

Technical characteristics of overhead and cable power transmission lines with a voltage of 10 and 35 kV

Наименование технической характеристики	Значение технической характеристики для линии			
	воздушной напряжением, кВ		кабельной напряжением, кВ	
	10	35	10	35
Марка и площадь поперечного сечения проводов и жил кабелей	АС 70/11	АС 150/24	АПвП 1×120/16 АПвП 3×120/16	АПвП 1×300/25 2 АПвП 3×95/16
Допустимый ток нагрузки, А	265	450	288/265	476/466
Тип железобетонной опоры	СВ 110-50	СК 22	–	–
Расстояние между фазами, м	1,0	3,5	–	–
Длина пролета, м	80	150	–	–
Количество опор на 1 км: промежуточных анкерных	12 2	6 2	– –	– –
Ширина просеки, м	21,7–41,0	28,8–43,5	4	4
Примечания: 1. Допустимый ток нагрузки, А: числитель – для одножильных кабелей, знаменатель – для трехжильных. 2. Максимальное значение ширины просеки соответствует высоте по обе стороны оси линии, равной 20 м. 3. АС 70/11, АС 150/24 – сталеалюминиевый провод площадью поперечного сечения: алюминиевой части 70 и 150 мм², стальной 11 и 24 мм²; АПвП 1×120/16, АПвП 1×300/25 – одножильный кабель с алюминиевыми жилами с изоляцией из вулканизированного (сшитого) полиэтилена с полиэтиленовой наружной оболочкой площадью поперечного сечения жил 120, 300 мм², экрана 16, 25 мм²; АПвП 3×120/16, 2 АПвП 3×95/16 – трехжильные один или два кабеля с той же изоляцией. 4. СВ 110-50 – железобетонная стойка вибрированная длиной 11 м с предельным изгибающим моментом 50 кН·м; СК 22 – железобетонная стойка коническая длиной 22 м.				

В качестве критерия оптимальности сравниваемых вариантов сооружения линии электропередачи примем минимум приведенных затрат Z_i , включающих в себя: капитальные затраты K_i в i -м варианте, годовые эксплуатационные расходы I_i , ежегодный ущерб окружающей среде $Y_{эки}$, от недоотпуска электроэнергии потребителям из-за аварийных Y_{ai} и плановых Y_{pi} отключений и энергосистеме из-за необходимости проведения аварийного ремонта вместо планового $Y_{э/сi}$ [6, 8, 9]:

$$Z_i = EK_i + I_i + Y_{эки} + Y_{ai} + Y_{pi} + Y_{э/сi}, \quad (1)$$

где E – норма дисконта, принимается равной ставке рефинансирования Национального банка Республики Беларусь (равна 0,12).

Оценка капитальных затрат на сооружение воздушных и кабельных линий электропередачи

В состав капитальных затрат на сооружение линий электропередачи напряжением 10 и 35 кВ входит стоимость:

- материалов (для воздушных линий – опоры и их оснастка, провода, изоляторы, линейная арматура; для кабельных линий – кабели, соединительные и концевые муфты, защитно-сигнальная лента);
- строительно-монтажных работ (для воздушных линий – сборка опор и траверс, установка опор, подвеска проводов, монтаж заземляющих устройств, подготовка трассы линии для прохода через лесной массив; для кабельных линий – устройство постели в траншее, укладка кабеля, монтаж соединительных и концевых муфт, засыпка кабеля сеяным песком, укладка защитно-сигнальной ленты, обратная засыпка траншеи грунтом, уплотнение грунта, установка сигнальных столбиков, подготовка трассы линии для прохода через лесной массив).

Стоимость 1 км воздушной линии электропередачи напряжением 10 и 35 кВ в соответствии с нормами расхода ресурса (база НРР–2017) в текущих ценах (на 01.04.2021) составит соответственно 26351 и 68600 руб. Стоимость одного километра кабельной линии, определенная по НРР–2017: напряжением 10 кВ – 73814 руб. (АПвП 1×120/16) и 56153 руб. (АПвП 3×120/16); напряжением 35 кВ – 158264 руб. (АПвП 1×300/25) и 144392 (2 АПвП 3×95/16).

