

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

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ СНГ

ЭНЕРГЕТИКА

Том 65, № 4
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

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

- Романюк Ф. А., Румянцев Ю. В., Румянцев В. Ю.** Формирование ортогональных составляющих входных сигналов в цифровых измерительных органах защиты с коррекцией динамических погрешностей 289
- Обухов С. Г., Давыдов Д. Ю.** Методика оптимизации компоновки ветроэлектростанций морского базирования с учетом затрат на электрическую систему сбора мощности 301
- Лурье М. С., Лурье О. М., Фролов А. С.** Подавление пульсаций управляемых выпрямителей для питания магнитных систем 317
- Шашихин В. Н., Горячева Ю. М., Будник С. В.** Подавление хаотических колебаний в малых энергетических системах 331
- Брамм А. М., Хальясмаа А. И., Ерошенко С. А., Матренин П. В., Попкова Н. А., Секацкий Д. А.** Оптимизация топологии сети с ВИЭ-генерацией на основе модифицированного адаптированного генетического алгоритма 341

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

- Василевич С. В., Малько М. В., Дегтерев Д. В., Асадчий А. Н.** Моделирование процесса получения жидких продуктов пиролиза растительной биомассы с учетом скорости их охлаждения 355
- Бежан А. В.** Оценка эффективности сооружения ветроэнергетических установок на нужды теплоснабжения
(**Bezhan A. V.** Efficiency Estimation of Constructing of Wind Power Plant for the Heat Supply Needs) 366

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 29.07.2022. Формат бумаги 60×84¹/₈. Бумага мелованная.
Печать цифровая. Гарнитура Таймс. Усл. печ. л. 12,0. 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 4
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

ELECTRICAL POWER ENGINEERING

Romaniuk F. A., Rumiantsev Yu. V., Rumiantsev V. Yu. Formation of Orthogonal Components of Input Signals in Digital Measuring Protection Elements with Correction of Dynamic Errors	289
Obukhov S. G., Davydov D. Y. Offshore Wind Farm Layout Optimization Considering the Power Collection System Cost	301
Lur'e M. S., Lur'e O. M., Frolov A. S. Suppression of Ripples of Controllable Rectifiers for Power Supply of Magnetic Systems	317
Shashikhin V. N., Goryacheva J. M., Budnik S. V. Suppression of Chaotic Oscillations in Small Energy Systems	331
Bramm A. M., Khalyasmaa A. I., Eroshenko S. A., Matrenin P. V., Papkova N. A., Sekatski D. A. Topology Optimization of the Network with Renewable Energy Sources Generation Based on a Modified Adapted Genetic Algorithm	341

HEAT POWER ENGINEERING

Vasilevich S. V., Malko M. V., Degterov D. V., Asadchy A. N. Modeling the Process of Obtaining Liquid Pyrolysis Products of Plant Biomass Taking into Account the Rate of their Cooling	355
Bezhan A. V. Efficiency Estimation of Constructing of Wind Power Plant for the Heat Supply Needs	366

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 29.07.2022. Dimension of paper 60×84¹/₈. Coated paper.
Digital printing. Type face Times. Conventional printed sheet .
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/10.21122/1029-7448-2022-65-4-289-300>

УДК 621.316.925

Формирование ортогональных составляющих входных сигналов в цифровых измерительных органах защит с коррекцией динамических погрешностей

Ф. А. Романюк¹⁾, Ю. В. Румянцев¹⁾, В. Ю. Румянцев¹⁾

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

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

Реферат. Цифровые измерительные органы в микропроцессорных защитах электроустановок реализуются в основном с использованием ортогональных составляющих входных сигналов. Для формирования ортогональных составляющих в микропроцессорных защитах наиболее широко применяются цифровые фильтры Фурье, действие которых в переходных режимах всегда инерционно. Вследствие этого появляется динамическая погрешность, изменяющаяся с течением времени и полностью исчезающая при наступлении установившегося режима. Она состоит из амплитудной и фазовой погрешностей, которые могут существенно влиять на функционирование цифровых измерительных органов и создавать условия для их излишних срабатываний при внешних коротких замыканиях и замедления срабатывания при внутренних коротких замыканиях. Для компенсации динамической погрешности предлагается определять амплитуду и фазу сигнала основной гармоники по специально сформированным ортогональным составляющим. Разработан метод формирования ортогональных составляющих сигнала с коррекцией динамических амплитудной и фазовой погрешностей. Он основывается на использовании ортогональных составляющих цифрового фильтра Фурье с последующим определением по их выборкам итоговых ортогональных составляющих, которые совпадают с первыми в установившемся режиме и сдвинуты по фазе по отношению к последним в переходном режиме. По выборкам итоговых ортогональных составляющих в цифровом измерительном органе вычисляются амплитуда и фаза сигнала с минимальными динамическими фазовыми погрешностями. В среде динамического моделирования MATLAB-Simulink-SimPowerSystems реализована цифровая модель, в состав которой входят энергосистема, трехфазная группа трансформаторов тока, нагрузка, блок короткого замыкания, а также модель цифрового измерительного органа, реализованная на основе итоговых ортогональных составляющих. Проверка функционирования цифровой модели проводилась с использованием двух видов тестовых воздействий – синусоидального сигнала с частотой 50 Гц, а также сигнала, приближенного к реальному вторичному току трансформатора тока при коротком замыкании. Расчеты показали, что цифровые измерительные органы, выполненные на основе предложенной методики, позволили снизить относительные динамические амплитудную и фазовую погрешности в три-четыре раза по сравнению с измерительным органом Фурье, принятым за эталон.

Ключевые слова: микропроцессорная защита, цифровой измерительный орган, адаптивный цифровой измерительный орган, динамическая амплитудная погрешность, динамическая фазовая погрешность, ортогональные составляющие, цифровые фильтры Фурье, модель, тестовое воздействие, MATLAB-Simulink

Для цитирования: Романюк, Ф. А. Формирование ортогональных составляющих входных сигналов в цифровых измерительных органах защит с коррекцией динамических погрешностей / Ф. А. Романюк, Ю. В. Румянцев, В. Ю. Румянцев // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 4. С. 289–300. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-289-300>

Адрес для переписки

Романюк Федор Алексеевич
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 331-00-51
faromanuk@bntu.by

Address for correspondence

Romaniuk Fiodar A.
Belarusian National Technical University
65/2, Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 331-00-51
faromanuk@bntu.by

Formation of Orthogonal Components of Input Signals in Digital Measuring Protection Elements with Correction of Dynamic Errors

F. A. Romaniuk¹⁾, Yu. V. Rumiantsev¹⁾, V. Yu. Rumiantsev¹⁾

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

Abstract. Digital measuring elements in microprocessor protections of electrical installations are implemented mainly with the use of orthogonal components of input signals. To form orthogonal components in microprocessor protections, digital Fourier filters are most widely used, the action of which is always inertial in transient modes. As a result, a dynamic error appears, changing over time and completely disappearing when a steady-state regime occurs. The dynamic error consists of amplitude and phase errors, which can significantly affect the functioning of digital measuring elements and create conditions for their excessive triggering during external short circuits and deceleration of triggering during internal short circuits. Therefore, it is advisable to compensate for the dynamic error, for which it is proposed to determine the amplitude and phase of the fundamental harmonic signal by specially formed orthogonal components. The proposed method of forming orthogonal components of the signal with compensation of dynamic amplitude and phase errors is based on the use of orthogonal components of the digital Fourier filter, followed by the determination of their samples of the final orthogonal components that coincide with the orthogonal components of Fourier in steady-state mode and shifted in phase relative to the latter in transient mode. The amplitude and phase of the signal with minimal dynamic phase errors are calculated from the samples of the final orthogonal components in the digital measuring element. In the dynamic modeling environment of MATLAB-Simulink-SimPowerSystems, a digital model is implemented, which includes a power system, a three-phase group of current transformers, a load, a short-circuit block, as well as a model of a digital measuring element implemented on the basis of the final orthogonal components. The operation of the digital model was checked using two types of test effects, viz. a sinusoidal signal with a frequency of 50 Hz, and a signal close to the real secondary current of a short-circuit current transformer. As a result of the calculations, it was found that digital measuring elements made on the basis of the proposed methodology made it possible to reduce the relative dynamic amplitude and phase errors by three to four times, as compared with the Fourier measuring element taken as a reference.

Keywords: microprocessor protection, digital measuring element, adaptive digital measuring element, dynamic amplitude error, dynamic phase error, orthogonal components, digital Fourier filters, model, test influence, MATLAB-Simulink

For citation: Romaniuk F. A., Rumiantsev Yu. V., Rumiantsev V. Yu. (2022) Formation of Orthogonal Components of Input Signals in Digital Measuring Protection Elements with Correction of Dynamic Errors. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (4), 289–300. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-289-300> (in Russian)

Введение

В микропроцессорных защитах электроустановок цифровые измерительные органы (ЦИО) преимущественно реализуются на основе обработки ортогональных составляющих (ОС) входных сигналов [1]. Для формирования ОС в существующих защитах применяются главным образом цифровые фильтры (ЦФ) на основе дискретного преобразования Фурье (ДПФ), которые являются инерционными элементами. Вследствие этого в переходных режимах, обусловленных изменением амплитуды или теку-

щей фазы входного сигнала либо одновременно указанных параметров, в ОС появляется динамическая погрешность, изменяющаяся с течением времени и исчезающая вообще при наступлении установившегося режима. Она состоит из динамических амплитудной и фазовой погрешностей, которые могут оказывать влияние на поведение ЦИО, создавая возможность для излишних срабатываний при внешних коротких замыканиях (КЗ) и замедления срабатывания при внутренних КЗ.

Снижение влияния динамической погрешности на функционирование ЦИО микропроцессорных защит может быть достигнуто путем введения соответствующего запаздывания в срабатывание органа либо посредством коррекции указанной погрешности, что представляется более предпочтительным.

Коррекция динамической погрешности в рассматриваемой постановке предполагает реализацию операций, обеспечивающих уменьшение ее уровня и быстрое затухание в переходных режимах.

Основная часть

Динамическая амплитудная погрешность сказывается, в первую очередь, на скорости определения амплитуды выделяемого цифровым фильтром контролируемого сигнала. Динамическая фазовая погрешность, рассчитываемая как разность фаз выходного и входного сигналов, существенно влияет на работоспособность ЦИО, контролирующих как амплитуду, так и фазу сигнала.

В основе построения формирователей ОС с коррекцией динамической погрешности лежит использование нерекурсивных ЦФ Фурье, которые выделяют косинусную x_{cn} и синусную x_{sn} ОС основной гармоники входного сигнала x_n , и выражений [2]:

$$x_{cn} = \sum_{n=1}^N a_{cn} x_n; \quad (1)$$

$$x_{sn} = \sum_{n=1}^N a_{sn} x_n,$$

где a_{cn} , a_{sn} – коэффициент соответственно косинусного и синусного ЦФ Фурье; N – число выборок входного сигнала в окне наблюдения; n – номер выборки входного сигнала в окне наблюдения.

Коррекция динамической амплитудной погрешности может быть реализована путем повышения быстродействия формирования ОС входного сигнала в переходных режимах. Для этого необходимо ОС x_{cn} и x_{sn} подвергнуть обработке усилительным элементом с нелинейным коэффициентом, который в дальнейшем будем называть корректирующим k_{rn} . В результате получим эквивалентные ОС x_{eqcn} , x_{eqsn} :

$$x_{eqcn} = k_{rn} x_{cn}; \quad (2)$$

$$x_{eqsn} = k_{rn} x_{sn}.$$

Корректирующий коэффициент k_{rn} определяется соотношением амплитуд входного сигнала X_{mnd} , вычисляемого как

$$X_{mnd} = \sqrt{\frac{2}{N} \sum_{n=1}^N x_n^2}, \quad (3)$$

и его основной гармоники X_{mn}

$$X_{mn} = \sqrt{x_{cn}^2 + x_{sn}^2}. \quad (4)$$

В результате выполненных исследований [3, 4] предлагается считать, что при возрастании входного сигнала $k_{rn} = \frac{X_{mnd}^2}{X_{mn}^2}$, при постоянном сигнале

$$k_{rn} = 1, \text{ а при его снижении } k_{rn} = \frac{X_{mn}^3}{X_{mnd}^3}.$$

Приведенные выше характерные изменения входного сигнала отражаются признаком n , численные значения которого задаются соответственно равными $n = 1, n = 0, n = -1$. Методика определения n представлена в [5].

С учетом изложенного общее выражение для k_{rn} будет иметь вид

$$k_{rn} = 0,5(|n| + n) \frac{X_{mnd}^2}{X_{mn}^2} + 0,5(|n| - n) \frac{X_{mn}^3}{X_{mnd}^3} + 1 - |n|. \quad (5)$$

Следует отметить, что реализация перечисленных операций обеспечивает в переходных режимах коррекцию амплитудной погрешности, в результате чего с течением времени ее содержание в ОС x_{eqcn} , x_{eqsn} быстро снижается.

Коррекция динамической фазовой погрешности основана на использовании результирующих ортогональных составляющих, являющихся комбинацией ОС Фурье и полученных по ним расчетных ОС [6, 7]. При этом комбинации ОС должны обеспечивать совпадение по фазе и сдвиг ОС Фурье и расчетных ОС соответственно в установившемся и переходном режимах.

Расчетные ОС определяются по выборкам синусной x_{sn} , $x_{s(n-1)}$ и косинусной x_{cn} , $x_{c(n-1)}$ ОС Фурье согласно выражениям:

$$x_{cpn} = \frac{x_{sn} \cos \omega \Delta t - x_{s(n-1)}}{\sin \omega \Delta t}; \quad (6)$$

$$x_{spn} = \frac{x_{c(n-1)} - x_{cn} \cos \omega \Delta t}{\sin \omega \Delta t},$$

где ω – угловая частота сигнала; Δt – шаг дискретизации сигнала.

Результирующие ОС x_{srn} и x_{crn} формируются по выражениям:

$$\begin{aligned} x_{srn} &= x_{sn} - l_1 (x_{sn} - x_{spn}); \\ x_{crn} &= x_{cn} - l_2 (x_{cn} - x_{cpn}), \end{aligned} \quad (7)$$

где l_1, l_2 – постоянный коэффициент, позволяющий изменять степень коррекции динамической фазовой погрешности.

Экспериментально установлено, что оптимальные значения l_1, l_2 находятся соответственно в диапазонах 0,70–0,75 и 0,75–0,80.

Следует отметить, что реализация перечисленных операций позволяет в переходных режимах осуществлять коррекцию динамической фазовой погрешности так, чтобы в ОС x_{srn}, x_{crn} указанная погрешность была существенно снижена.

Принимая во внимание изложенное выше и используя соответствующие формулы для формирования итоговых ОС x_{cvn}, x_{svn} по выборкам x_{eqcn}, x_{eqsn} и x_{crn}, x_{srn} , получим:

$$\begin{aligned} x_{cvn} &= \sqrt{\frac{x_{eqcn}^2 + x_{eqsn}^2}{x_{crn}^2 + x_{srn}^2}} x_{crn}; \\ x_{svn} &= \sqrt{\frac{x_{eqcn}^2 + x_{eqsn}^2}{x_{crn}^2 + x_{srn}^2}} x_{srn}. \end{aligned} \quad (8)$$

В переходных режимах x_{cvn}, x_{svn} содержат минимальные динамические амплитудные и фазовые погрешности, а в установившихся режимах их значения совпадают с x_{cn}, x_{sn} .

Моделирование

Проверка работоспособности предлагаемой методики определения ОС с коррекцией динамической погрешности проводилась с использованием модели, реализованной в среде динамического моделирования MATLAB-Simulink-SimPowerSystems [8, 9]. В структуру указанной модели входят энергосистема, трехфазная группа трансформаторов тока (ТТ), нагрузка, блок КЗ, а также модель ЦИО, реализованная на основе рассматриваемых ОС. Моделирование блоков и элементов цифровой структуры выполнено с применением методов и правил, использовавшихся в [10].

На рис. 1 приведена структура модели ЦИО с коррекцией динамических погрешностей. Модель содержит шесть подсистем (Subsystem), каждая из которых реализует одну или несколько из рассмотренных выше опе-

раций и состоит из стандартных блоков библиотеки MATLAB-Simulink. Входные и выходные порты подсистем имеют такие же обозначения, как и в выражениях (1)–(8).

В подсистеме «ЦФ Фурье» по выражениям (1), (4) определяются синусная x_{sn} и косинусная x_{cn} ОС сигнала основной гармоник x_n , а также его амплитуда X_{mn} . Корректирующий коэффициент k_{rn} рассчитывается в одноименной подсистеме по (5). В подсистемах «Эквивалентные ОС», «Расчетные ОС», «Результирующие ОС» вычисляются соответствующие ОС по выражениям (2), (6), (7).

По результатам расчета эквивалентных x_{eqcn} , x_{eqsn} и расчетных x_{cpn} , x_{spn} ОС в подпрограмме «Итоговые ОС» согласно выражению (8) формируются x_{crn} , x_{srn} , поступающие в библиотечный блок *Cartesian to Polar*. В последнем определяются амплитуда X_{m_vn} и фаза φ_{v_n} , которые являются контролируемыми параметрами ЦИО с коррекцией динамических погрешностей.

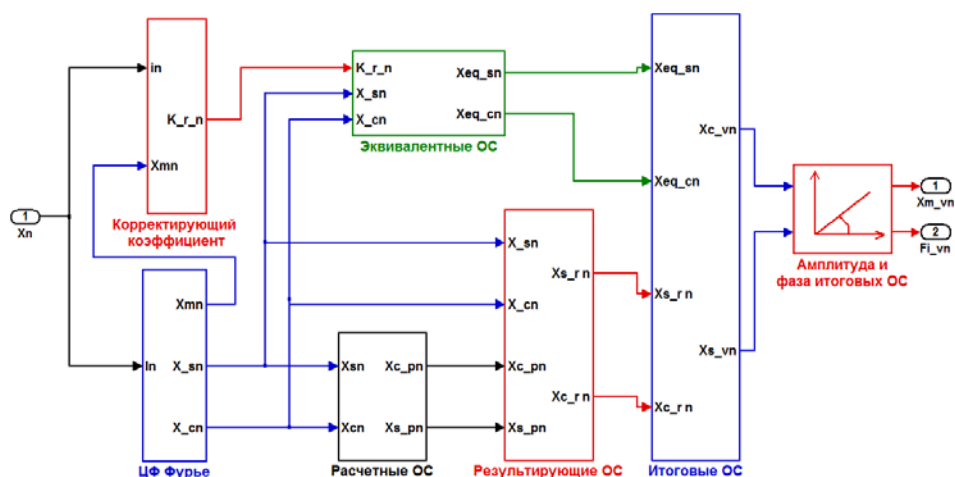


Рис. 1. Структура модели цифрового измерительного органа с коррекцией динамических погрешностей

Fig. 1. The structure of the digital measuring element model with correction of dynamic errors

Результаты вычислительного эксперимента

Сопоставлялись два ЦИО, один из которых выполнен на основе предлагаемых итоговых ОС, второй – на основе использования ОС, определяемых ЦФ Фурье (контролируемые параметры – амплитуда X_m и фаза φ_f сигнала). Выбор ЦФ Фурье в качестве эталона для сравнения обусловлен тем, что он является негласным стандартом для формирования ОС, используемых в большинстве ЦИО. Поскольку динамическая погрешность компенсируется только в переходных режимах, а в установившихся оба ЦИО функци-

онируют по одному и тому же алгоритму ДПФ, то ЦИО с компенсацией динамических погрешностей, способный различным образом реагировать на изменения режимов работы энергосистемы, будем называть адаптивным [11], а орган на основе ОС Фурье – эталонным или ЦИО Фурье.