Значения годовых эксплуатационных расходов по воздушным и кабельным линиям электропередачи

Годовые эксплуатационные расходы состоят из расходов на амортизацию, текущий и капитальный ремонты, техническое обслуживание и стоимость потерянной электроэнергии, а также платы за пользование отчужденной территорией. Значения составляющих годовых эксплуатационных расходов, а именно на амортизацию, капитальный и текущий ремонты, а также техническое обслуживание, могут быть определены долей от капитальных затрат [1, 10] (табл. 2).

Таблица 2
Годовые эксплуатационные расходы по линиям электропередачи напряжением 10 и 35 кВ
Annual operating costs for 10 and 35 kV power transmission lines

Номинальное напряжение линии, кВ	Тип линии	Марка провода или тип кабеля	Стоимость линии, руб.	Доля отчислений от капитальных затрат		Годовые эксплуатационные расходы, руб.		Стоимость одного капитального ремонта C_k , руб.	Увеличение затрат энергосистемы на выполнение аварийных ремонтов $U_{э/с}$, руб.
				общая	на капитальный ремонт	общие	на капитальный ремонт		
10	Воздушная	АС 70/11	26351,0	0,0392	0,006	1032,9	158,1	1185,7	592,8
	Кабельная	АПвП 1×120/16	73814,0	0,073	0,003	5388,4	221,4	1660,5	166,0
		АПвП 3×120/16	56153,0	0,073	0,003	4099,0	168,5	1263,7	126,4
35	Воздушная	АС 150/24	68600,0	0,028	0,004	1920,8	274,4	2058,0	1029,0
	Кабельная	АПвП 1×300/25	158264,0	0,054	0,004	8546,3	633,0	4747,5	474,7
		2АПвП 3×95/16	144392,0	0,054	0,004	7797,1	577,6	4532,0	433,2

Стоимость воздушной линии, проходящей через лесные участки, 141918 руб. (10 кВ) и 613452 руб. (35 кВ), т. е. в шесть раз больше, чем при прокладке вне населенной местности [9].

Приведенные значения расходов на капитальный ремонт (табл. 2) позволяют определить стоимость одного капитального ремонта C_k при известной периодичности T их выполнения, которую примем равной шести годам:

$$p_{k.pi} K_i t_{сл} = n_k C_k = \left(\frac{t_{сл}}{T} - 1 \right) C_k, \quad (2)$$

где $p_{k.pi}$ – доля отчислений от капитальных затрат K_i на капитальный ремонт; $t_{сл}$ – срок службы линий, примем равным 30 годам; n_k – количество капитальных ремонтов за срок службы с учетом того, что в последний год использования линии плановый капитальный ремонт не производится [11].

Из (2) следует

$$C_k = \frac{p_{k.pi} K_i t_{сл}}{\frac{t_{сл}}{T} - 1} = \frac{p_{k.pi} K_i T}{1 - \frac{T}{t_{сл}}} = 7,5 p_{k.pi} K_i. \quad (3)$$

Стоимость одного аварийного ремонта

$$C_a = a C_k, \quad (4)$$

где a – коэффициент, установленный опытным путем; $a = 1,5$ – для воздушных линий электропередачи напряжением 10 и 35 кВ; $a = 1,1$ – для кабельных линий [11].