На рис. 2 представлены результаты функционирования указанных ЦИО при их включении на синусоидальное входное воздействие с частотой 50 Гц (рис. 2а, кривая 1). Вследствие скачкообразного увеличения в 10 раз в момент времени $t = 0,1$ с амплитуды входного сигнала возникает переходный режим, который длится до $t = 0,2$ с, а затем происходит резкое снижение сигнала до нулевого уровня. На том же рисунке (кривая 2) приведена идеальная характеристика изменения амплитуды входного сигнала, которую удобно использовать для оценки динамики ЦИО.

На рис. 2б показаны относительные динамические амплитудные погрешности ΔX обеих моделей ЦИО, построенные в сравнении с идеальной амплитудной характеристикой. В момент времени $t = 0,1$ с динамическая амплитудная погрешность адаптивного ЦИО (кривая 1) снижается за четверть периода основной частоты от максимального значения до 10 %, при том что у ЦИО Фурье (кривая 2) за аналогичный промежуток времени погрешность снижается лишь до 50 %. Аналогичные процессы наблюдаются и при отключении сигнала. Полное исчезновение динамической амплитудной погрешности происходит по истечении периода основной частоты. К этому моменту времени переходный процесс завершается, амплитуды X_v и X_m контролируемых сигналов совпадают с идеальной амплитудной характеристикой и дальнейшей компенсации погрешностей не требуется.

Результаты компенсации динамической фазовой погрешности приведены на рис. 2с. Кривая соответствует относительной фазовой погрешности $\Delta\varphi$, построенной по выражению

$$\Delta\varphi = \left(\frac{|\Delta\varphi_f - \Delta\varphi_v|}{|\Delta\varphi_f|} \right) \cdot 100 \%,$$

где $\Delta\varphi_f$, $\Delta\varphi_v$ – динамическая фазовая погрешность соответственно эталонного и адаптивного ЦИО.

Полная компенсация относительной фазовой погрешности у адаптивного ЦИО происходит при достижении кривой уровня 100 %. В установившемся режиме, когда фазовые погрешности обоих фильтров одинаковы ($\Delta\varphi_f = \Delta\varphi_v$), компенсация отсутствует.

В переходных же режимах как при возрастании, так и при спаде входного сигнала на всем интервале наблюдения у адаптивного ЦИО, по сравнению с эталонным, происходит существенная, достигающая в некоторые моменты времени до 70–90 % компенсация динамической фазовой погрешности.

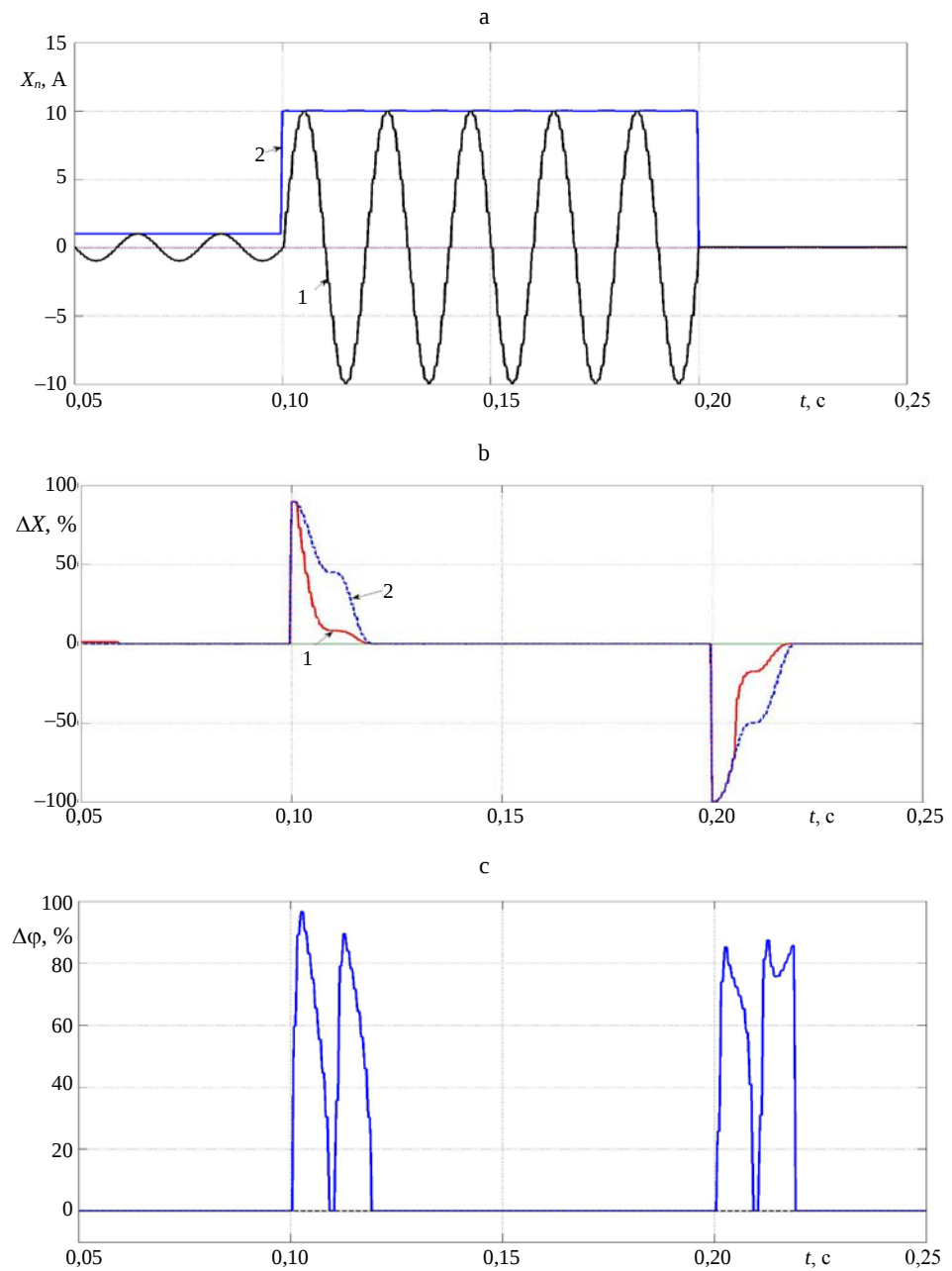


Рис. 2. Результаты функционирования цифровых измерительных органов при их включении на синусоидальный входной сигнал: а – входной сигнал: 1 – синусоидальный; 2 – идеальная амплитуда сигнала; б – относительная динамическая амплитудная погрешность цифрового измерительного органа: 1 – адаптивного; 2 – эталонного; в – относительная динамическая фазовая погрешность

Fig. 2. The results of the functioning of digital measuring elements when they are switched on to a sinusoidal input signal: а – input signal: 1 – sinusoidal one; 2 – ideal signal amplitude; б – relative dynamic amplitude error of the digital measuring element: 1 – of an adaptive one; 2 – of the reference one; в – relative dynamic phase error

На рис. 3 представлены результаты расчетов для тех же ЦИО, но с использованием воздействия, приближенного к реальному вторичному току ТТ, к которому подключены указанные ЦИО (сложное воздействие). В промежутке времени $t = 0,0-0,1$ с моделируется доаварийный режим, когда вторичный ток ТТ синусоидален. В момент времени $t = 0,1$ с происходит трехфазное КЗ – аварийный режим, и форма вторичного тока ТТ за счет насыщения его магнитопровода существенно искажается (рис. 3а). Степень насыщения магнитопровода зависит, в первую очередь, от времени затухания апериодической составляющей во входном сигнале. При этом время установления амплитуды основной гармоники входного сигнала на выходе ЦФ может составлять несколько периодов промышленной частоты, что делает невозможным сравнение такой переходной характеристики с идеальной, используемой при синусоидальном воздействии. Поэтому на рис. 3б представлен результат компенсации динамической амплитудной погрешности адаптивного ЦИО в сравнении с ЦИО Фурье, выраженный в процентах. Так, при КЗ в момент времени $t = 0,1$ с адаптивный ЦИО на 70 % лучше (быстрее) компенсирует амплитудную погрешность, чем эталонный. В дальнейшем различия в компенсации погрешностей обоими ЦИО уменьшаются и становятся равными нулю при синусоидальном сигнале. Аналогичные процессы происходят и в послеаварийном режиме при $t > 0,3$ с, но их продолжительность меньше, поскольку переходный процесс протекает уже при синусоидальном сигнале.

Сравнение динамических фазовых погрешностей у рассматриваемых ЦИО при сложном входном сигнале удобнее проводить с использованием интегральных оценок качества [12]. Последние являются интегралами по времени от модулей динамических фазовых погрешностей:

$$\Phi_f = \int_t^{t+\tau} |\Delta\varphi_f| dt;$$

$$\Phi_v = \int_t^{t+\tau} |\Delta\varphi_v| dt,$$

где Φ_f , Φ_v – интегральная динамическая фазовая погрешность соответственно у ЦИО Фурье и адаптивного ЦИО; τ – интервал интегрирования, принятый равным периоду основной частоты.

Интегральная относительная динамическая фазовая погрешность $\Delta\Phi$, приведенная на рис. 3с, определяется согласно выражению

$$\Delta\Phi = \left(\frac{\Phi_f - \Phi_v}{\Phi_f} \right) \cdot 100 \, \%.$$

Погрешность $\Delta\Phi$ показывает, на сколько процентов лучше (если она положительна) компенсируется динамическая фазовая погрешность у адаптивного ЦИО в сравнении с ЦИО Фурье. Из рис. 3с видно, что в переходных режимах компенсация динамической фазовой погрешности у адаптивного ЦИО на 70–80 % эффективнее, чем у эталонного.

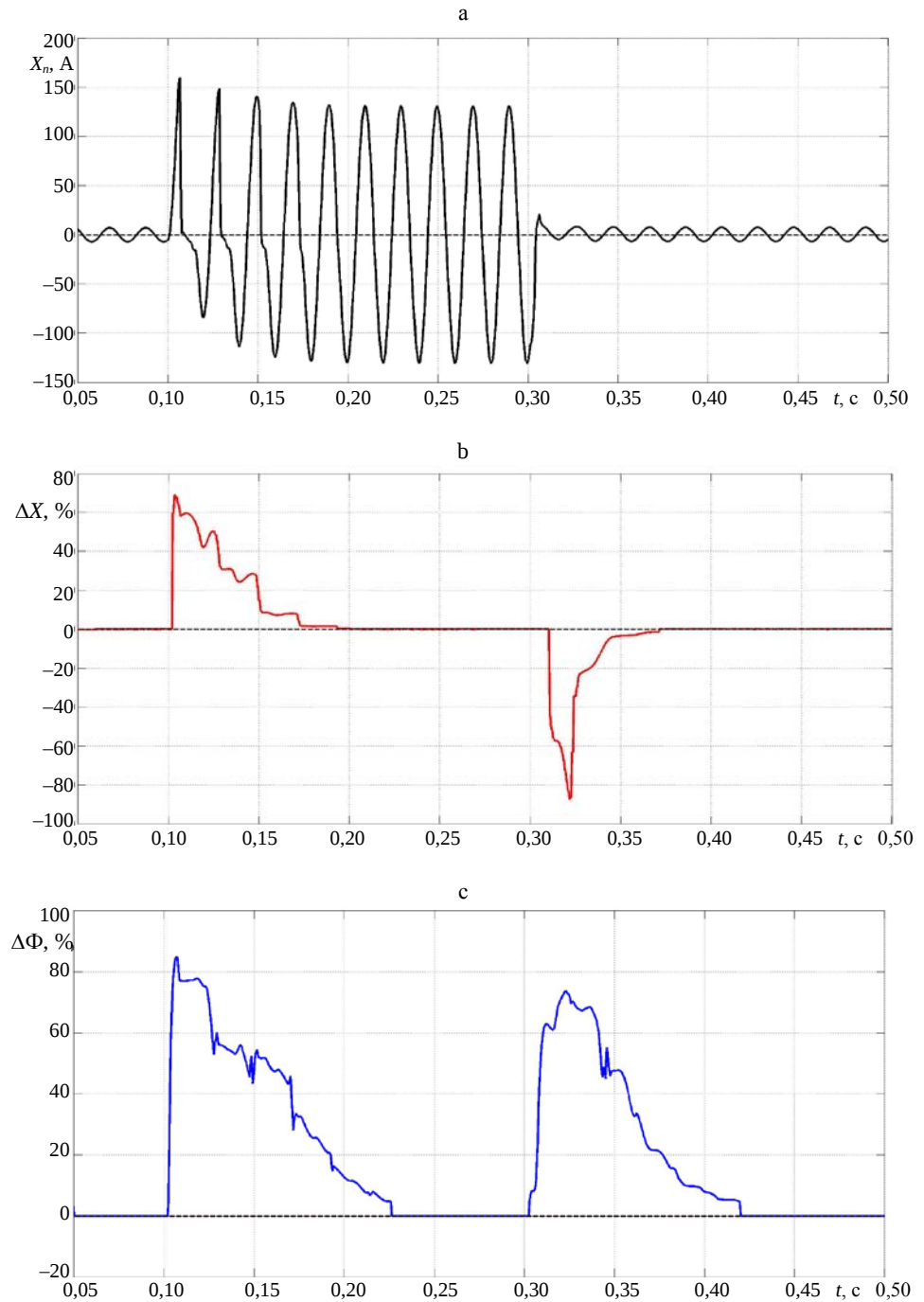


Рис. 3. Результаты функционирования цифровых измерительных органов при сложном входном воздействии: а – входной сигнал; б – относительная динамическая амплитудная погрешность; с – относительная динамическая фазовая погрешность

Fig. 3. The results of the operation of digital measuring elements when input effects are complex: а – input signal; б – relative dynamic amplitude error; с – relative dynamic phase error

ВЫВОДЫ

1. Предложен метод формирования ортогональных составляющих с компенсацией динамических амплитудной и фазовой погрешностей, позволяющий цифровому измерительному органу, выполненному на их основе, функционировать в переходных режимах в три-четыре раза эффективнее, чем аналогичный измерительный орган на основе цифрового фильтра Фурье.

2. Реализованные на основе разработанного метода цифровые измерительные органы с компенсацией динамических погрешностей могут быть использованы в большинстве современных микропроцессорных защит с контролем одного или нескольких параметров.

ЛИТЕРАТУРА

1. Шнеерсон, Э. М. Цифровая релейная защита / Э. М. Шнеерсон. М.: Энергоатомиздат, 2007. 549 с.
2. Schweitzer III, E. O. Filtering for Protective Relays / E. O. Schweitzer III, D. Hou // WESCANEX 93. Communications, Computers and Power in the Modern Environment. Conference Proceedings. IEEE, 1993. P. 15–23. <https://doi.org/10.1109/wescan.1993.270548>.
3. Методика повышения быстродействия измерительных органов микропроцессорных защит электроустановок / Ф. А. Романюк [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2019. Т. 62, № 5. С. 403–412. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-5-403-412>.
4. Формирование ортогональных составляющих входных сигналов в микропроцессорных защитах / Ф. А. Романюк [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2020. Т. 63, № 4. С. 328–339. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-4-328-339>.
5. Совершенствование алгоритма формирования ортогональных составляющих входных величин в микропроцессорных защитах / Ф. А. Романюк [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2021. Т. 64, № 2. С. 95–108. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-2-95-108>.
6. Формирование ортогональных составляющих входных сигналов в микропроцессорных защитах с отстройкой от фазовых динамических погрешностей / Ф. А. Романюк [и др.] // Энергетическая стратегия. 2022. № 1. С. 32–34.
7. Компенсация динамической фазовой погрешности при формировании ортогональных составляющих входных сигналов в микропроцессорных защитах / Ф. А. Романюк [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2022. Т. 65, № 3. С. 197–208. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-3-197-208>.
8. Дэбни, Дж. Simulink 4. Секреты мастерства / Дж. Дэбни, Т. Харман; пер. с англ. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2003. 403 с.
9. Черных, И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink / И. В. Черных. М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2011. 288 с.
10. Испытания микропроцессорных токовых защит: теория, моделирование, практика / И. В. Новаш [и др.]. Минск: БНТУ, 2021. 168 с.
11. Обработка сигналов в интеллектуальных сетях энергосистем / Ф. Рибейро Пауло [и др.]. М.: Техносфера, 2020. 496 с.
12. Ерофеев, А. А. Теория автоматического управления / А. А. Ерофеев. СПб.: Политехника, 202. 302 с.

REFERENCES

1. Schneerson E. M. (2007) *Digital Relay Protection*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 549 (in Russian).
2. Schweitzer III E. O., Hou D. (1993) Filtering for Protective Relays. *IEEE WESCANEX 93. Communications, Computers and Power in the Modern Enviroment. Conference Proceedings*. IEEE, 15–23. <https://doi.org/10.1109/wescan.1993.270548>.
3. Romaniuk F. A., Rumiantsev V. Yu., Novash I. V., Rumiantsev Yu. V. (2019) Technique of Performance Improvement of the Microprocessor-Based Protection Measuring Element. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (5), 403–412. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-5-403-412> (in Russian).
4. Romaniuk F. A., Rumiantsev V. Yu., Rumiantsev Yu. V., Kachenya V. S. (2020) Orthogonal Components Forming of the Microprocessor-Based Protection Input Signals. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (4), 328–339. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-4-328-339> (in Russian).
5. Romaniuk F. A., Rumiantsev Yu. V., Rumiantsev V. Yu., Novash I. V. (2021) Improvement of Algorithm for Formation of Orthogonal Components of Input Quantities in Microprocessor Protection. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 64 (2), 95–108. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2021-64-2-95-108> (in Russian).
6. Romaniuk F. A., Rumiantsev V. Yu., Bulovich E. V., Rumiantsev Yu. V. (2022) Formation of Orthogonal Components of Input Signals in Microprocessor Protections with Detuning from Phase Dynamic Errors. *Energeticheskaya Strategiya [Power Strategy]*, (1), 32–34 (in Russian).
7. Romaniuk F. A., Rumiantsev Yu. V., Rumiantsev V. Yu., Novash I. V. (2022) Compensation of Dynamic Phase Error in the Formation of Orthogonal Components of Input Signals in Microprocessor Protections. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 65 (3), 197–208. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-3-197-208> (in Russian).
8. Dabney J., Harman T. (2003) *Mastering Simulink 4*. Moscow, BINOM. Laboratoriya Znanii Publ. 403 (in Russian).
9. Chernykh I. V. (2011) *Modeling of Electrical Devices in MATLAB, SimowerSystems and Simulink*. Moscow, DMK Press Publ.; Saint Petersburg, Piter Publ. 288 (in Russian).
10. Novash I. V., Romaniuk F. A., Rumiantsev V. Yu., Rumiantsev Yu. V. (2021) *Testing of Microprocessor Current Protections: Theory, Modeling, Practice*. Minsk, BNTU. 168 (in Russian).
11. Ribeiro Paulo F., Duke Karlos A., da Silveira Paulo M., Serkeira Augusto S. (2020) *Signal Processing in Intelligent Power Grid Networks*. Moscow, Tekhnosfera Publ. 496 (in Russian).
12. Erofeev A. A. (2008) *Automatic Control Theory*. Saint Petersburg, Politekhnik Publ. 302 (in Russian).

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-301-316>

УДК 621.311.24

Методика оптимизации компоновки ветроэлектростанций морского базирования с учетом затрат на электрическую систему сбора мощности

С. Г. Обухов¹⁾, Д. Ю. Давыдов¹⁾

¹⁾Национальный исследовательский Томский политехнический университет
(Томск, Российская Федерация)

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

Реферат. Предложена методика оптимизации компоновки ветроэлектростанций морского базирования для повышения их эффективности за счет снижения влияния эффекта аэродинамического затенения, минимизации электрических потерь в кабельных линиях системы приема и передачи электрической энергии, вырабатываемой ветроэлектрическими установками в электрическую сеть энергосистемы. Задача сводится к определению нескольких параметров, которыми задаются геометрические размеры и форма компоновочной сетки с предварительно установленными местами расположения турбин. Такой подход, в отличие от покоординатного метода поиска, дает возможность выполнять построение симметричных сеточных схем расположения ветроэлектрических установок, которые на практике более удобны с точки зрения обслуживания и эксплуатации. Совместно с оптимизацией компоновки производится поиск оптимального места расположения морской трансформаторной подстанции и синтез схемы кабельных соединений между ветроэлектрическими установками. Для решения данной задачи используется эвристический алгоритм поиска минимального остовного дерева с ограничением на проводимость связей, позволяющий осуществлять построение реалистичных схем и более адекватно оценивать их технико-экономические характеристики. Как показали результаты апробации предложенной методики на примере оптимизации компоновки ветроэлектростанции Horns Rev 1, использование такого подхода позволило сократить стоимость электрической системы на 10–12 %. Это на 7–11 % превосходит результат, полученный при использовании MST-алгоритма, выполняющего построение схемы кабельных соединений упрощенной топологии. Изменение размеров и формы границ площадки ветроэлектростанции привело к увеличению расчетной выработки электроэнергии на 2,3 % и снижению ее себестоимости на 4 %. При оптимизации компоновки ветроэлектрических установок в пределах фиксированных границ площадки эти показатели улучшены только на 1 и 2 % по сравнению с оригинальной схемой.

Ключевые слова: ветроэнергетика, морские ветроэлектростанции, компоновка ветроэлектростанций, минимизация потерь мощности, аэродинамический эффект, себестоимость энергии, оптимизация схемы кабельных соединений

Для цитирования: Обухов, С. Г. Методика оптимизации компоновки ветроэлектростанций морского базирования с учетом затрат на электрическую систему сбора мощности / С. Г. Обухов, Д. Ю. Давыдов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 4. С. 301–316. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-301-316>

Адрес для переписки

Обухов Сергей Геннадьевич
Национальный исследовательский
Томский политехнический университет
просп. Ленина, 30,
634050, г. Томск, Российская Федерация
Тел.: +7 3822 70-17-77
serob@tpu.ru

Address for correspondence

Obukhov Sergey G.
National Research
Tomsk Polytechnic University
30, Lenina Ave.,
634050, Tomsk, Russian Federation
Tel.: +7 3822 70-17-77
serob@tpu.ru

Offshore Wind Farm Layout Optimization Considering the Power Collection System Cost

S. G. Obukhov¹⁾, D. Y. Davydov¹⁾

¹⁾National Research Tomsk Polytechnic University (Tomsk, Russian Federation)

Abstract. The paper proposes a method for optimizing the layout of offshore wind farms to increase their efficiency by reducing the effect of aerodynamic shading, minimizing electrical losses in cable lines of the system for receiving and transmitting electrical energy generated by wind turbines to the electrical grid of the power system. The task is reduced to determining several parameters that define the geometric dimensions and shape of the layout grid with pre-installed turbine locations. This approach, in contrast to the coordinate-wise search method, makes it possible to build symmetrical grid layouts of wind power plants, which in practice are more convenient in terms of maintenance and operation. Together with the optimization of the layout, the search for the optimal location of the offshore transformer substation and the synthesis of the scheme of cable joints between wind power plants has been carried out. To solve this problem, a heuristic algorithm was used to search for a minimum spanning tree with a restriction on the conductivity of connections, which made it possible to build realistic schemes and more adequately assess their technical and economic characteristics. As the results of testing the proposed methodology on the example of optimizing the layout of the Horns Rev 1 wind farm have shown, the use of this approach has reduced the cost of the electrical system by 10–12 %. This is 7–11 % higher than the result obtained by using the MST algorithm, which performs the construction of a circuit of cable joints of a simplified topology. The change in the size and shape of the boundaries of the wind farm site resulted in an increase in the estimated electricity generation by 2.3 % and a decrease in its cost by 4 %. When optimizing the layout of wind turbines within the fixed boundaries of the site, these indicators are improved by only 1 and 2 % as compared to the original scheme.

Keywords: wind energy, offshore wind farms, wind farm layout, power loss minimization, aerodynamic effect, cost of energy, cable joints layout optimization

For citation: Obukhov S. G., Davydov D. Y. (2022) Offshore Wind Farm Layout Optimization Considering the Power Collection System Cost. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (4), 301–316. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-301-316> (in Russian)

Введение

Внедрение в энергосистемы ветроэнергетических установок (ВЭУ) – одно из перспективных направлений развития возобновляемых источников энергии в странах – членах ЕАЭС. Конкурентоспособность данного типа генерации определяется эффективностью функционирования, следовательно вопросы оптимизации ветроэлектростанций (ВЭС) актуальны для обеспечения устойчивого развития ветроэнергетики в СНГ [1, 2].

В настоящее время активно развивается ветроэнергетика морского базирования – морские ветропарки, которые, по сравнению с наземными ВЭС, потенциально обладают более высоким показателем (коэффициентом) использования установленной мощности вследствие больших скоростей ветра и стабильности морского ветрового режима.

Ежегодные данные мониторинга показывают экспоненциальный рост инвестиций в морскую (офшорную) ветроэнергетику и значительное увеличение суммарной установленной мощности ветроэлектростанций морского базирования, которая с 2009 г. выросла более чем на 10 % [3]. Технический потенциал морского ветрового энергоресурса позволяет рассматри-

вать морские ВЭС как наиболее эффективную альтернативу ВЭС наземного типа с присущими им проблемами отчуждения земель, акустического и визуального воздействия [4]. Однако сдерживающим фактором развития морской ветроэнергетики по-прежнему является высокая себестоимость электроэнергии, обусловленная существенными капиталовложениями [5]. В связи с этим актуален поиск проектно-технических решений, позволяющих минимизировать потери энергии и сократить первоначальные затраты.

Для морских ВЭС основные потери связаны с эффектом аэродинамического затенения турбин. В зависимости от схемы компоновки ветроэлектрических установок, их количества и типоразмера, характеристик ветрового режима падение производительности ВЭУ может составлять 10 % и более [6]. С целью повышения эффективности ВЭС на этапе проектирования выполняется поиск оптимальной схемы расположения турбин. Увеличение дистанции между ВЭУ позволяет снизить аэродинамические потери, однако при этом возрастает протяженность кабельных линий, что влечет за собой увеличение затрат и дополнительные потери энергии. Следовательно, для достижения общей высокой эффективности ВЭС целесообразно выполнять совместную оптимизацию компоновки ВЭУ и схемы кабельных соединений системы сбора мощности [7, 8].

Для решения обозначенной проблемы применяют различные алгоритмы и методики [9]. Часто позиции каждой турбины задаются индивидуальной переменной – парой координат или индексом ячейки компоновочной сетки. Зависимость числа искомых параметров от количества турбин приводит к увеличению вычислительной сложности алгоритма. В совокупности с тем, что оптимизация выполняется, как правило, посредством метаэвристических алгоритмов (GA, PSO и др.), в основе которых лежит метод случайного поиска, схемы характеризуются неравномерным расположением турбин. Однако большинство уже построенных морских ВЭС имеют симметричную сеточную компоновку ВЭУ, что обеспечивает существенные преимущества при монтаже и техническом обслуживании [10].

В [10] задача сведена к поиску нескольких переменных, задающих оптимальные пропорции равномерной компоновочной сетки с определенными на ней точками расположения турбин. Похожий подход использован при оптимизации формы и ориентирования участка расположения ВЭУ [11]. В данных методиках синтез схемы кабельных соединений между турбинами и подстанцией реализуется посредством поиска минимального остовного дерева (minimum spanning tree – MST), для чего используется алгоритм Прима. Таким образом можно рассчитать минимальную протяженность кабельных линий, однако невозможно адекватно оценить стоимость и потери мощности, поскольку данный алгоритм не осуществляет построение реалистичной схемы электрической сети, где каждое соединение выполнено кабелем необходимого сечения. Также важен вопрос выбора оптимального места расположения подстанции, который в вышеуказанных исследованиях не рассматривался. В [12] оптимизация выполнена с одновременным построением технически реализуемой схемы кабельной сети и учетом затрат на электрическую систему, но схемы расположения ВЭУ имеют несимметричную структуру.

Алгоритм оптимизации

Разработана методика совместной оптимизации для поиска оптимальной симметричной схемы компоновки ВЭУ и синтеза технически реализуемой схемы кабельных соединений системы сбора и передачи электрической энергии с минимизацией стоимости. Поставленная цель достигается применением генетического алгоритма (GA) [13] совместно с алгоритмом построения минимального остовного дерева с ограничением на проводимость связей (capacitated minimum spanning tree – CMST). Блок-схема алгоритма оптимизации изображена на рис. 1.

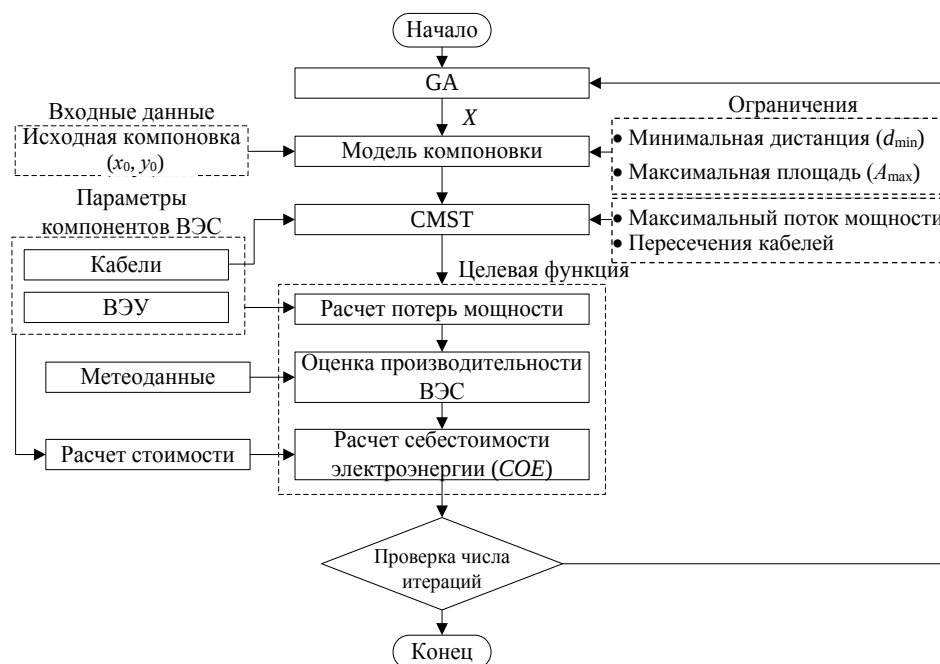


Рис. 1. Блок-схема алгоритма оптимизации

Fig. 1. Optimization algorithm flowchart

Входными данными являются некоторая начальная схема компоновки турбин, технические характеристики ВЭУ и кабелей, а также метеорологические данные, необходимые для моделирования ветрового режима и оценки производительности ВЭС. Исходная схема компоновки задается в виде массива координат (x_0, y_0) , которые определяют относительные места расположения турбин на равномерной компоновочной сетке. Задача оптимизации – поиск оптимальных значений параметров, которыми задаются геометрические размеры и форма компоновки, а также координат точки расположения подстанции:

$$X = (m_x, m_y, a_x, a_y, x_{oss}, y_{oss}),$$

где m_x, m_y – параметры масштаба, о. е.; a_x, a_y – углы осевого наклона, рад.; x_{oss}, y_{oss} – координаты точки расположения подстанции.

Необходимое условием оптимизации – ограничение минимального расстояния между ВЭУ ($d_{\min}$) и максимальной площади зоны их размещения ($A_{\max}$):

$$\sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \geq d_{\min}, \forall i \neq j; i, j = 1, 2, \dots, N_{wt};$$

$$A(X) \leq A_{\max},$$

где x, y – координаты места расположения турбины; N_{wt} – количество ВЭУ.

На следующем этапе осуществляется проектирование схемы кабельных соединений между ВЭУ и трансформаторной подстанцией. В данной работе для этого используется алгоритм Исау – Вильямса [14], выполняющий синтез сети разветвленной топологии. Процедура построения структуры схемы заключается в нахождении узлов (турбин), наиболее удаленных от центра коммуникации (подстанции), и соединении этих узлов кратчайшей связью с проверкой ограничения на проводимость (допустимый длительный ток кабеля) [15]. Нежелательно, чтобы добавляемые связи пересекались, поскольку схемы с пересекающимися кабельными линиями менее экономичны и надежны, они сложны в техническом обслуживании и ремонте [16]. Для исключения таких вариантов в процессе построения схемы выполняется устранение пересекающихся связей, идентификация которых осуществляется посредством алгоритма поиска точек пересечения группы отрезков линий [17].

На этапе оценки решений выполняется моделирование влияния аэродинамического эффекта, рассчитываются потери мощности в электрической системе и затраты на компоненты ВЭС. В качестве целевой функции используется показатель себестоимости генерируемой электроэнергии, величина которого зависит от объема выработки энергии и стоимости компонентов ВЭС:

$$COE(X) \rightarrow \min.$$

Процедуры оценки производительности ВЭС и расчета показателя целевой функции подробно описаны ниже.

Оценка производительности ветроэлектростанции

Управляемыми переменными m_x, m_y определяется масштаб расстояния между турбинами, а параметры a_x, a_y позволяют варьировать угол осевого наклона. Взаимосвязь между исходными (x_0, y_0) и преобразованными (x, y) координатами выражается зависимостями:

$$x = x_0 m_x + y_0 m_y \operatorname{tg} a_x;$$

$$y = y_0 m_y + x_0 m_x \operatorname{tg} a_y.$$

Схематический пример размещения ВЭУ с указанием расчетных параметров компоновки приведен на рис. 2.

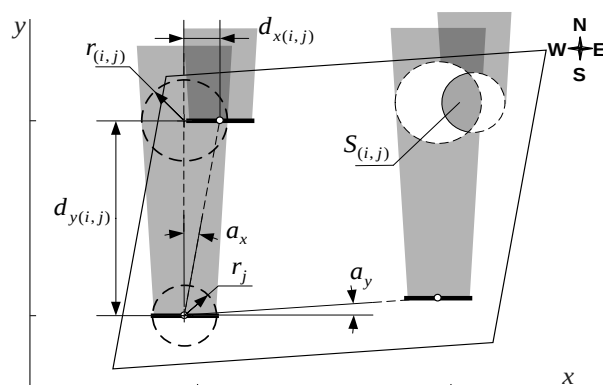


Рис. 2. Геометрические параметры схемы компоновки ветроэлектростанции с визуализацией траекторий аэродинамического следа

Fig. 2. Wind farm layout geometry characteristics with visualization of the trajectories of the aerodynamic wake

Для моделирования аэродинамического эффекта используется аналитическая модель [18]. Аэродинамический след моделируется областью конической формы, радиус поперечного сечения $r_{(i,j)}$ которой линейно зависит от расстояния между ВЭУ:

$$r_{(i,j)} = k d_{y(i,j)} + r_j,$$

где k – коэффициент ослабления аэродинамического эффекта; $d_{y(i,j)} = (y_i - y_j)$ – осевое расстояние между турбинами по направлению движения воздушного потока; r_j – радиус зоны аэродинамического следа в начальной точке (радиус ротора турбины-источника), м.

Площадь перекрытия ротора ВЭУ аэродинамическим следом определяется исходя из следующих условий:

$$S_{(i,j)} = \begin{cases} S_p & (d_{x(i,j)} < r_{(i,j)} + r_i) \wedge (d_{y(i,j)} > 0); \\ 0 & (d_{x(i,j)} \geq r_{(i,j)} + r_i) \vee (d_{y(i,j)} \leq 0), \end{cases}$$

где S_p – часть площади ротора, попадающая в область аэродинамического следа, м^2 ; $d_{x(i,j)} = |x_i - x_j|$ – поперечное расстояние между центрами осей роторов; r_i – радиус ротора ВЭУ, на которую действует аэродинамический след, м.