Увеличение затрат энергосистемы на выполнение аварийного ремонта (табл. 2)

$$Y_{э/с} = C_a - C_k = C_k (a - 1). \quad (5)$$

Оценка стоимости потерянной электроэнергии в воздушных и кабельных линиях электропередачи

Стоимость потерянной за год электроэнергии в линии длиной 1 км определяется по формуле

$$\Delta W \beta = 3 I_{доп}^2 r_o \tau \beta, \quad (6)$$

где ΔW – количество потерянной электроэнергии, кВт·ч; β – стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии, руб./(кВт·ч); $I_{доп}$ – длительно допустимый ток нагрузки на провода и жилы кабеля, равен: 265 А – голый провод АС 70/11; 450 А – голый провод АС 150/24; 288 и 265 А – одно- и трехжильный кабели АПвП 120/16 напряжением 10 кВ; 476 А – одножильный кабель АПвП 1×300/25; 466 А – трехжильный кабель 2 АПвП 3×95/16

напряжением 35 кВ; r_o – активное сопротивление 1 км линии, равно: 0,428 и 0,198 Ом/км – соответственно для проводов АС 70/11 и АС 150/24; 0,258, 0,103, 0,163 Ом/км – соответственно для жил кабелей АПвП 1×120/16 (АПвП 3×120/16), АПвП 1×300/25, 2АПвП 3×95/16; τ – время потерь, ч; для сельской сети $\tau = 1900$ ч [10].

Значение β может быть определено по формулам [10] и составляет (в ценах 1980 г.) 2,69 и 2,22 коп./кВт·ч соответственно для линий напряжением 10 и 35 кВ. В нынешних ценах с учетом переводного коэффициента 6,54 полученные значения соответствуют 17,59 и 14,52 коп./кВт·ч. Заметим, что тариф за потребленную электроэнергию бытовыми потребителями в Республике Беларусь в настоящее время равен 20,92 коп./кВт·ч. Стоимость потерянной за год электроэнергии при принятых исходных данных приведена в табл. 3.

Таблица 3

**Стоимость потерянной за год электроэнергии
в воздушных и кабельных линиях электропередачи**
**The cost of electricity lost per year in overhead
and cable transmission lines**

Номинальное напряжение линии, кВ	Тип линии	Марка провода или кабеля	Стоимость потерянной за год электроэнергии при нагрузке, руб.		
			$I_{\text{доп}}$	$0,5I_{\text{доп}}$	$0,3I_{\text{доп}}$
10	Воздушная	АС 70/11	30136,3	7534,1	3348,47
	Кабельная	АПвП 1×120/16	21455,8	5363,9	2384,00
	Кабельная	АПвП 3×120/16	18168,1	4542,0	2018,60
35	Воздушная	АС 150/24	33177,4	8294,4	3686,3
	Кабельная	АПвП 1×300/25	19314,9	4828,7	2146,1
	Кабельная	2 АПвП 3×95/16	29295,4	7323,9	3255,0

Ежегодная плата владельцев воздушных линий за отчужденную под опоры землю составляет 172 руб./га, или 0,0172 руб./м² (1,1 % от кадастровой стоимости), или 1,5 и 3,8 руб./км линии напряжением 10 и 35 кВ соответственно. Отмеченные значения значительно меньше других составляющих годовых эксплуатационных расходов, следовательно, ими можно пренебречь.

Таким образом, значение годовых эксплуатационных расходов I_i вычисляется по формулам:

– для воздушных линий электропередачи напряжением 10 кВ

$$I_{10}^{\text{ВЛ}} = 0,0392 \left(K_{10}^{\text{ВЛ}} + Y_{\text{эк}} \right) + \Delta W_{10}^{\text{ВЛ}} \beta_{10}; \quad (7)$$

– воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ

$$I_{35}^{\text{ВЛ}} = 0,028 \left(K_{35}^{\text{ВЛ}} + Y_{\text{эк}} \right) + \Delta W_{35}^{\text{ВЛ}} \beta_{35}; \quad (8)$$

– кабельных линий электропередачи напряжением 10 кВ

$$И_{10}^{КЛ} = 0,073K_{10}^{КЛ} + \Delta W_{10}^{КЛ} \beta_{10}; \quad (9)$$

– кабельных линий электропередачи напряжением 35 кВ

$$И_{35}^{КЛ} = 0,054K_{35}^{КЛ} + \Delta W_{35}^{КЛ} \beta_{35}; \quad (10)$$

где $K_{10}^{ВЛ}$, $K_{35}^{ВЛ}$, $K_{10}^{КЛ}$, $K_{35}^{КЛ}$ – капитальные затраты на сооружение 1 км соответственно воздушной и кабельной линии электропередачи напряжением 10 и 35 кВ; β_{10} , β_{35} – стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии в линиях напряжением 10 и 35 кВ.

Значения $У_{эк} = 6K_{10}^{ВЛ}$, $У_{эк} = 6K_{35}^{ВЛ}$ учитываются только при прохождении линии через лесные массивы.

Ежегодный ущерб окружающей среде

Одним из способов количественного учета экологического воздействия воздушных линий электропередачи служит метод эквивалентных километров [8, 9]. Капитальные затраты для линии длиной 1 км с учетом условий прохождения трассы определяются как:

$$K = K_{10}^{ВЛ} \alpha_1; \quad K = K_{35}^{ВЛ} \alpha_1, \quad (11)$$

где α_1 – коэффициент перевода реальной длины линии в эквивалентную.

В соответствии с разработанной шкалой перевода реальных километров в эквивалентные для условий Республики Беларусь: $\alpha_1 = 1,0$ – для трасс воздушных линий, проходящих по редко населенной сельской местности; $\alpha_1 = 6,0$ – для трасс воздушных линий, проходящих через лесной массив [8, 9].

При прокладке кабельных линий через лесной массив ширина просеки равна 4 м, что примерно в 10 раз меньше, чем для прокладки воздушной линии напряжением 10 и 35 кВ (составляет 0,6 единицы). Следовательно, повышающий коэффициент α_1 в этом случае может быть равным 1,6.

Значение $\alpha_1 = 6,0$ получено исходя из того, что ущерб окружающей среде от вырубki леса заключается не только в затратах на саму вырубку (валка и разделка деревьев, их трелевка, корчевка пней, срезка кустарника и мелколесья), но и в стоимостной оценке экологических последствий вырубki (снижение водоохранных и водорегулирующих, противозерозионных, климаторегулирующих, почво- и ползащитных функций леса, изменение среды обитания животных и птиц и их генофонда). Кроме этого, имеет место изменение древесно-сырьевого запаса, ресурсов технического, минерального и лекарственного сырья, пищевых и кормовых продуктов. Изменяются также санитарно-гигиенические и кислородообразующие условия местности [9]. Таким образом, капитальные затраты на сооружение воздушных линий, трассы которых проходят через лесной массив, следует увеличить в шесть раз [6, 9].

Максимальное значение площади территории, подлежащей очистке от леса, для прокладки 1 км воздушных линий напряжением 10 и 35 кВ равно соответственно 4,1 га (41×1000 м) и 4,35 га ($43,5 \times 1000$ м). Для прокладки кабельных линий при тех же условиях требуется полоса, равная 0,4 га (4×1000 м), т. е. меньшая в 10 раз. Если повышающий коэффициент $\alpha_1 = 6,0$ разделить на 10, то капитальные затраты на сооружение кабельных линий, прокладываемых через лес, должны быть увеличены в $1 + 0,6 = 1,6$ раза.

Расчеты, выполненные в текущих ценах (на 01.04.2021) в соответствии с НРР–2017, показали, что стоимость только вырубki леса для прокладки 1 км воздушной линии может достигать $6K_{10}^{БЛ}$ при размещении на одном гектаре 600 деревьев диаметром до 0,5 м. Если на одном гектаре просеки необходимо вырубki 100 деревьев диаметром до 0,5 м, то стоимость только вырубki приближается к стоимости линии.