Скорость ветра, воздействующего на ротор i -й турбины, определяется по выражению [19]

$$v_i = v_0 \left[1 - \left(1 - \sqrt{1 - C_t(v_0)} \right) \sqrt{\sum_{j=1}^{N_{wt}} \frac{(S_{(i,j)}/S_i)^2}{\left[1 + k \left(\frac{d_{y(i,j)}}{r_j} \right) \right]^4}} \right],$$

где v_0 – скорость свободного воздушного потока, м/с ; C_t – коэффициент тяги [20]; S_i – площадь ометаемой поверхности ротора, м^2 .

Для расчета аэродинамического эффекта при разных направлениях ветра θ_d массив координат расположения ВЭУ (x, y) необходимо трансформировать путем поворота на противоположный угол:

$$\begin{aligned}x' &= x \cos \theta - y \sin \theta; \\y' &= x \sin \theta + y \cos \theta.\end{aligned}$$

С учетом статистического распределения скорости ветра ожидаемая величина генерируемой ВЭУ энергии рассчитывается следующим образом:

$$W_{wt} = \sum_{i=1}^{N_{wt}} \sum_{d=1}^{N_{wd}} \sum_{s=1}^{N_{ws}} P_{wt(i)} \left[v_i(x', y', v_s^h) \right] f(v_s^h, \theta_d) T,$$

где $P_{wt(i)}$ – рабочая характеристика ВЭУ, Вт; v_s^h – скорость ветра на высоте центра оси ротора, м/с; f – плотность распределения вероятностей по градациям направления θ_d и скорости ветра v_s^h ; N_{ws} – число градаций скорости ветра; N_{wd} – то же секторов гистограммы направления ветра; T – расчетное число часов.

Для моделирования выходной мощности ВЭУ используется полиномиальная кубическая модель аппроксимации рабочей характеристики [21]:

$$P_{wt(i)}(v_i) = \begin{cases} 0 & v < v_{in}; \\ \left(\frac{v^3 - v_{in}^3}{v_{rat}^3 - v_{in}^3} \right) P_{WTrat} & v_{in} < v < v_{rat}; \\ P_{WTrat} & v_{rat} < v < v_{up}; \\ 0 & v > v_{up}, \end{cases}$$

где P_{WTrat} – номинальная мощность ВЭУ, Вт; v_{in}, v_{rat}, v_{up} – минимальная, номинальная и максимальная рабочая скорость ВЭУ, м/с.

Потери мощности в кабельных линиях рассчитываются как

$$\Delta P_{MV/HV} = 3 \sum I_{ij}^2 R_{AC(i,j)} l_{ij},$$

где I_{ij} – расчетный ток на участке кабельной линии, А; $R_{AC(i,j)}$ – удельное сопротивление жилы кабеля переменному току, Ом/км; l_{ij} – протяженность участка кабельной линии, км.

Расчет годовой величины генерируемой энергии с учетом потерь выполняется по формуле

$$AEP_{net} = W_{wt} - (\Delta P_{MV} + \Delta P_{HV}) T,$$

где W_{wt} – количество электроэнергии, вырабатываемой всеми ВЭУ с учетом аэродинамических потерь, кВт·ч; ΔP_{MV} , ΔP_{HV} – потери мощности в кабелях системы сбора мощности и кабельной линии транспортировки энергии от морской подстанции к береговой, кВт·ч.

Оценка себестоимости электроэнергии

Оценка себестоимости генерируемой электроэнергии в данном исследовании производится без учета затрат на эксплуатацию и обслуживание

$$COE = \frac{C_{inv}}{AEP_{net}},$$

где C_{inv} – капитальные затраты на компоненты ВЭС, у. е.

Расчет капитальных затрат выполняется с использованием моделей, предложенных в [22], которые позволяют определить стоимость компонентов ВЭС по их техническим параметрам. Общая сумма первоначальных затрат рассчитана по формуле

$$C_{inv} = C_{WT} + C_{OSS} + \left(\sum c_{MV(i,j)}^F l_{ij} + c_{HV} L \right),$$

где C_{WT} – стоимость ВЭУ, у. е.; C_{OSS} – то же трансформаторов и платформы офшорной подстанции, у. е.; $c_{MV(i,j)}^F$ – то же единицы длины кабеля системы сбора мощности с сечением F , у. е./км; c_{HV} – то же единицы длины кабеля системы сбора мощности для передачи вырабатываемой электроэнергии на берег, у. е./км; L – протяженность кабеля передачи мощности от морской подстанции к береговой, км.

Анализ вариантов выполнения оптимизации

С целью оценки влияния оптимизации на общий результат проведено сравнение нескольких альтернативных подходов, различающихся алгоритмами построения схемы кабельных соединений, а также ограничениями, связанными с геометрическими размерами и формой участка компоновки турбин. Блок-схема проведения сравнительного анализа показана на рис. 3.

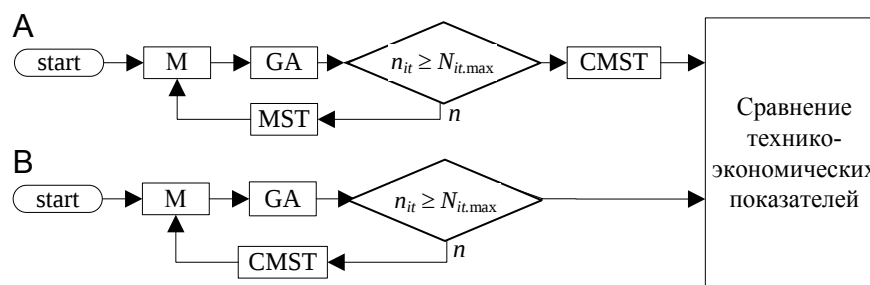


Рис. 3. Сравниваемые варианты выполнения оптимизации: М – расчетная модель ВЭС; GA – генетический алгоритм; MST – алгоритм построения минимального остоного дерева; CMST – алгоритм построения минимального остоного дерева с ограничением; n_{it} – номер итерации; $N_{it,max}$ – максимальное число итераций

Fig. 3. Optimization options being compared: M – wind farm model; GA – genetic algorithm; MST – minimum spanning tree algorithm; CMST – algorithm for constructing a minimum spanning tree with constraint; n_{it} – number of iteration; $N_{it,max}$ – maximum number of iterations

В варианте А процесс разделен на два этапа:

1) выполняется оптимизация компоновки, при которой построение схемы кабельных соединений осуществляется упрощенно, без ограничений на проводимость связей (MST-алгоритм);

2) после завершения работы алгоритма оптимизации компоновки производится синтез технически реализуемой схемы соединений (CMST-алгоритм) с выбором для каждого соединения кабеля необходимого по условиям допустимого нагрева сечения и выполняется пересчет технико-экономических показателей.

Полученные решения сравниваются с результатами оптимизационной модели В, в которой CMST-алгоритм используется непосредственно в процессе поиска оптимальной компоновки. План сравнительного анализа приведен в табл. 1.

Таблица 1

Матрица сравнительного анализа
Matrix of comparative analysis

Сравниваемый вариант выполнения оптимизации компоновки ветроэлектростанций	A1	A2	B1	B2
Оптимизация с изменением формы участка компоновки ветроэнергетических установок	–	+	–	+
Оптимизация с построением реалистичной схемы кабельных соединений (CMST)	–	–	+	+

В вариантах А1, В1 поиск оптимальной компоновки выполнялся путем расположения ВЭУ на площадке ВЭС фиксированных размеров. В альтернативном подходе форма и размер участка расположения ВЭУ варьировались в процессе оптимизации А2, В2.

Исходные данные

В качестве примера приведем результаты оптимизации компоновки ВЭС Horns Rev 1, общие технические характеристики которой представлены в табл. 2 [23].

Таблица 2

Технические характеристики ветроэлектростанции Horns Rev 1
Horns Rev 1 wind farm technical specifications

Параметр	Значение
Установленная мощность, МВт	160
Количество ветроэлектрических установок, шт.	80
Площадь участка размещения ветроэлектрических установок, км ²	20
Электрическая система	
Напряжение системы сбора мощности, кВ	35
Напряжение линии передачи мощности, кВ	150
Сечения кабелей системы сбора мощности, мм ²	150; 400
Сечение кабеля линии передачи мощности, мм ²	630
Ветроэлектрическая установка Vestas V80 [24]	
Номинальная мощность, МВт	2
Диаметр ротора, м	80
Высота центра оси ротора, м	70
Минимальная рабочая скорость, м/с	4
Номинальная рабочая скорость, м/с	16
Максимальная рабочая скорость, м/с	25

Ветроэлектрические установки скомпонованы на регулярной координатной сетке с горизонтальным осевым наклоном и расстоянием между турбинами 7D (560 м). План общего расположения ВЭС [23] и схема компоновки ВЭУ [25] показаны на рис. 4.

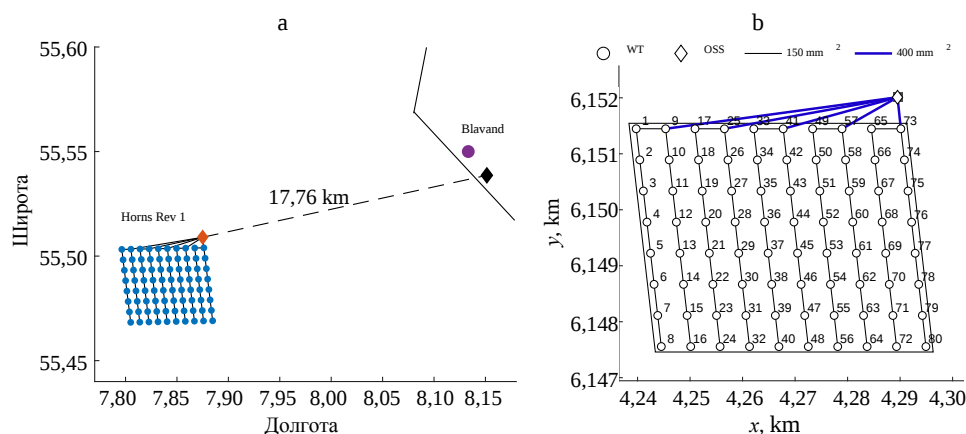


Рис. 4. План общего расположения ветроэлектростанции (а), схема компоновки ветроэлектрических установок и кабельных соединений (б): WT – ветроэлектрическая установка; OSS – морская трансформаторная подстанция

Fig. 4. The wind farm site layout (a), the wind turbines and cable joints layout (b): WT – the wind power plant; OSS – the offshore transformer substation

Необходимо отметить, что путь прокладки высоковольтного кабеля в действительности имеет более сложную траекторию [23], но в данной работе его протяженность определяется расстоянием между точкой расположения платформы морской трансформаторной подстанции и точкой размещения береговой подстанции. Характеристики кабелей, необходимые для расчета, взяты из [26, 27]. Стоимость компонентов ВЭС рассчитана по [22].

Для моделирования ветрового режима использовался временной ряд данных наблюдений скорости и направления ветра, зарегистрированных за 2014–2019 гг. на ближайшей метеорологической станции Blavand [28]. Данные скорости ветра разделены на группы по 16 секторам направления и аппроксимированы двухпараметрическим распределением Вейбулла [29]. Роза ветров, построенная на основе наблюдений, показана на рис. 5.

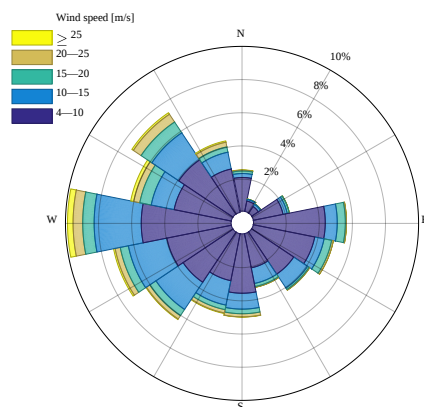


Рис. 5. Роза ветров, построенная по данным метеостанции Blavand

Fig. 5. Wind rose constructed from observed data collected at Blavand weather station

Результаты

На рис. 6 показаны схемы компоновки ВЭС, полученные при реализации различных вариантов оптимизации.

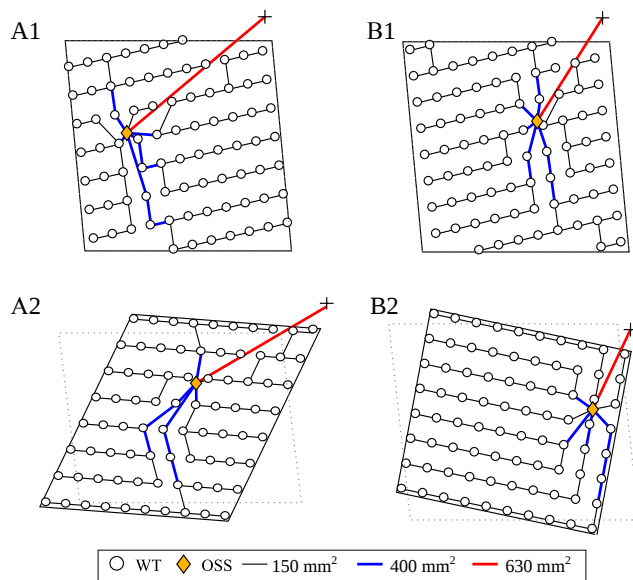


Рис. 6. Оптимизированные схемы компоновки ветроэлектростанций

Fig. 6. Optimized wind farm layout schemes

Анализ решений проводился на основе сравнения технико-экономических показателей оптимизированных схем. В качестве критериев оценки используются показатели среднегодовой выработки и потерь электроэнергии, общая протяженность и затраты на кабели системы сбора и передачи мощности, а также среднегодовая себестоимость электроэнергии. Для получения статистически значимых оценок для каждого сравниваемого варианта выполнено по 50 запусков алгоритма оптимизации. Усредненные показатели сведены в табл. 3.

Повышение производительности в большей степени обеспечивается за счет снижения потерь, связанных с эффектом аэродинамического затенения. Это достигается путем пространственного позиционирования ВЭУ, т. е. они выстраиваются таким образом, чтобы в преобладающем направлении ветра аэродинамическое взаимодействие между турбинами было сведено к минимуму. Наилучший результат получен при выполнении оптимизации без ограничения размеров и формы площадки ВЭС (варианты A2, B2), поскольку такой подход позволяет более гибко изменять схему расположения турбин, чем при компоновке в пределах заданного участка фиксированных размеров (варианты A1, B1). При этом минимальная дистанция между ВЭУ во всех случаях меньше, чем в оригинальной схеме, и в среднем составляет 6D, что позволяет сократить протяженность кабелей системы сбора мощности.

Таблица 3

Результаты оптимизации

Optimization results

Схема	Initial	A1	A2	B1	B2
Производительность ВЭС					
AEP_{gross} , ГВт·ч/г.	516,85				
ΔW_{MV} , ГВт·ч/г.	2,53	1,54	1,69	1,20	1,47
ΔW_{HV} , ГВт·ч/г.	2,74	3,25	3,37	3,16	3,07
ΔW_{wake} , ГВт·ч/г.	25,35	21,30	14,80	21,10	14,70
AEP_{net} , ГВт·ч/г.	486,30	490,70	497,00	491,40	497,60
Протяженность кабельных линий					
L_{MV} , км	53,80	44,33	45,69	40,61	40,41
L_{HV} , км	17,76	20,90	21,40	20,30	19,50
Капитальные затраты и себестоимость энергии					
C_{WT} , млн у. е.	1224				
C_T , млн у. е.	42,1				
C_{MV} , млн у. е.	118,4	95,9	98,5	84,5	85,7
C_{HV} , млн у. е.	84,4	99,2	101,8	96,5	92,6
C_{CL} , млн у. е.	202,8	195,1	200,3	181,0	178,3
COE , у. е./кВт·ч	3,020	2,977	2,950	2,945	2,902
Примечания: AEP_{gross} – объем валового производства электроэнергии ветроэлектростанции за год (без учета потерь мощности), ГВт·ч/г.; ΔW_{MV} – среднегодовые потери энергии в кабелях системы сбора мощности, ГВт·ч/г.; ΔW_{HV} – то же в кабеле передачи мощности до береговой трансформаторной подстанции, ГВт·ч/г.; ΔW_{wake} – потери электроэнергии из-за аэродинамического затенения турбин, ГВт·ч/г.; L_{MV}, L_{HV} – протяженность кабельных линий системы сбора и передачи мощности, км; C_T – стоимость офшорной подстанции, млн. у. е.; C_{MV} – затраты на кабели системы сбора мощности, млн у. е.; C_{HV} – затраты на кабели для передачи вырабатываемой электроэнергии на берег, млн у. е.; C_{CL} – суммарные затраты на кабели, млн у. е.					

Алгоритм синтеза схемы кабельных соединений также оказывает влияние на результат оптимизации. На диаграмме (рис. 7) приведено сопоставление показателей схем, при оптимизации которых использовались два альтернативных алгоритма построения структуры схемы кабельных соединений.

Построение схемы кабельных соединений, выполняемое посредством CMST-алгоритма в процессе оптимизации компоновки (варианты B1, B2), позволило существенно снизить стоимость электрической системы и потери энергии в кабелях системы сбора мощности. Использование упрощенной методики на основе MST-алгоритма приводит к завышению данных показателей. Стоит отметить, что в этом конкретном случае различие в алгоритмах построения схемы соединений не оказало влияния на качество компоновки турбин, так как потери мощности от аэродинамического затенения для вариантов A1 и B1, а также A2 и B2 различаются незначительно.

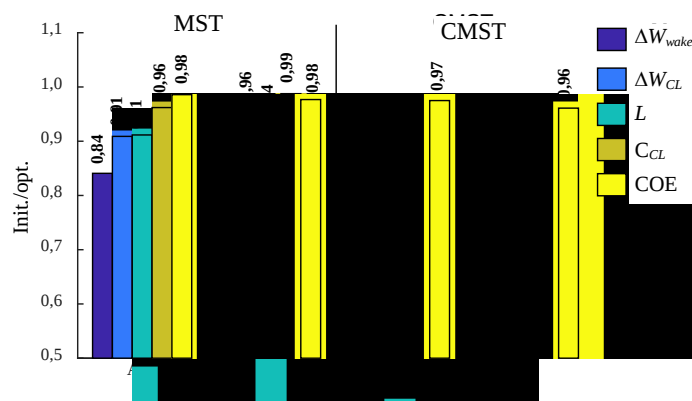


Рис. 7. Сравнение результатов оптимизации с показателями исходной компоновки

Fig. 7. Comparison of optimization results with the indicators of the original layout

Снижению протяженности кабелей системы сбора мощности, помимо уменьшения дистанции между ВЭУ, также способствует перенос места расположения подстанции внутрь массива ВЭС. Несмотря на то что при этом во всех случаях увеличивается протяженность кабельной линии передачи мощности на берег, затраты на нее компенсируются снижением стоимости кабелей между турбинами и подстанцией.