Оценка ущерба от недоотпуска электроэнергии потребителям

Недоотпуск электроэнергии потребителям $W_{\text{нед}}$, кВт·ч, имеет место при аварийных W_a и плановых $W_{\text{п}}$ отключениях линий электропередачи:

$$W_{\text{нед}} = W_a + W_{\text{п}} = P_{\text{max}} \lambda_a t_a + P_{\text{п}} \lambda_{\text{п}} t_{\text{п}} = P_{\text{max}} (\lambda_a t_a + 0,2 \lambda_{\text{п}} t_{\text{п}}), \quad (12)$$

где P_{max} – максимальная нагрузка линии, кВт; λ_a – параметр потока отказов, 1/100 км в год; $\lambda_{\text{п}} = \frac{1}{T}$ – средняя частота плановых отключений, 1/год; T – межремонтный период; t_a – средняя продолжительность ликвидации аварийного отключения, ч; $t_{\text{п}}$ – то же одного планового отключения линии, ч; $P_{\text{п}} = 0,2 P_{\text{max}}$ – мощность, передаваемая по линии в момент ее отключения для проведения планового ремонта, кВт [8].

Максимальная активная нагрузка линии определяется по формуле

$$P_{\text{max}} = \sqrt{3} U_{\text{н}} I_{\text{доп}} \cos \varphi, \quad (13)$$

где $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение, кВ; $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток на провода воздушной линии напряжением: 10 кВ – 265 А (для АС 70/11), 35 кВ – 450 А (для АС 150/24); $\cos \varphi = 0,9$ – коэффициент мощности.

При отмеченных значениях: $P_{\text{max}} = 4126$ кВт – для воздушной линии напряжением 10 кВ с проводами АС 70/11; $P_{\text{max}} = 24522$ кВт – для воздушной линии напряжением 35 кВ с проводами АС 150/24. Значения остальных составляющих выражения (12) в соответствии с наиболее поздними данными [12] приведены в табл. 4.

Параметр потока отказов кабельной линии с кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена принят в 5,5 раза меньшим, чем для кабелей с бумажно-масляной изоляцией, где он составляет 7,5 и 3,2 отказа на 100 км в год для линий напряжением соответственно 10 и 35 кВ [8, 13–15].

Показатели надежности линий электропередачи

Reliability indicators of power transmission lines

Номинальное напряжение, кВ	Тип линии	Параметр потока отказов $\lambda_{\text{а}}$, 1/100 км в год	Средняя продолжительность ликвидации аварийного отключения $t_{\text{а}}$, ч	Средняя частота плановых отключений $\lambda_{\text{пл}}$, 1/год	Средняя продолжительность ликвидации отключения $t_{\text{л}}$, ч	Недоотпуск электроэнергии $W_{\text{нед}}$ (кВт·ч) · 10 ³ , при нагрузке и удельном ущербе, руб./ (кВт·ч)					
						P_{max}					
						P_{max}	$0,5P_{\text{max}}$				
10	Воздушная	4	11,4	10	30,7	255,2	127,6	1,375	0,21	1,375	0,21
	Кабельная с изоляцией из сшитого полиэтилена	1,5	16,0	1,0	2,0	2,64	1,32	3,69	0,55	1,82	0,27
35	Воздушная	1,4	9,0	9,0	35,0	1547,9	773,9	2128,3	325,1	1064,1	162,5
	Кабельная с изоляцией из сшитого полиэтилена	0,6	9,0	1,0	2,0	111,13	55,6	152,8	23,3	76,4	11,6

Примечания: $P_{\text{max}} = 4126$ кВт – для воздушной линии напряжением 10 кВ; $P_{\text{max}} = 24522$ кВт – для воздушной линии напряжением 35 кВ.

Суммарные приведенные затраты по воздушным и кабельным линиям, проложенным вне населенной местности и через лесной массив, даны в табл. 5, 6.

Таблица 5

**Суммарные приведенные затраты по воздушным
и кабельным линиям электропередачи напряжением 10 и 35 кВ,
прокладываемым вне населенной местности**

**Total reduced costs for overhead and cable power
transmission lines with a voltage of 10 and 35 kV
laid outside the populated area**