ВЫВОД

Предложена методика оптимизации компоновки ветроэлектростанции, выполняемой совместно с построением технически реализуемой схемы кабельных соединений электрической системы сбора мощности. Используемый подход позволяет выполнить поиск оптимальной схемы расположения ветроэлектрических установок стандартной симметричной компоновки и одновременно с этим оптимизировать структуру системы сбора мощности. Анализ эффективности, проведенный на примере выполнения оптимизации схемы существующей ветроэлектростанции Horns Rev 1, показал значительные преимущества предложенной методики. Результаты демонстрируют возможность снижения стоимости электрической системы на 10 и 12 %, что на 7 и 11 % превосходит результат, полученный при использовании MST-алгоритма. В совокупности с более удачной схемой компоновки турбин это позволяет повысить среднегодовую выработку энергии на 1 и 2,3 % и снизить себестоимость электроэнергии на 2 и 4 %. Предложенная методика может использоваться при проектировании ветроэлектростанций, поскольку позволяет упростить задачу выбора оптимальных проектных решений и их технико-экономического обоснования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Марченко, О. В. Конкурентоспособность солнечных и ветровых электростанций в странах СНГ / О. В. Марченко, С. В. Соломин // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2020. Т. 63, № 4. С. 301–311. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-4-301-311>.

2. Петруша, Ю. С. Перспективы развития ветроэнергетики в Республике Беларусь / Ю. С. Петруша, Н. А. Попкова // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2019. Т. 62, № 2. С. 124–134. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-124-134>.
3. Global Wind Energy Council. Global Offshore Wind Report 2020 [Electronic Resource]. Mode of access: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020>.
4. A Review on Development of Offshore Wind Energy Conversion System / J. Li [et al.] // International Journal of Energy Research. 2020. Vol. 44, Iss. 12. P. 9283–9297. <https://doi.org/10.1002/er.5751>.
5. U. S. Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2020. Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources [Electronic Resource]. Mode of access: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf.
6. Modelling and Measuring Flow and Wind Turbine Wakes in Large Wind Farms Offshore / R. J. Barthelmie [et al.] // Wind Energy. 2009. Vol. 12, Iss. 5. P. 431–444. <https://doi.org/10.1002/we.348>.
7. Давыдов, Д. Ю. Оптимизация расположения ветроустановок с учетом аэродинамического взаимовлияния и протяженности кабельных линий сети сбора мощности / Д. Ю. Давыдов, С. Г. Обухов // Энергосбережение и водоподготовка. 2020. Т. 125, № 3. С. 30–34.
8. A Review of Offshore Wind Farm Layout Optimization and Electrical System Design Methods / P. Hou [et al.] // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2019. Vol. 7. P. 975–986. <https://doi.org/10.1007/s40565-019-0550-5>.
9. A Review of Methodological Approaches for the Design and Optimization of Wind Farms / J. F. Herbert-Acero [et al.] // Energies. 2014. Vol. 7, Iss. 11. P. 6930–7016. <https://doi.org/10.3390/en7116930>.
10. Optimal Wind-Turbine Micro-Siting of Offshore Wind Farms: A Grid-Like Layout Approach / J. S. Gonzalez [et al.] // Applied Energy. 2017. Vol. 200. P. 28–38. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.071>.
11. Feng, J. Co-Optimization of the Shape, Orientation and Layout of Offshore Wind Farms / J. Feng, W. Z. Shen // Journal of Physics: Conference Series. 2020. Vol. 1618. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1618/4/042023>.
12. Combined Optimization for Offshore Wind Turbine Micro Siting / P. Hou [et al.] // Applied Energy. 2017. Vol. 189. P. 271–282. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.11.083>.
13. Elkinton, C. N. Algorithms for Offshore Wind Farm Layout Optimization / C. N. Elkinton, J. F. Manwell, J. G. McGowan // Wind Engineering. 2008. Vol. 1, Iss. 1. P. 67–84. <https://doi.org/10.1260/030952408784305877>.
14. Esau, L. R. On Teleprocessing System Design: Part II a Method for Approximating the Optimal Network / L. R. Esau, K. C. Williams // IBM Systems Journal. 1966. Vol. 5, Iss. 3. P. 142–147. <https://doi.org/10.1147/sj.53.0142>.
15. Katsouris, G. Infield Cable Topology Optimization of Offshore Wind Farms: Master of Science Thesis / G. Katsouris. Delft University of Technology. Delft, 2015. 86 p.
16. Fischetti, M. Optimal Wind Farm Cable Routing: Modeling Branches and Offshore Transformer Modules / M. Fischetti, D. Pisinger // Networks. 2018. Vol. 72, Iss. 1. P. 42–59. <https://doi.org/10.1002/net.21804>.
17. Erdem, U. M. Fast Line Segment Intersection. MATLAB Central File Exchange [Electronic Resource]. 2010. Mode of access: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/27205-fast-line-segment-intersection>.
18. Katic, I. A Simple Model for Cluster Efficiency / I. Katic, J. Hojstrup, N. Jensen // EWEC'86. European Wind Energy Association Conference and Exhibition. Proceedings Vol. 1. Rome, 1987. P. 407–410.
19. Feng, J. Solving the Wind Farm Layout Optimization Problem Using Random Search Algorithm / J. Feng, W. Z. Shen // Renewable Energy. 2015. Vol. 78. P. 182–192. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.005>.
20. Frohboese, P. Thrust Coefficients Used for Estimation of Wake Effects for Fatigue Load Calculation / P. Frohboese, C. Schmuck // European Wind Energy Conference and Exhibition. Warsaw, 2010.

21. Обухов, С. Г. Методика оптимизации состава оборудования электроэнергетических систем на основе возобновляемых источников энергии / С. Г. Обухов, Г. Н. Климова, А. Ибрагим // Вестник ИГЭУ. 2020. № 6. С. 25–38.
 22. Lundberg, S. Performance Comparison of Wind Park Configurations: Technical Report No 30R / S. Lundberg. Chalmers University of Technology, 2003. 202 p.
 23. Gerdes, G. Case Study: European Offshore Wind Farms – A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms / G. Gerdes, A. Tiedemann, S. Zeelenberg. Groningen: University of Groningen, 2008. 158 p.
 24. Vestas V80 Offshore. [Electronic Resource]. Mode of access: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/668-vestas-v80-offshore>. Date of access: 15.12.2020.
 25. The Kingfisher Information Service – Offshore Renewable & Cable Awareness Project (KIS-ORCA). Horns Rev 1 Awareness Chart [Electronic Resource]. Mode of access: <https://kis-orca.org/wp-content/uploads/2022/03/Chart-38-Horns-Rev-1.pdf>. Date of access: 15.12.2020.
 26. Nexans Submarine Power Cables [Electronic Resource]. Mode of access: https://www.nexans.com/Germany/2013/SubmPowCables_FINAL_10jun13_engl.pdf. Date of access: 16.12.2020.
 27. XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems: User's Guide [Electronic Resource]. Mode of access: <https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf>. Date of Access: 16.12.2020.
 28. RP5 Weather Archive in Blavand [Electronic Resource]. Mode of access: https://rp5.md/Weather_archive_in_Blavand. Date of access: 16.12.2020.
 29. Обухов, С. Г. Сравнительный анализ методов оценки параметров распределения Вейбулла для повышения точности прогнозирования ветроэнергетического потенциала / С. Г. Обухов, Д. Ю. Давыдов // Международный технико-экономический журнал. 2019. № 5. С. 7–15. <https://doi.org/10.34286/1995-4646-2019-68-5-7-15>.
- Поступила 29.01.2021 Подписана в печать 24.12.2021 Опубликовано онлайн 29.07.2022

REFERENCES

1. Marchenko O. V., Solomin S. V. (2020) Competitiveness of Solar and Wind Power Plants in the Countries of the Commonwealth of Independent States. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (4), 301–311. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-4-301-311> (in Russian).
2. Petrusha U. S., Papkova N. A. (2019) The Prospects for Wind Energy Development in the Republic of Belarus. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (2), 124–134. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-124-134> (in Russian).
3. Global Wind Energy Council. *Global Offshore Wind Report 2020*. Available at: <https://gwec.net/global-offshore-wind-report-2020>.
4. Li J., Wang G., Li Z., Yang S., Chong W. T., Xiang X. (2020) A Review on Development of Offshore Wind Energy Conversion System. *International Journal of Energy Research*, 44 (12), 9283–9297. <https://doi.org/10.1002/er.5751>.
5. U. S. Energy Information Administration's Annual Energy Outlook 2020. *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources*. Available at: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/electricity_generation.pdf.
6. Barthelmie R. J., Hansen K., Frandsen S. T., Rathmann O., Schepers J. G., Schlez W., Phillips J., Rados K., Zervos A., Politis E. S., Chaviaropoulos P. K. (2009). Modelling and Measuring Flow and Wind Turbine Wakes in Large Wind Farms Offshore. *Wind Energy*, 12 (5), 431–444. <https://doi.org/10.1002/we.348>.
7. Davydov D. Y., Obukhov S. G. (2020) Wind Farm Layout Optimization Considering Wake Effects and Length of Power Collection Cables. *Energobezrezhenie i Vodopodgotovka = Energysaving and Watertreatment*, 125 (3), 30–34 (in Russian).
8. Hou P., Zhu J., Ma K., Yang G., Hu W., Chen Z. (2019) A Review of Offshore Wind Farm Layout Optimization and Electrical System Design Methods. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 7, 975–986. <https://doi.org/10.1007/s40565-019-0550-5>.

9. Herbert-Acero J. F., Probst O., Réthoré P., Larsen G. C., Castillo-Villar K. K. (2014) A Review of Methodological Approaches for the Design and Optimization of Wind Farms. *Energies*, 7 (11), 6930–7016. <https://doi.org/10.3390/en7116930>.
10. González J., Trigo-García A., Payán M., Santos J., González Rodríguez A. (2017) Optimal Wind-Turbine Micro-Siting of Offshore Wind Farms: A Grid-Like Layout Approach. *Applied Energy*, 200, 28–38. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.071>.
11. Feng J., Shen W. Z. (2020) Co-Optimization of the Shape, Orientation and Layout of Offshore Wind Farms. *Journal of Physics: Conference Series*, 1618, 042023. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1618/4/042023>.
12. Hou P., Hu W., Soltani M., Chen C., Chen Z. (2017) Combined Optimization for Offshore Wind Turbine Micro Siting. *Applied Energy*, 189, 271–282. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.11.083>.
13. Elkinton C. N., Manwell J. F., McGowan J. G. (2008) Algorithms for Offshore Wind Farm Layout Optimization. *Wind Engineering*, 32 (1), 67–84. <https://doi.org/10.1260/030952408784305877>.
14. Esau L. R., Williams K. C. (1966) On Teleprocessing System Design: Part II a Method for Approximating the Optimal Network. *IBM Systems Journal*, 5 (3), 142–147. <https://doi.org/10.1147/sj.53.0142>.
15. Katsouris G. (2015) *Infield Cable Topology Optimization of Offshore Wind Farms: Master of Science Thesis*. Delft, Delft University of Technology. 86.
16. Fischetti M., Pisinger D. (2018) Optimal Wind Farm Cable Routing: Modeling Branches and Offshore Transformer Modules. *Networks*, 72 (1), 42–59. <https://doi.org/10.1002/net.21804>.
17. Erdem U. M. (2010) *Fast Line Segment Intersection. MATLAB Central File Exchange*. Available at: <https://www.mathworks.com/matlabcentral/fileexchange/27205-fast-line-segment-intersection>.
18. Katic I., Hojstrup J., Jensen N. (1987) A Simple Model for Cluster Efficiency. *EWEC'86. Proceedings. European Wind Energy Association Conference and Exhibition Vol. 1*. Rome, 407–410.
19. Feng J., Shen W. Z. (2015) Solving the Wind Farm Layout Optimization Problem Using Random Search Algorithm. *Renewable Energy*, 78, 182–192. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.01.005>.
20. Frohboese P., Schmuck C. (2010) Thrust Coefficients Used for Estimation of Wake Effects for Fatigue Load Calculation. *European Wind Energy Conference and Exhibition*. Warsaw.
21. Obukhov S. G., Klimova G. N., Ibrahim A. (2020) Methodology of Optimum Unit Commitment of Energy Systems with Renewable Energy Sources. *Vestnik IGEU = Vestnik of Ivanovo State Power Engineering University*, (6), 25–38 (in Russian).
22. Lundberg S. (2003) *Performance Comparison of Wind Park Configurations*. Technical Report No 30R. Goteborg, Chalmers University of Technology. 202.
23. Gerdes G., Tiedemann A., Zeelenberg S. (2008) Case Study: European Offshore Wind Farms – A Survey for the Analysis of the Experiences and Lessons Learnt by Developers of Offshore Wind Farms. S. l. University of Groningen. 158.
24. *Vestas V80 Offshore*. Available at: <https://en.wind-turbine-models.com/turbines/668-vestas-v80-offshore> (Accessed 15 December 2020).
25. The Kingfisher Information Service – Offshore Renewable & Cable Awareness project (KIS-ORCA). Horns Rev 1 Awareness Chart. Available at: <https://kis-orca.org/wp-content/uploads/2022/03/Chart-38-Horns-Rev-1.pdf> (Accessed 15 December 2020).
26. *Nexans Submarine Power Cables*. Available at: https://www.nexans.com/Germany/2013/SubmPowCables_FINAL_10jun13_engl.pdf (Accessed 16 December 2020).
27. *XLPE Submarine Cable Systems Attachment to XLPE Land Cable Systems: User's Guide*. Available at: <https://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/xlpe-submarine-cable-systems-2gm5007.pdf>. (Accessed 16 December 2020).
28. *RP5 Weather Archive in Blavand*. Available at: https://rp5.md/Weather_archive_in_Blavand (Accessed 16 December 2020).
29. Obukhov S. G., Davydov D. Y. (2019) Comparative Study of Methods for Estimating Weibull Parameters to Improve Accuracy of Probabilistic Wind Energy Models. *Mezhdunarodnyi Tekhniko-Ekonomicheskii Zhurnal = The International Technical-Economic Journal*, 5, 7–15. <https://doi.org/10.34286/1995-4646-2019-68-5-7-15> (in Russian).

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-317-330>

УДК 621.316.721.1

Подавление пульсаций управляемых выпрямителей для питания магнитных систем

М. С. Лурье¹⁾, О. М. Лурье¹⁾, А. С. Фролов¹⁾

¹⁾Сибирский государственный университет науки и технологий
имени академика М. Ф. Решетнева (Красноярск, Российская Федерация)

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

Реферат. К установкам, связанным с регулируемыми источниками постоянного тока, предъявляется ряд требований, среди которых малые пульсации напряжения и тока в нагрузке, а также широкий диапазон изменения выходного тока. Такие установки традиционно строятся на управляемых выпрямителях или широтно-импульсных преобразователях, в которых всегда присутствуют пульсации напряжения. В статье рассмотрен метод снижения пульсаций напряжения мощных выпрямителей для питания магнитных систем, основанный на введении в цепь нагрузки компенсирующего напряжения, равного по величине и противоположного по фазе напряжению пульсаций. Показана возможность применения компенсаторов пульсаций, подключаемых параллельно и последовательно с нагрузкой. Приведены методы получения компенсирующего напряжения. Для исключения подмагничивания трансформатора компенсатор пульсаций предлагается применять несколько вариантов его исполнения и включения. Проанализированы практические схемы пассивных компенсаторов (с цепью размагничивания и бифилярной обмоткой). Рассмотрена проблема разработки компенсаторов пульсаций для многофазных выпрямителей, а также пути ее решения. Приведены практические рекомендации по выбору материала сердечника и расчету трансформатора. На основе теоретических и практических соображений по проектированию компенсаторов пульсаций разработаны имитационные модели в пакете Simulink программы MATLAB. Представлена методика исследования компенсаторов пульсаций на разработанных имитационных моделях симметричного 12-пульсного выпрямителя. Результаты имитационного моделирования пассивных компенсаторов пульсаций, выполненных в двух вариантах, показали их эффективность при относительно несложной схеме и невысоких экономических затратах. Время установления заданного тока в системе при наличии компенсатора пульсаций увеличивается не более чем на 3 %, а точность и стабильность работы не изменяются.

Ключевые слова: регулирование постоянного тока, нагрузка, пульсации напряжения и тока, компенсация пульсаций, цепь размагничивания, бифилярная обмотка, моделирование, имитационная модель

Для цитирования: Лурье, М. С. Подавление пульсаций управляемых выпрямителей для питания магнитных систем / М. С. Лурье, О. М. Лурье, А. С. Фролов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 4. С. 317–330. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-317-330>

Адрес для переписки

Лурье Михаил Семенович
Сибирский государственный университет науки
и технологий имени академика М. Ф. Решетнева
просп. им. Газеты «Красноярский рабочий», 31,
660037, г. Красноярск, Российская Федерация
Тел.: +7 391 222-73-19
sibgtu-frolov@rambler.ru

Address for correspondence

Lur'e Mikhail S.
Reshetnev Siberian State University
of Science and Technology
31, Krasnoyarsky Rabochy Ave.,
660037, Krasnoyarsk, Russian Federation
Tel.: +7 391 222-73-19
sibgtu-frolov@rambler.ru

Suppression of Ripples of Controllable Rectifiers for Power Supply of Magnetic Systems

M. S. Lur'e¹⁾, O. M. Lur'e¹⁾, A. S. Frolov¹⁾

¹⁾Reshetnev Siberian State University of Science and Technology
(Krasnoyarsk, Russian Federation)

Abstract. A number of requirements are imposed on installations associated with regulated DC sources, including low voltage and current ripple in the load, as well as a wide range of output current variation. Such installations are traditionally made on controlled rectifiers or pulse-width converters in which voltage ripples are always present. The paper considers a method for reducing the voltage ripple of powerful rectifiers for powering magnetic systems based on the insertion of a compensating voltage equal in magnitude and opposite in phase to the ripple voltage into the load circuit. The possibility of using ripple compensators connected in parallel and in series with the load, as well as methods of obtaining a compensating voltage is shown. Methods for obtaining compensating voltage are given. In order to exclude the magnetization of the ripple compensator transformer, it is proposed to use several versions of the compensating transformer and the inclusion of ripple compensators. Practical schemes of passive compensators (with a demagnetizing circuit and a bifilar winding) are analyzed. The problem of developing ripple compensators for multiphase rectifiers, as well as ways to solve it, is considered. Practical recommendations for choosing a core material and calculating a transformer are given. On the basis of the presented theoretical and practical considerations for the design of the ripple compensators, simulation models have been developed in the Simulink package of the MATLAB program. A technique for studying ripple compensators using the simulation models of a symmetrical 12-pulse rectifier that has been developed is presented. The results of simulation of passive ripple compensators, performed in two versions, showed their effectiveness, while the scheme was relatively simple and economic costs were relatively low. Also, the time of setting the set current in the system in the presence of a ripple compensator increases by no more than 3 %, and the accuracy and stability of operation do not change.

Keywords: DC regulation, load, voltage and current ripple, ripple compensation, demagnetization circuit, bifilar winding, modeling, simulation model

For citation: Lur'e M. S., Lur'e O. M., Frolov A. S. (2022) Suppression of Ripples of Controllable Rectifiers for Power Supply of Magnetic Systems. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (4), 317–330. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-317-330> (in Russian)

Введение

В современных установках для физических исследований, системах точного электропривода в радиоэлектронной, электрохимической и других отраслях промышленности в ряде случаев необходимы мощные регулируемые источники постоянного тока для питания магнитных систем. Обычно их мощность превышает 10 кВт. Основное требование к данным устройствам – малые пульсации напряжения и тока в нагрузке (менее 0,01 %) и широкий (до 100) диапазон изменения выходного тока. Такие устройства часто называют прецизионными стабилизаторами тока [1]. Их строят на управляемых выпрямителях (УВ) [2] или широтно-импульсных преобразователях (ШИП) [3, 4]. На выходе УВ и ШИП всегда присутствуют пульсации напряжения, которые существенно возрастают при регулировании выходного напряжения преобразователей [5, 6].

Недостатком ШИП является высокий уровень электромагнитных помех, нарушающих работу расположенной поблизости электронной аппаратуры, что вынуждает принимать сложные меры по экранированию всего силового оборудования [7]. В УВ частота пульсаций и уровень гармоник выходного напряжения даже при глубоком регулировании значительно ниже, чем в ШИП, поэтому они создают меньше электромагнитных помех, но требуют специальных мер по снижению пульсаций напряжения и тока в нагрузке.

Нагрузкой прецизионных стабилизаторов тока служит мощный электромагнит с кованым или литым сердечником, схема замещения которого показана на рис. 1, где R_M , L_M – сопротивление и индуктивность обмотки электромагнита; L_S , R_S – индуктивность рассеяния и эквивалентное сопротивление потерь в сердечнике. Активно-индуктивный характер нагрузки способствует снижению пульсаций тока, но из-за потерь энергии в цельном сердечнике и большой индуктивности рассеяния реальная проводимость электромагнита для первой гармоники пульсаций может быть значительно больше, чем у идеальной активно-индуктивной цепи. Например, на рис. 1 сплошной линией показана амплитудно-частотная характеристика (АЧХ) электромагнита ядерного магнитного анализатора на ток 100 А [8]. Параметры его схемы замещения: $R_M = 5$ Ом; $L_M = 5$ Гн, $L_S = 0,1$ Гн; $R_S = 200$ Ом. Для сравнения на рис. 1 пунктирной линией показана АЧХ идеальной активно-индуктивной цепи с теми же значениями активного сопротивления и индуктивности.

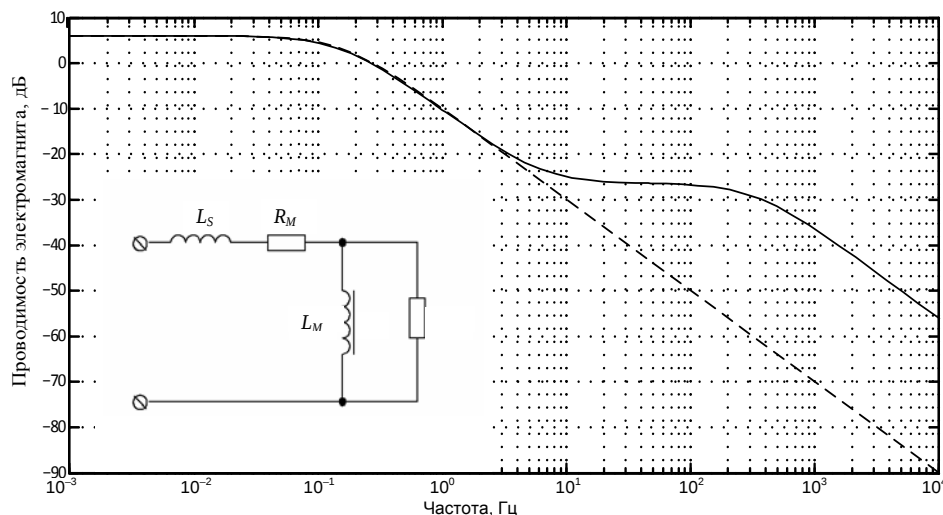


Рис. 1. Схема замещения и амплитудно-частотная характеристика мощного электромагнита на литом ферромагнитном сердечнике

Fig. 1. Equivalent circuit and amplitude-frequency response of a powerful electromagnet on a cast ferromagnetic core

Для снижения пульсаций питающего постоянного напряжения применяют многофазные управляемые выпрямители, имеющие 12, 18 и более

фаз [9, 10]. Но амплитуды первых гармоник пульсаций их выходных напряжений все же остаются значительными для питания прецизионных систем. На рис. 2 приведены постоянная составляющая $U_d(0)$ и амплитуды первых пяти гармоник (от 600 до 3000 Гц) пульсаций выходного напряжения 12-пульсного УВ в зависимости от угла регулирования.

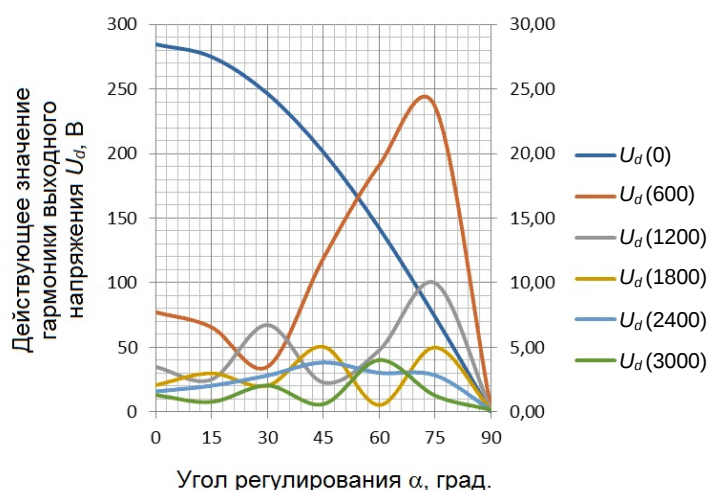


Рис. 2. Спектр выходного напряжения 12-пульсного управляемого выпрямителя при активно-индуктивной нагрузке (правая шкала – для первой и высших гармоник)

Fig. 2. The spectrum of the output voltage of a 12-phase controlled rectifier at an active-inductive load (right scale – for the first and higher harmonics)

В мощных выпрямителях использование пассивных фильтров для снижения пульсаций можно считать экономически и технически нецелесообразным, так как требуется наличие дросселей с большой индуктивностью, рассчитанных на полный ток нагрузки, и конденсаторов большой емкости [11]. Намного более экономичны резонансные фильтры, но они чувствительны к частоте питающей сети [12], поэтому их характеристики оказываются недостаточно стабильными [13–15]. В данной работе рассматривается одна из возможностей по снижению уровня пульсаций выходного напряжения управляемых выпрямителей, а также имитационная модель симметричного 12-пульсного выпрямителя.

Теоретическая часть

В [8, 16] рассмотрена возможность применения компенсаторов пульсаций (КП), представляющих собой генераторы переменного компенсирующего напряжения, направленного в противофазе к напряжению пульсаций. Такие устройства могут включаться параллельно и последовательно с нагрузкой. В большинстве случаев, когда внутреннее сопротивление выпрямителя мало по отношению к сопротивлению нагрузки, предпочтительна последовательная схема КП, поэтому далее будем рассматривать только ее.

Амплитуда компенсирующего напряжения должна быть равна компенсируемой гармонике пульсаций, а фаза – сдвинута по отношению к ней на $180^\circ (2k-1)$. Но практически между компенсирующими и компенсируемыми напряжениями i -х гармоник есть некоторые сдвиги по фазе, отличающиеся от требуемого значения, а их амплитуды неточно соответствуют друг другу.

Найдем условия для амплитуд и фаз компенсирующих напряжений, обеспечивающие эффективное подавление пульсаций. Для этого определим результирующее напряжение, полученное как разность напряжений i -й гармоники компенсируемого и компенсирующего напряжений (ΔU_i), и, разделив на него амплитуду напряжения компенсируемой гармоники U_i , запишем выражение для коэффициента подавления напряжения i -й гармоники K_i

$$K_i = \frac{1}{\sqrt{A_i^2 + 1 - 2A_i \cos \phi_i}} = \frac{U_i}{\Delta U_i}, \quad (1)$$

где $A_i = U_{ki}/U_i$ – амплитудная характеристика компенсатора пульсаций на i -й гармонике; U_{ki} – амплитуда компенсирующего напряжения i -й гармоники; U_i – то же напряжения i -й гармоники; ϕ_i – допустимое расхождение фаз между компенсируемым и компенсирующим напряжениями.

По (1) рассчитаем области, в которых должны лежать A_i и ϕ_i (на частоте i -й гармоники) для подавления пульсаций в K_i раз. На рис. 3 графически показано соотношение (1) для произвольной гармоники.

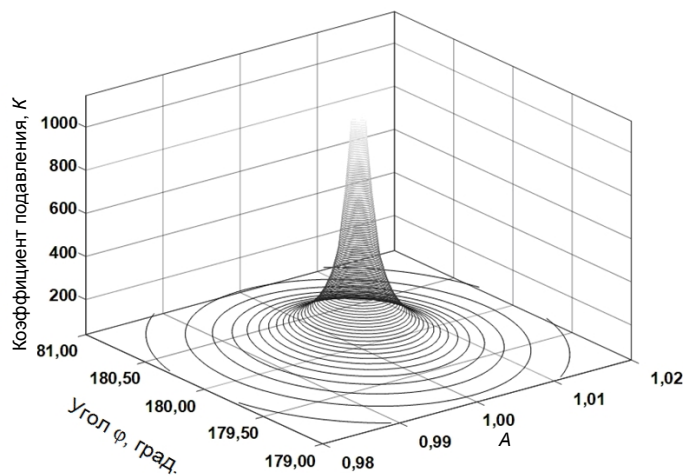


Рис. 3. Зависимость коэффициента подавления от амплитудно-частотной характеристики подавителя пульсаций

Fig. 3. Dependence of the suppression coefficient on amplitude-frequency response of the ripple suppressor

Теоретически КП позволяет получить высокий коэффициент подавления при соблюдении малых отклонений амплитуды и фазы между требуемыми значениями компенсируемой и компенсирующей гармоник выходного напряжения выпрямителя.

Для введения компенсирующего напряжения в силовую цепь используют трансформаторы [17]. Основные недостатки последовательной компенсации пульсаций – необходимость применения трансформатора (Тр), рассчитанного на полный ток нагрузки, и подмагничивание его сердечника. Поэтому трансформатор изготавливается с зазором или размагничивающей обмоткой.

По методу получения компенсирующего напряжения схемы КП делятся на пассивные и активные. Рассмотрим первый тип таких устройств (рис. 4). В них напряжение гармоник отсекается от постоянной составляющей на выходе выпрямителя конденсатором большой емкости C и подается на компенсирующую обмотку $w1$. Рабочая обмотка $w2$ при этом включается последовательно с нагрузкой. Обмотки имеют одинаковое число витков.

Для ликвидации подмагничивания магнитопровода трансформатора КП возможны два варианта исполнения компенсирующего трансформатора и включения КП [18]. В первом применяют третью обмотку для размагничивания $w3$ с большим числом витков, ток в которой может быть меньше тока нагрузки и пропорционален отношению $w3/w1$ (рис. 4а). Во втором варианте используют трансформатор с тремя одинаковыми по числу витков обмотками, две из которых ($w2, w3$) имеют бифилярную намотку и соединяются последовательно. Включение параллельно обмотке $w3$ конденсатора большой емкости позволяет разделить постоянную составляющую тока нагрузки, которая, проходя через данную обмотку, размагничивает сердечник и высшие гармоники компенсирующего напряжения. Последние замыкаются накоротко конденсатором $C2$ (рис. 4б).

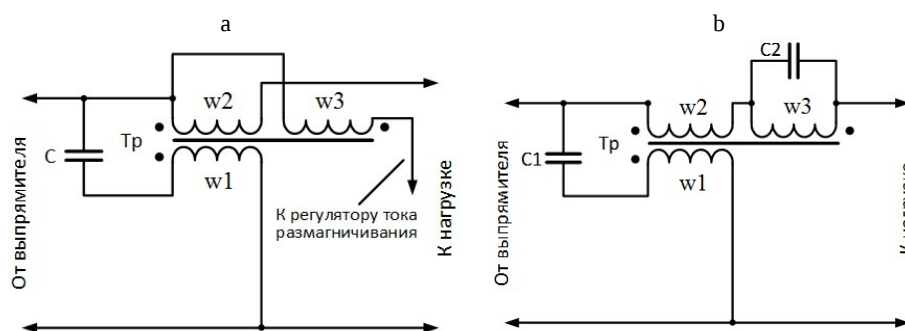


Рис. 4. Пассивные компенсаторы пульсаций:
а – с цепью размагничивания; б – с бифилярной обмоткой

Fig. 4. Passive ripple compensators:
а – with a demagnetization circuit; б – with bifilar winding

Основной проблемой при разработке КП для многофазных выпрямителей является выбор материала сердечника и расчет трансформатора, поскольку рабочие частоты гармоник достаточно велики (до 3–6 кГц). Поэтому использование обычной трансформаторной стали не дает ожида-

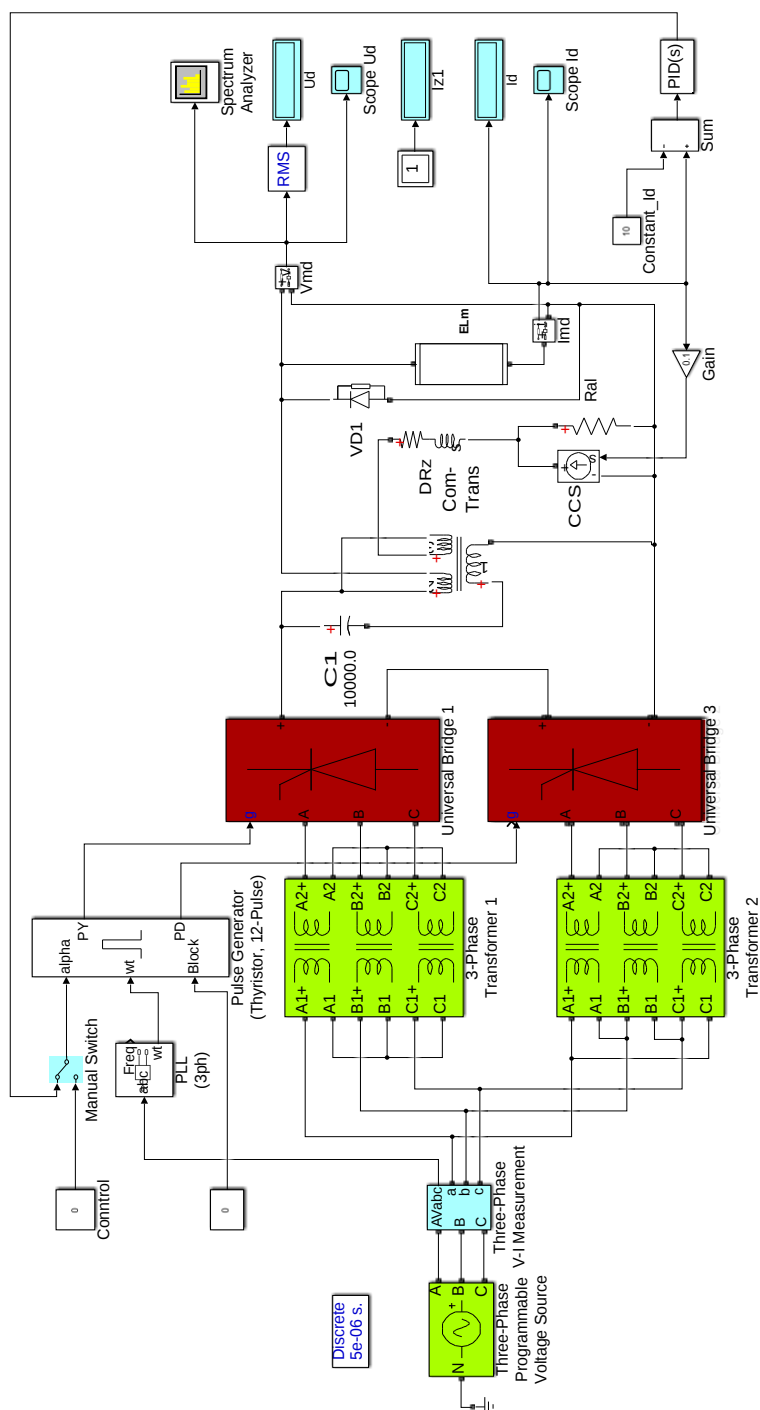
емого эффекта, слишком велики потери в магнитопроводе. В последнее время доступны магнитопроводы из аморфных и нанокристаллических сплавов, например из сплава ГАММАМЕТ [19]. Они изготавливаются из ленты толщиной 25 мкм с нанокристаллической структурой. Лента получается методом быстрой закалки из сплава на основе железа, имеющего высокие индукцию насыщения и магнитную проницаемость, низкие коэрцитивную силу и магнитные потери. Параметры трансформатора на основе такого магнитопровода: марка сердечника ОКЛ 140/220-50, рабочая, компенсирующая и бифилярная обмотки по 6 витков медной шиной сечением $25,205 \text{ мм}^2$ ($3,55 \times 7,10 \text{ мм}$), постоянный ток рабочей обмотки 50 А, переменная составляющая тока 5 А, основная рабочая частота 600 Гц, напряжение на рабочей обмотке 28 В при максимальной индукции 0,98 Тл. Для первого варианта КП обмотка размагничивания имеет 60 витков круглого провода диаметром 2,5 мм. Для второго варианта КП трансформатор имеет три одинаковые обмотки по шесть витков сечения $25,205 \text{ мм}^2$.

Для анализа предложенных схем разработаны имитационные модели [20] в пакете Simulink программы MATLAB.