Номинальное напряжение линии, кВ	Тип линии	Марка провода или тип кабеля	Составляющие затрат, руб.						
			Капитальные затраты K_f	EK_f	Расходы на экс- плуатацию I_f	Стоимость поте- рянной электро- энергии	Ущерб от недо- отпуска электро- энергии	Ущерб энерго- системе $U_{\text{эл}}$	Суммарные затраты
10	Воз- душная	АС 70/1	26351,0	2437,5	1032,9	30136,3* 3348,5**	26800,0	592,8	60995,3* 34211,7**
	Кабель- ная	АПвП 1×120/16	73814,0	6827,8	5388,4	21455,8* 2384,0**	270,0	166,0	34108,0* 15036,2**
		АПвП 3×120/16	56153,0	5194,0	4099,0	18168,1* 2012,6**	270,0	126,4	27857,5* 11702,0**
35	Воз- душная	АС 150/24	68600,0	6345,5	1920,8	33177,4* 3686,3**	162500,0	1029,0	204972,7* 175481,6**
	Кабель- ная	АПвП 1×300/25	158264,0	14639,4	8546,3	19314,9* 2146,1**	11600,0	474,7	54575,3* 37406,5**
		2 АПвП 3×95/16	144392,0	13356,2	7797,1	14647,7* 3255,0**	11600,0	433,2	47834,2* 36441,5**

Примечания: * – при нагрузке, равной $I_{\text{доп}}$, А; ** – при нагрузке, равной $0,3I_{\text{доп}}$, А; удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии принят равным 0,21 руб./(кВт·ч).

Таким образом, затраты на сооружение и эксплуатацию кабельных линий напряжением 10 и 35 кВ с одно- и трехжильными кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена меньше, чем на воздушные линии, проложенные вне населенной местности или проходящие через лесной массив. При этом прокладка трехжильных кабелей предпочтительнее, чем одножильных. Соотношение суммарных затрат по сооружению и эксплуатации воздушных и кабельных линий напряжением 10 и 35 кВ сохраняется также при изменении значений нагрузки (до $0,3I_{\text{доп}}$) и удельных ущербов от недоотпуска электроэнергии потребителям (до 0,21 руб./(кВт·ч)).

Прокладка кабельных линий напряжением 6–35 кВ вместо воздушных приведет к необходимости компенсации емкостных токов замыкания на землю, предельные значения которых $I_{\text{пред}}$ равны 30, 20, 10 А соответственно при номинальном напряжении сети 6, 10, 35 кВ.

Таблица 6

Суммарные затраты по воздушным и кабельным линиям электропередачи напряжением 10 и 35 кВ, прокладываемым через лесной массив

Total costs of overhead and cable power transmission lines with a voltage of 10 and 35 kV laid through the forest

Номинальное напряжение линии, кВ	Тип линии	Марка провода или тип кабеля	Составляющие затрат, руб.						
			Капитальные затраты K_i	EK_i	Расходы на эксплуатацию I_i	Стоимость поте- рянной электро- энергии	Ущерб от недоот- пуска электро- энергии	Ущерб энерго- системе $U_{\%i}$	Суммарные затраты
10	Воздуш- ная	АС 70/1	158106,0	14624,8	1032,9	30136,3* 3348,5**	26800,0	592,8	73186,8* 46399,0**
	Кабель- ная	АПвП 1×120/16	118102,4	10924,5	5388,4	21455,8* 2384,0**	270,0	166,0	38204,7* 19132,9**
		АПвП 3×120/16	89844,8	8310,6	4099,0	18168,1* 2012,6**	270,0	126,4	30974,1* 14818,6**
35	Воздуш- ная	АС 150/24	411600,0	38073,0	1920,8	33177,4* 3686,3**	162500,0	1029,0	236700,2* 207206,1*
	Кабель- ная	АПвП 1×300/25	253222,0	23423,0	8546,3	19314,9* 2146,1**	11600,0	474,7	63358,9* 46190,1**
		2 АПвП 3×95/16	231027,2	21370,0	7797,1	14647,7* 3255,0**	11600,0	433,2	55848,0* 44455,3**
Примечания: * – при нагрузке, равной $I_{\text{доп}}$, А; ** – при нагрузке, равной $0,3I_{\text{доп}}$, А; удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии принят равным 0,21 руб./ (кВт ч).									