На рис. 5 приведена модель 12-пульсного управляемого тиристорного выпрямителя с КП, имеющим размагничивающую обмотку. На рис. 6 дана модель того же выпрямителя, но с КП, снабженным бифилярной намоткой. Обе модели обеспечивают управление УВ в ручном или автоматическом режиме. При ручном управлении с помощью блока Control можно задавать любой угол управления (угол отпираания тиристорov) от 0 до 90°. В режиме автоматического управления УВ с помощью блока Constant_Id задается желаемый ток нагрузки в пределах от 0 до 56 А. Переключение с ручного на автоматический режим производится блоком переключателя Manual Switch.

Каждая модель состоит из источника трехфазного переменного тока промышленной частоты с заземленной нейтралью Three-Phase Programmable Voltage Source и двух трансформаторов 3-Phase Transformer 1, 3-Phase Transformer 2, один из которых включен по схеме Y/Y, второй – по схеме Δ/Y с равными фазными напряжениями на вторичных обмотках. Выпрямитель представляет собой две последовательно включенные трехфазные мостовые схемы Ларионова (блоки Universal Bridge 1, Universal Bridge 2). Нагрузка, шунтированная обратным диодом VD1, выполнена в виде подсистемы Elm по схеме, показанной на рис. 1. Блоки Three-Phase V-I Measurement, Pulse Generator (Thyristor, 12-Pulse), PLL (3ph) и Control составляют систему управления УВ. Пропорционально-интегральный регулятор PID(s) осуществляет автоматическое регулирование тока нагрузки. Блок задатчика тока Constant_Id определяет требуемый ток. Его сигнал вычитается блоком Sum из сигнала с датчика тока Id и подается на блок PID(s), замыкая тем самым обратную связь. Вольтметры и амперметры Vmd, Imd с соответствующими дисплеями Ud, Id, осциллографы Scope Ud, Scope Id позволяют осуществлять измерения переменных в модели. Блок Spectrum Analyzer – основной прибор для оценки качества работы КП, измеряет спектральный состав выходного напряжения. Компенсатор пульсаций в моделях представлен блоком ComTrans. В модели на рис. 5 конденсатор C1 большой емкости (в данной модели 10 000 мкФ) обеспечивает выделение

Fig. 5. Имитационная модель управляемого выпрямителя с компенсатором пульсаций с обмоткой размагничивания



Усилитель обратной связи Gain обеспечивает требуемую точность поддержания тока размагничивания. Мультиметр с дисплеем Iz1 позволяет контролировать ток размагничивания. В модели на рис. 6 трансформатор КП имеет бифилярную обмотку, одна половина которой закорочена конденсатором C2.

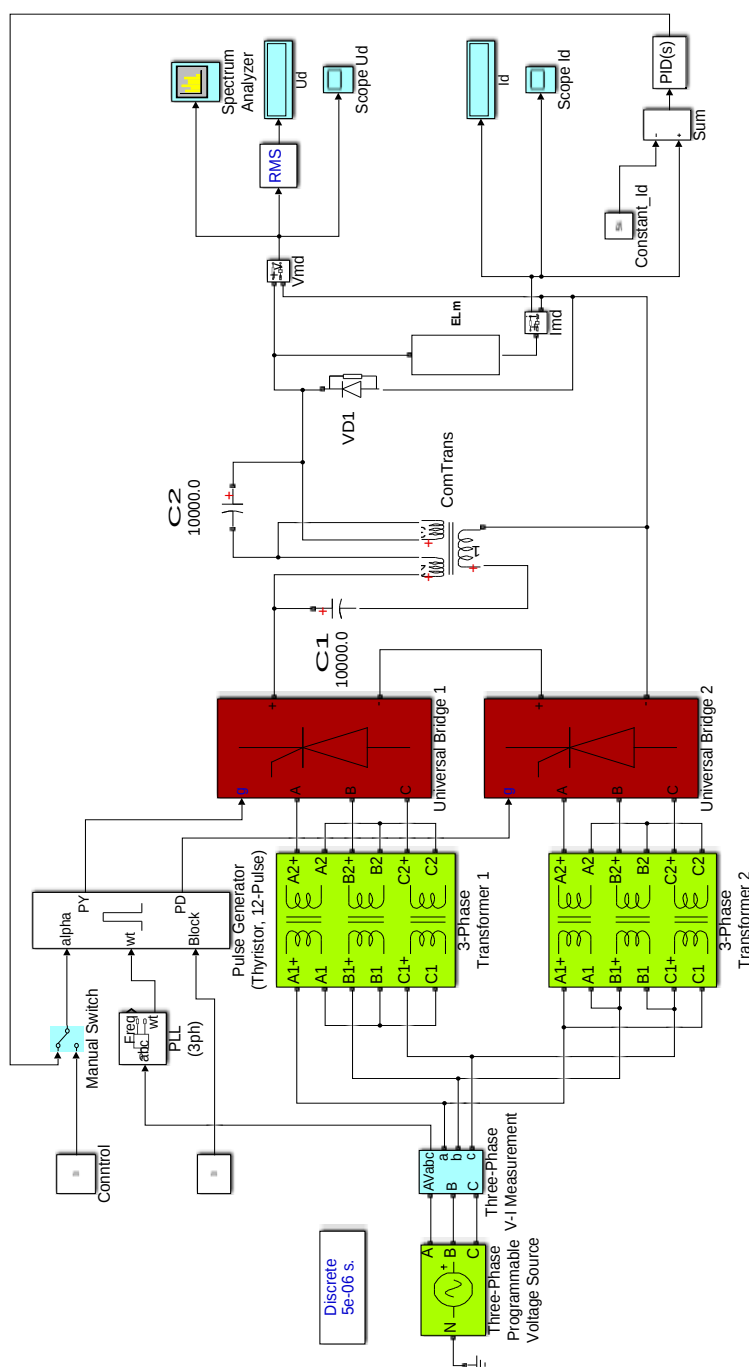


Рис. 6. Имитационная модель управляемого выпрямителя с компенсатором пульсаций с бифилярной обмоткой

Fig. 6. Simulation model of a controlled rectifier with a bifilar winding

Методика и результаты исследования

Для каждой модели в ручном режиме управления задавался угол отпирания тиристоров во всем рабочем диапазоне с шагом 15° . При этом с помощью анализатора спектра (Spectrum Analyzer) определялись постоянная составляющая (нулевая гармоника) и величины действующих значений первых восьми гармоник выходного напряжения. В качестве примера на рис. 7а приведено окно анализатора спектра для угла регулирования 30° модели УВ с КП первого варианта исполнения. На рис. 7б дан график изменения действующих значений первых пяти гармоник в функции от угла регулирования для данного варианта КП. Для второго варианта КП аналогичная зависимость приведена на рис. 7с.

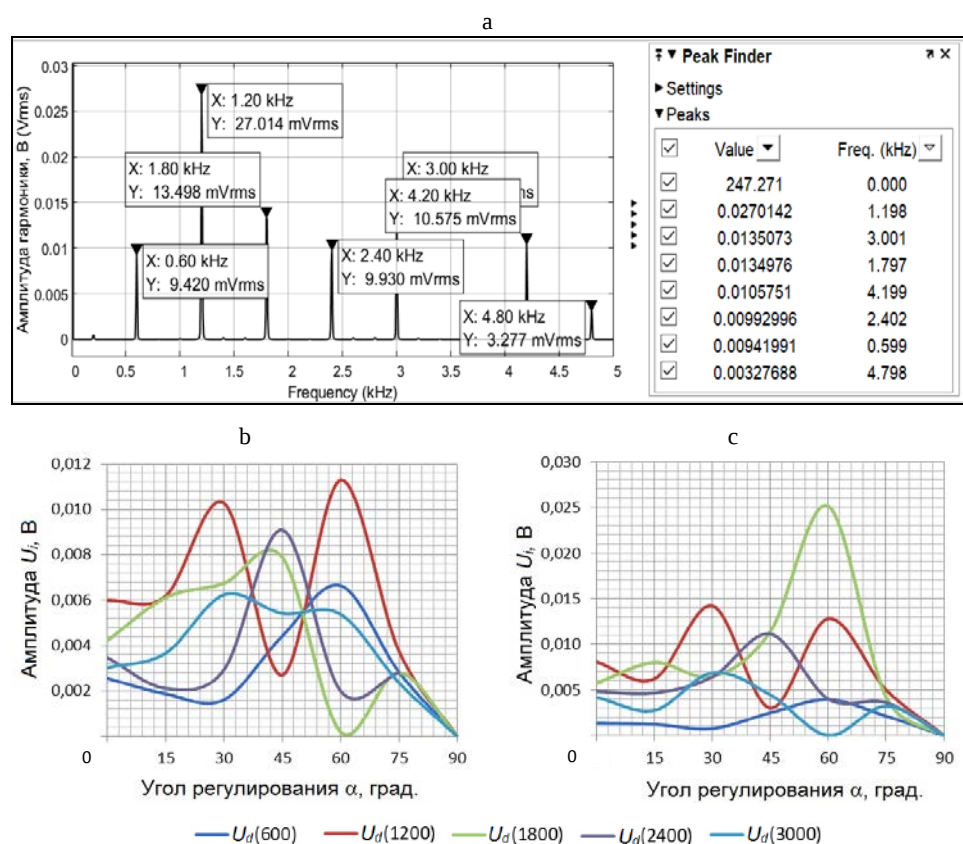


Рис. 7. Результаты моделирования: спектрограмма выходного напряжения для компенсатора пульсаций с обмоткой размагничивания (а) и действующие значения гармоник выходного напряжения для компенсатора пульсаций с обмоткой размагничивания (б) и бифилярной обмоткой (с)

Fig. 7. Simulation results: output voltage spectrogram for ripple compensator with demagnetization winding (а) and the effective values of the harmonics of the output voltage for the ripple compensator with a winding demagnetization (б) and with bifilar winding (с)

Дальнейший анализ спектров выходных напряжений моделей позволил определить коэффициенты подавления пульсаций КП разных конструкций во всем актуальном диапазоне гармоник. На рис. 8 представлены результа-

ты для первой гармоники выходного напряжения (600 Гц), где $K_{\text{пр}1}$, $K_{\text{пр}2}$ – коэффициенты подавления гармоник для первого и второго вариантов КП. Определение коэффициента подавления проводилось по (1).

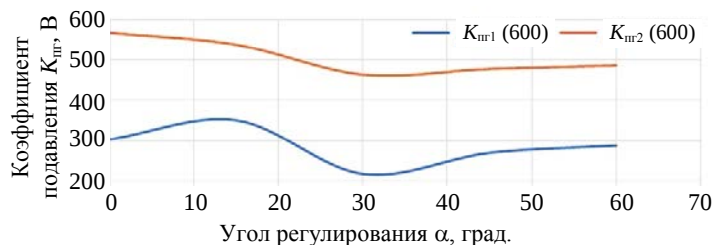


Рис. 8. Коэффициенты подавления пульсаций первой гармоники на выходе управляемого выпрямителя

Fig. 8. Coefficients of suppression of ripple of the first harmonic at the output of the controlled rectifier

Безусловно, качество работы КП полностью определяется исполнением компенсирующего трансформатора и в каждом конкретном случае будет несколько отличаться, но, как это видно из проведенного моделирования и расчетов, остается достаточно высоким.

Затем в автоматическом режиме производились испытания на время установления заданного тока при наличии в цепи КП и времени реакции УВ на его включение. Эффект от включения КП показан на рис. 9.

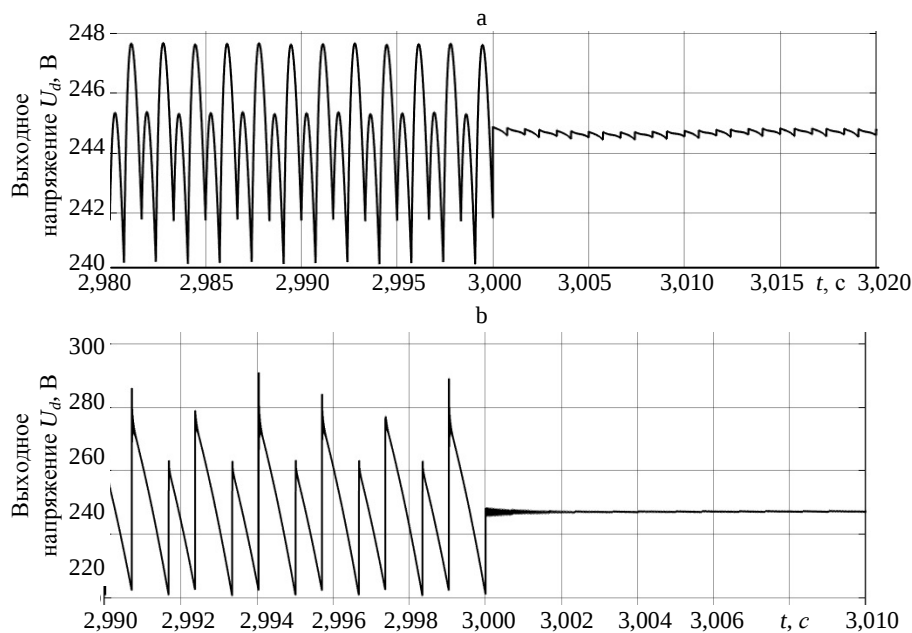


Рис. 9. Выходное напряжение выпрямителя в момент включения компенсатора пульсаций (time = 3 s): а – трансформатор компенсатора пульсаций с обмоткой размагничивания; б – с бифилярной обмоткой

Fig. 9. Rectifier output voltage at the moment of switching on the rectifier (time = 3 s): а – ripple compensator transformer with demagnetizing winding; б – ripple compensator transformer with bifilar winding

ВЫВОДЫ

1. Пассивные компенсаторы пульсаций являются эффективным средством снижения пульсаций выходного напряжения управляемых выпрямителей. Они способны значительно снизить их величину при относительно несложной схеме и невысоких экономических затратах.

2. Динамические характеристики компенсатора пульсаций позволяют применять их в системах автоматического поддержания заданного тока. Время установления заданного тока в системе при наличии компенсатора пульсаций увеличивается не более чем на 1–3 %. Точность и стабильность работы таких систем остаются постоянными.

3. Применение компенсатора пульсаций сдерживается лишь высокими требованиями к материалу магнитопровода компенсирующего трансформатора, который должен иметь значительную и постоянную магнитную проницаемость в широком диапазоне рабочих значений индукции и малые потери на частотах высших гармоник до нескольких килогерц включительно. Современные магнитные материалы позволяют успешно изготавливать такие трансформаторы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Medvedko, A. Review of the Power Supplies for Electromagnetic Systems of the Storage Rings and Accelerators / A. Medvedko // The 17th International Conference on High Energy Accelerators (HEACC'98), 07.09–12.09, Dubna. 1998. 13 p. (Scientific Programme of HEACC'98).
2. Синтез алгоритма векторной широтно-импульсной модуляции в девятифазном активном выпрямителе напряжения / С. В. Пантелеев [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2018. Т. 61, № 4. С. 334–345. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-4-334-345>.
3. Кривцов, А. Н. Мощные стабилизаторы тока / А. Н. Кривцов, М. С. Лурье, В. П. Николаев. Л.: ЛДНТП, 1976. 24 с.
4. Generalized Averaging Method for Power Conversion Circuits / S. R. Sanders [et al.] // IEEE Transactions on Power Electronics. 1991. Vol. 6, Iss. 2. P. 251–259. <https://doi.org/10.1109/63.76811>
5. Климов, В. П. Проблемы высших гармоник в современных системах электропитания / В. П. Климов, А. Д. Москалев // Практическая силовая электроника. 2002. Вып. 5. С. 26–32.
6. Игольников, Ю. С. 24-фазный выпрямитель / Ю. С. Игольников // Электротехника. 2004. № 10. С. 51–54.
7. Электромагнитная совместимость. «Умный город». Общие положения: ГОСТ 34594.1–2019. Введ. 01.06.20. М.: Стандартинформ, 2019. 19 с.
8. Лурье, М. С. Снижение пульсаций мощных выпрямителей для питания магнитных систем / М. С. Лурье, А. С. Фролов, О. М. Лурье // Вестник Рязанского государственного радиотехнического университета. 2015. № 51. С. 141–145.
9. Степанов, А. А. Двадцатичетырехпульсный выпрямитель в системе распределенного электроснабжения постоянного тока с улучшенной электромагнитной совместимостью / А. А. Степанов, Н. И. Щуров // Наука, технологии, инновации: материалы Всерос. науч. конф. молодых ученых: в 7 ч. Новосибирск: НГТУ, 2012. Ч. 5. С. 380–383.

10. Источник постоянного напряжения с шестнадцатикратной частотой пульсации / Г. Н. Ворфоломеев [и др.] // Электротехника. 2003. № 9. С. 34–38.
11. Яворский, В. Н. Расчет силовых сглаживающих фильтров, предназначенных для тиристорных управляемых выпрямителей / В. Н. Яворский, О. В. Титов // Электричество. 1969. № 9. С. 41–45.
12. Wiseman, J. C. Active Damping Control of a High-Power PWM Current-Source Rectifier for Line-Current THD Reduction / J. C. Wiseman, B. Wu // IEEE Transactions on Industrial Electronics. 2005. Vol. 52, Iss. 3. P. 758–764. <https://doi.org/10.1109/TIE.2005.843939>.
13. Hazem, Z. Lowpass Broadband Harmonic Filter Design / Z. Hazem. Department of Electrical and Electronics Engineering, 2005. 192 p.
14. Активный фильтр гармоник [Электронный ресурс] // Матик-электро. Режим доступа: <http://www.matic.ru/harmonic-filters/active-harmonic-filters/>. Дата доступа: 17.12.2020.
15. Климов, В. П. Способы подавления гармоник в системах электропитания / В. П. Климов, А. Д. Москалев // Практическая силовая электроника. 2003. № 6. С. 24–31.
16. Лурье, М. С. Активные компенсаторы пульсаций для мощных выпрямителей / М. С. Лурье, О. М. Лурье, Ю. С. Баранов // Вестник КрасГАУ. 2010. № 6. С. 149–154.
17. New Method for Reducing Harmonics Involved in Input and Output of Rectifier with Interphase Transformer / S. Miyairi [et al.] // IEEE Transactions on Industry Applications. 1986. Vol. IA-22, Iss. 5. P. 790–797. <https://doi.org/10.1109/TIA.1986.4504795>.
18. Лейтес, Л. В. Электромагнитные расчеты трансформаторов и реакторов / Л. В. Лейтес. М.: Энергия, 1981. 392 с.
19. Стародубцев, Ю. Н. Магнитные свойства аморфных и нанокристаллических сплавов / Ю. Н. Стародубцев, В. Я. Белозеров. Екатеринбург: Уральский ун-т, 2002. 386 с.
20. Цифровой измерительный орган тока для функционирования в условиях глубокого насыщения трансформатора тока / Ю. В. Румянцев [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2018. Т. 61, № 6. С. 483–493. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-6-483-493>.