Предельную суммарную длину $L_{\text{пред}}$ подключенных к одной секции шин кабельных линий, до которой допустима работа сети с изолированной нейтралью без компенсации емкостного тока, можно определить по формуле

$$L_{\text{пред}} = \frac{I_{\text{пред}}}{\sqrt{3}U_n \omega C_0 \cdot 10^3}, \quad (14)$$

где $\omega = 314$ – угловая частота, 1/с; C_0 – рабочая емкость кабеля, Ф/км, $C_0 = 0,12 \cdot 10^{-6}$ Ф/км – для кабелей напряжением 10 кВ с площадью поперечного сечения жил 120 мм²; $C_0 = 0,24 \cdot 10^{-6}$ Ф/км – для двух параллельных кабелей напряжением 35 кВ с площадью поперечного сечения жил 95 мм²; $C_0 = 0,158 \cdot 10^{-6}$ Ф/км – для кабелей напряжением 35 кВ с площадью поперечного сечения жил 300 мм² [13].

Значения $L_{\text{пред}}$, вычисленные по (14), равны 30,7, 2,2, 3,3 км соответственно для кабельных линий напряжением 10 и 35 кВ (два параллельных кабеля с площадью поперечного сечения алюминиевых жил 95 мм² и кабели с площадью поперечного сечения жил 300 мм²). При напряжении 6 кВ $L_{\text{пред}} = 51,2$ км. Для воздушных линий значение $L_{\text{пред}}$ больше примерно в 35 раз.

ВЫВОДЫ

1. Показано, что при определении экономической целесообразности прокладки кабельных линий электропередачи вместо воздушных того же номинального напряжения следует принимать во внимание такие факторы, как надежность, стоимость потерь в линиях за год электроэнергии, ущерб окружающей среде и энергосистеме от необходимости выполнения более дорогостоящих, чем плановые, аварийных ремонтов. В результате исследований установлено, что прокладка кабельных линий с одно- и трехжильными кабелями напряжением 10 и 35 кВ вместо воздушных вне населенной местности вполне оправдана, при этом более предпочтительна прокладка трехжильных кабелей.

2. С увеличением протяженности кабельных линий растёт емкостный ток замыкания на землю, для компенсации которого в центрах питания необходимо устанавливать дополнительные средства – дугогасящие реакторы или резисторы. Согласно расчетам, их стоимость составляет до 22 % стоимости одного километра кабельной линии и не оказывает существенного влияния на сделанные выводы относительно эффективности применения кабельных линий электропередачи напряжением 6–35 кВ вместо воздушных вне населенной местности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотьяна, И. М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
2. Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловых и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний: ТКП 339–2011. Минск: Минэнерго Респ. Беларусь, 2011. 594 с.
3. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И. А. Баумштейна, С. А. Бажанова. М.: Энергоатомиздат, 1989. 768 с.
4. Кабели и провода. Каталог продукции. Витебск: Энергокомплект, 2017. 117 с.
5. Фадеева, Г. А. Проектирование распределительных электрических сетей / Г. А. Фадеева, В. Т. Федин. Минск: Выш. шк., 2009. 365 с.
6. Федин, В. Т. Многокритериальная оценка экологических характеристик воздушных линий электропередачи / В. Т. Федин, А. В. Корольков. Минск: Технопринт, 2002. 104 с.
7. Кабели электрические. Расчет номинальной токовой нагрузки. Часть 1-1. Уравнение для расчета номинальной токовой нагрузки (100%-й коэффициент нагрузки) и расчет потерь. Общие положения: ГОСТ РМЭК 60287-1-1–2009. М.: Стандартинформ, 2009. 25 с.
8. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. Ростов н/Д: Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. 720 с.
9. Свидерская, О. В. Условия формирования электрических сетей с учетом экологических факторов / О. В. Свидерская. Минск: БГПА, 1993. 16 с.
10. Справочник по проектированию электросетей в сельской местности / под ред. П. А. Каткова, В. И. Франгуляна. М.: Энергия, 1980. 352 с.
11. Короткевич, М. А. Эксплуатация электрических сетей / М. А. Короткевич. Минск: Выш. шк., 2014. 350 с.
12. Воропай, Н. И. Надежность систем электроснабжения / Н. И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2015. 208 с.

13. Электротехнический справочник: в 3 т. / под общ. ред. И. Н. Орлова [и др.]. М.: Энергоатомиздат, 1985–1988. Т. 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии. 1988. 880 с.
14. Короткевич, М. А. Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Ч. 1 / М. А. Короткевич, С. И. Подгайский, А. В. Голомуздов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 5. С. 417–432. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-417-432>.
15. Короткевич, М. А. Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Ч. 2 / М. А. Короткевич, С. И. Подгайский, А. В. Голомуздов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 6. С. 505–522. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-6-505-522>.

Поступила 24.03.2022 Подписана в печать 30.05.2022 Опубликовано онлайн 30.09.2022

REFERENCES

1. Rokotyan S. S., Shapiro I. M. [eds.] (1985) *Handbook on the Design of Electric Power Systems*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 352 (in Russian).
2. ТКР 339-2011. *Electrical Installations for Voltage up to 750 kV. Power Transmission Lines, Overhead and Current Lines, Distribution and Transformer Substations, Electric Power and Battery Installations, Electrical Installations of Residential and Public Buildings. Rules of the Preparation and Protective Measures of Electrical Safety. Electricity Accounting. Norms of Acceptance Tests*. Minsk, Ministry of Energy Rep. Belarus, 2011. 594 (in Russian).
3. Baumstein I. A., Bazhanov S. A. [eds.] (1989) *Handbook of High Voltage Electrical Installations*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 768 (in Russian).
4. *Cables and Wires. Product Catalog* (2017). Vitebsk, Energokomplekt Publ. 117 (in Russian).
5. Fadeeva G. A., Fedin V. T. (2009) *Design of Distribution Electrical Networks*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 365 (in Russian).
6. Fedin V. T., Korol'kov A. V. (2002) *Multicriteria Assessment of Environmental Characteristics of Overhead Power Transmission Lines*. Minsk, Technoprint Publ. 104 (in Russian).
7. State standard R IEC 60287-1-1–2009. *Electrical Cables. Calculation of the Rated Current Load. Part 1-1. Equation for Calculating the Rated Current Load (100% Load Factor) and Calculation of Losses. General Provisions*. Moscow, Standartinform Publ., 2009. 25 (in Russian).
8. Gerasimenko A. A., Fedin V. T. (2006) *Transmission and Distribution of Electric Energy*. Rostov-on-Don, Feniks Publ.; Krasnoyarsk, Izdatel'skie Proekty Publ. 720 (in Russian).
9. Sviderskaya O. V. (1993) *Conditions for the Formation of Electric Networks Taking into Account Environmental Factors*. Minsk, BSPA. 16 (in Russian).
10. Katkov P. A., Frangulyan V. I. (1980) *Handbook on the Design of Power Grids in Rural Areas*. Moscow, Energiya Publ. 352 (in Russian).
11. Korotkevich M. A. (2014) *Operation of Electric Networks*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 350 (in Russian).
12. Voropai N. I. (2015) *Reliability of Power Supply Systems*. Novosibirsk, Nauka Publ. 208 (in Russian).
13. Orlov I. N. [ed.] [et al.] (1988) *Electrotechnical Reference Book. Vol. 3. Book 1. Production and Distribution of Electric Energy*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 880 (in Russian).
14. Korotkevich M. A., Podgaitskiy S. I., Golomuzdov A. V. (2017) The Efficacy of the Cables of 6–110 kV with XLPE Insulation. Part 1. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (5), 417–432. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-417-432> (in Russian).
15. Korotkevich M. A., Podgaitskiy S. I., Golomuzdov A. V. (2017) The Efficacy of the Cables of 6–110 kV with XLPE Insulation. Part 2. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (6), 505–522. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-6-505-522> (in Russian).

Received: 24 March 2022

Accepted: 30 May 2022

Published online: 30 September 2022