Поступила 04.02.2021 Подписана в печать 28.05.2021 Опубликована онлайн 29.07.2022

REFERENCES

1. Medvedko A. (1998) Review of the Power Supplies for Electromagnetic Systems of the Storage Rings and Accelerators. *The 17th International Conference on High Energy Accelerators (HEACC'98) 07.09–12.09, Dubna. 1998.* 13.
2. Panteleev S. V., Malashin A. N., Karkotskiy D. V., Suchodolov Yu. V. (2018) Synthesis of the Algorithm of the Vector Width-Pulse Modulation in a Nine-Phase Active Voltage Rectifier. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (4), 334–345. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-4-334-345> (in Russian).
3. Krivtsov A. N., Lur'e M. S., Nikolaev V. P. (1976) *Powerful Current Stabilizers*. Leningrad, LHSTP. 24 (in Russian).
4. Sanders S. R., Noworolski J. M., Liu X. Z., Verghese G. C. (1991) Generalized Averaging Method for Power Conversion Circuits. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 6 (2), 251–259. <https://doi.org/10.1109/63.76811>.
5. Klimov V. P., Moskaev A. D. (2002) Problems of Higher Harmonics in Modern Power Supply Systems. *Prakticheskaya Silovaya Elektronika* [Practical Power Electronics], (5), 26–32 (in Russian).
6. Igol'nikov J. S. (2004) 24-Phase Rectifier. *Elektrotehnika* [Electrical Engineering], (10), 51–54 (in Russian).
7. State Standard 34594.1–2019. *Electromagnetic Compatibility. "Smart City": General Provisions*. Moscow, Standartinform Publ. 2019. 19 (in Russian).

8. Lurie M. S., Frolov A. S., Lurie O. M. (2015) Power Rectifiers Pulsations Reduction for Magnetic Systems Power Supply. *Vestnik Ryazanskogo Gosudarstvennogo Radiotekhnicheskogo Universiteta = Vestnik of Ryazan State Radioengineering University*, (51), 141–145 (in Russian).
9. Stepanov A. A., Shchurov N. I. (2012) Twenty-Four Pulse Rectifier in a Distributed DC Power Supply System with Improved Electromagnetic Compatibility. *Nauka, Tekhnologii, Innovatsii: Materialy Vseros. Nauch. Konf. Molodykh Uchenykh. Ch. 5* [Science, Technology, Innovations. Materials of the All-Russian Scientific Conference of Young Scientists. Part 5]. Novosibirsk, NSTU. 380–383 (in Russian).
10. Vorfolomeev G. N., Shchurov N. I., Myatezh S. V., Evdokimov S. A. (2003) A Constant Voltage Source with a Sixteen-Fold Ripple Frequency. *Elektrotehnika* [Electrical Engineering], (9), 34–38 (in Russian).
11. Yavorskii V. N., Titov O. V. (1969) Calculation of Power Smoothing Filters Designed for Thyristor Controlled Rectifiers. *Elektrichestvo = Electricity*, (9), 41–45 (in Russian).
12. Wiseman J. C., Wu B. (2005) Active Damping Control of a High-Power PWM Current-Source Rectifier for Line-Current THD Reduction. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 52 (3), 758–764. <https://doi.org/10.1109/TIE.2005.843939>.
13. Hazem Z. (2005) *Lowpass Broadband Harmonic Filter Design*. Department of Electrical and Electronics Engineering. 192.
14. Active Harmonic Filter. *Matic-Electro*. Available at: <http://www.matic.ru/harmonic-filters/active-harmonic-filters/> (Accessed 17 December 2020) (in Russian).
15. Klimov V. P., Moskalev A. D. (2003) Methods of Harmonic Suppression in Power Supply Systems. *Prakticheskaya Silovaya Elektronika* [Practical Power Electronics], (6), 24–31 (in Russian).
16. Lurye M. S., Lurye O. M., Baranov Yu. S. (2010) Active Compensators of Rippling for the Powerful Rectifier. *Vestnik KrasGAU = Bulletin of KrasGAU*, (6), 149–154 (in Russian).
17. Miyairi S., Iida S., Nakata K., Masukawa S. (1986) New Method for Reducing Harmonics Involved in Input and Output of Rectifier with Interphase Transformer. *IEEE Transactions on Industry Applications*, IA-22 (5), 790–797. <https://doi.org/10.1109/TIA.1986.4504795>.
18. Leites L.V. (1981) *Electromagnetic Calculations of Transformers and Reactors*. Moscow, Energiya Publ. 392 (in Russian).
19. Starodubtsev Yu. N., Belozero V. Ya. (2002) *Magnetic Properties of Amorphous and Nanocrystalline Alloys*. Yekaterinburg, Publishing House of the Ural University. 386 (in Russian).
20. Rumiantsev Yu. V., Romaniuk F. A., Rumiantsev V. Yu., Novash I. V. (2018) Digital Current Measurement Element for Operation During Current Transformer Severe Saturation. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (6), 483–493. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-6-483-493> (in Russian).

Received: 4 February 2021

Accepted: 28 May 2021

Published online: 29 July 2022

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-331-340>

УДК 621.311

Подавление хаотических колебаний в малых энергетических системах

В. Н. Шашихин¹⁾, Ю. М. Горячева¹⁾, С. В. Будник¹⁾

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

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

Реферат. В статье рассмотрено подавление хаотических колебаний в малых энергосистемах, возникающих в аварийных режимах и приводящих к явлению коллапса напряжений, что соответствует процессу падения напряжения в сети, которое может сопровождаться полным отключением области поражения. Представлен разработанный метод, позволяющий изменить спектр характеристических показателей Ляпунова и преобразовать хаотические колебания в малой энергосистеме к регулярным динамическим режимам. Метод синтеза управляющих воздействий основан на теореме о топологической эквивалентности гиперболических нелинейных систем и их линеаризованных моделей и использовании численного интегрирования нелинейных дифференциальных уравнений, описывающих поведение энергосистем, с целью построения фазового портрета и вычисления характеристических показателей Ляпунова. Результаты работы заключаются в синтезе обратной связи, обеспечивающей формирование спектра характеристических показателей Ляпунова с отрицательными значениями. Подавление хаотических режимов происходит путем формирования в замкнутой системе спектра отрицательных характеристических показателей Ляпунова. Параметры регулятора в цепи обратной связи определяются методом модального управления на основе решения матричного алгебраического уравнения Сильвестра. Рассмотрено решение задачи перехода от хаотического режима к регулярному движению в системе малой энергетики. Для проверки работоспособности предлагаемого метода подавления хаоса вычислен спектр характеристических показателей Ляпунова и построены траектории в фазовом пространстве исходной нелинейной системы и системы с управляющим воздействием. В энергосистемах с хаотической динамикой синтезированная обратная связь позволяет подавить хаотические колебания и перейти к регулярным режимам, тем самым предупреждая возникновение аварийных режимов.

Ключевые слова: бифуркация, хаос, стабилизация, малая энергосистема, управление, колебания, параметры, характеристические показатели Ляпунова, метод синтеза

Для цитирования: Шашихин, В. Н. Подавление хаотических колебаний в малых энергетических системах / В. Н. Шашихин, Ю. М. Горячева, С. В. Будник // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 4. С. 331–340. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-331-340>

Адрес для переписки

Шашихин Владимир Николаевич
Санкт-Петербургский политехнический
университет Петра Великого
ул. Политехническая, 29,
195251, г. Санкт-Петербург,
Российская Федерация
Тел.: +7 921 893-80-56
shashihin@bk.ru

Address for correspondence

Shashikhin Vladimir N.
Peter the Great St. Petersburg
Polytechnic University
29, Politechnicheskaya str.,
195251, Saint Petersburg,
Russian Federation
Tel.: +7 921 893-80-56
shashihin@bk.ru

Suppression of Chaotic Oscillations in Small Energy Systems

V. N. Shashikhin¹⁾, J. M. Goryacheva¹⁾, S. V. Budnik¹⁾

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

Abstract. The paper considers the suppression of chaotic oscillations in small energy systems that occur in emergency modes and lead to the phenomenon of voltage collapse, which corresponds to the process of voltage drop in the network, which can be accompanied by a complete shutdown of the affected area. The paper also presents a method that has been developed and that allows changing the spectrum of Lyapunov's characteristic indicators and converting chaotic oscillations in a small power system to regular dynamic modes. The method of synthesis of control actions is based on the theorem of topological equivalence of hyperbolic nonlinear systems and their linearized models as well as on the use of numerical integration of nonlinear differential equations describing the behavior of power systems in order to construct a phase portrait and calculate Lyapunov's characteristic exponents. The results of the work consist in the synthesis of feedback, which ensures the formation of a spectrum of Lyapunov's characteristic indicators with negative values. The suppression of chaotic regimes occurs by forming a spectrum of negative Lyapunov's characteristic indicators in a closed system. The parameters of the regulator in the feedback circuit are determined using the modal control method based on the solution of the matrix algebraic Sylvester equation. The solution of the problem of transition from a chaotic regime to a regular movement in a small power system is considered. To test the operability of the proposed method of chaos suppression, the spectrum of Lyapunov's characteristic indicators is calculated and trajectories in the phase space of the initial nonlinear system and the system with control action are constructed. For energy systems with chaotic dynamics, synthesized feedback makes it possible to suppress chaotic fluctuations and switch to regular modes, thereby preventing the occurrence of emergency modes.

Keywords: bifurcation, chaos, stabilization, small energy system, control, oscillations, parameters, Lyapunov's characteristic exponents, synthesis method

For citation: Shashikhin V. N., Goryacheva J. M., Budnik S. V. (2022) Suppression of Chaotic Oscillations in Small Energy Systems. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (4), 331–340. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-331-340> (in Russian)

Введение

В настоящее время увеличивается доля малых генерирующих установок, имеющих в своем составе нагрузки с нелинейными характеристиками [1]. При этом возникают проблемы обеспечения синхронной работы таких установок с энергосистемой и поддержания автономной работы [2]. Большое внимание уделяется предотвращению перехода в асинхронный режим, сохранению и восстановлению устойчивости послеаварийных процессов. Для исследования устойчивости регулярных режимов в системах синхронных машин используются различные математические модели [3, 4].

Однако при определенных условиях возникают хаотические режимы, приводящие к аварийным ситуациям, что наблюдается как в зарубежных, так и в отечественных энергосистемах. Аварийные ситуации возникают в том числе из-за явления, называемого коллапсом напряжения, – процесса, при котором последовательность событий, сопровождающих нестабиль-

ность напряжения, приводит к низкому неприемлемому значению напряжения в энергосистеме. Падение напряжения может сопровождаться его восстановлением или отключением линии электропередачи [5, 6].

Коллапс напряжения рассматривается как бифуркация статическая, в частности седло-узловая, либо динамическая. Задачи подавления хаоса решаются с помощью известных методов управления нелинейными динамическими системами: адаптивного управления [7, 8], OGY [9], Пирагаса [10, 11], резонансных возбуждений [12], Магницкого [13].

В статье рассмотрено подавление хаотических колебаний в энергосистеме, где бифуркационный параметр достигает критического значения. Переход к регулярным колебаниям реализуется за счет того, что управление спектром обеспечивается характеристическими показателями Ляпунова [14].

Основная часть

Постановка задачи. Исследуем малую электроэнергетическую систему – синхронный генератор, снабжающий энергией переменную во времени и стационарную нагрузку. Данная электроэнергетическая система описывается системой нелинейных дифференциальных уравнений первого порядка [5]:

$$\begin{aligned}\dot{\delta} &= \omega; \\ \dot{\omega} &= B \sin(\delta_L - \delta + \alpha) U_L - D\omega + K; \\ \dot{\delta}_L &= C U_L^2 - F \cos(\delta_L - \delta + \alpha) U_L - N \cos(\delta_L - \beta) U_L - H U_L + J Q_{1b} + L; \\ \dot{U}_L &= -M U_L^2 + Y \cos(\delta_L - \delta - \gamma) U_L + V \cos(\delta_L - \tau) U_L + Z U_L + S Q_{1b} - A,\end{aligned}\tag{1}$$

где ω – отклонение угловой частоты от номинального значения; δ – колебание фазового угла на шинах генератора; δ_L – то же в линии электропередачи; U_L – напряжение в конце линии на шинах нагрузки; Q_{1b} – переменное значение реактивной мощности (параметр бифуркации).

Исследование (1) проводится при следующих значениях параметров малой электроэнергетической системы:

$$\begin{aligned}B &= 16,667; D = 3,337; K = 1,881; C = 496,871; F = 166,667; \\ H &= 93,333; N = 666,667; J = 33,333; L = 43,333; M = 78,764; \\ Y &= 26,217; Z = 14,523; V = 104,869; S = 5,229; A = 7,033; \\ \alpha &= 0,087; \beta = 0,209; \gamma = 0,012; \tau = 0,135.\end{aligned}\tag{2}$$

Введя фазовый вектор $x(t) = (x_1(t) = \delta, x_2(t) = \omega, x_3(t) = \delta_L, x_4(t) = U_L)^T \in R^4$, запишем уравнения (1) с параметрами (2) в виде:

$$\begin{aligned}
\dot{x}_1 &= x_2; \\
\dot{x}_2 &= 16,667 \sin(x_3 - x_1 + 0,087)x_4 - 3,337x_2 + 1,881; \\
\dot{x}_3 &= 496,871x_4^2 - 166,667 \cos(x_3 - x_1 + 0,087)x_4 - 666,667 \cos(x_3 - 0,209)x_4 - \\
&\quad - 93,333x_4 + 33,333Q_{1b} + 43,333; \\
\dot{x}_4 &= -78,764x_4^2 + 26,217 \cos(x_3 - x_1 - 0,012)x_4 + 104,869 \cos(x_3 - 0,135)x_4 - \\
&\quad - 14,523x_4 + 5,229Q_{1b} - 7,033
\end{aligned}
\tag{3a}$$

или в векторной форме

$$\dot{x} = F(x(t), Q_{1b}) + Bu(t), \quad x(0) = x_0, \tag{3b}$$

где $t \in \mathbb{R}^1$ – время; $x(t) \in \mathbb{R}^4$ – фазовый вектор; $u(t) \in \mathbb{R}^m$ – вектор управления; $x_0 \in \mathbb{R}^4$ – то же начальных условий.

При $u(t) = 0$ и значении бифуркационного параметра $Q_{1b} > 10,943$ [15] любое решение $x(t)$ системы (3) с начальными условиями из множества $\Omega: x(0) = x_0 \in \Omega$ является хаотическим.

В рамках данной статьи задача подавления хаотической динамики (стабилизации) решается с помощью введения обратной связи и сводится к преобразованию хаотических колебаний к регулярным либо к стационарной точке. Для этого необходимо найти управление $u(t)$, обеспечивающее выполнение равенства

$$\lim_{t \rightarrow \infty} (x(t) - \tilde{x}(t)) = 0,$$

где $x(t)$ – любое решение системы (3) с начальными условиями их множества $\Omega: x(0) = x_0 \in \Omega$, $\tilde{x}(t)$.

Решение задачи стабилизации хаотического движения находится на основе введения обратной связи и изменения характеристических показателей Ляпунова таким образом, чтобы нелинейная система не имела положительных характеристических показателей Ляпунова.

Синтез обратной связи. Введение обратной связи по фазовому вектору изменяет Ляпуновский спектр с целью подавления хаотических колебаний в нелинейной системе (3). В соответствии с теоремой Гробмана – Хартмана [16] имеет место топологическая эквивалентность нелинейной системы и ее линеаризованной модели при отсутствии у Якобиана системы чисто мнимых собственных чисел. Кроме того, вещественные части собственных чисел Якобиана являются характеристическими показателями линеаризованной системы и влияют на Ляпуновский спектр нелинейной системы. Поэтому при определении характеристических показателей Ляпунова нелинейной системы используются собственные значения матрицы Якоби, вычисленные в особых точках исходной системы. Для формирования же-

лаемых собственных чисел матрицы Якоби применяется методика синтеза модального управления с использованием матричного линейного уравнения Сильвестра [17].

Линеаризованная система исходной нелинейной системы (3) имеет вид:

$$\dot{y}(t) = Jy(t) + Bu(t); \quad x(0) = x_0, \quad (4)$$

где $J = \left\{ \frac{\partial F(x(t), Q)_i}{\partial x(t)_j} \right\}$ – матрица Якоби; $y(t) \in \mathbb{R}^{n=4}$ – фазовый вектор

линеаризованной системы.

Пусть в особой точке нелинейной системы при отсутствии управления определены матрица Якоби и спектр ее собственных чисел. Желаемый спектр собственных значений матрицы Якоби системы с управлением выбирается по формуле

$$\bar{\nu}^* = \alpha \nu, \quad (5)$$

где α – коэффициент, близкий к 1.

Введем управление в систему (4), чтобы Якобиан имел желаемые собственные значения (5):

$$u(t) = Kx(t). \quad (6)$$

В этом случае система с управлением будет иметь Якобиан

$$\bar{J}^* = J + BK,$$

где $K \in \mathbb{R}^{m \times 4}$ – коэффициент обратной связи.

Для нахождения коэффициента обратной связи необходимо решить уравнение Сильвестра относительно матрицы S

$$JS + SF + BG = 0 \quad (7)$$

и матричное уравнение

$$K = GS^{-1}, \quad (8)$$

где $G \in \mathbb{R}^{m \times 4}$ – произвольная матрица, задаваемая в процессе синтеза.

Для разрешимости уравнения Сильвестра должны выполняться следующие условия [18]:

- 1) произвольная матрица G – матрица полного ранга;
- 2) $\text{rank} S_u = n$, где матрица $S_u = (B | J^* B | J^{*2} B | \dots | J^{*n-1} B)$;
- 3) $\text{rank} S_n = n$, где матрица $S_n = (G^T | F^T G^T | (F^T)^2 G^T | \dots | (F^T)^{n-1} G^T)$;
- 4) спектры матриц J^* и $-F$ не пересекаются;
- 5) собственные числа матрицы F попарно различны.

Матрицу G следует выбирать таким образом, чтобы были выполнены условия 1–3, собственные числа матрицы Якоби – чтобы выполнялись условия 4–5.

Исследование системы без управления. Особая точка исходной системы (3) $O(0,1773; 0; 0,2263; 0,7533)$.

Якобиан в особой точке

$$J = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 0 \\ -12,4723 & -0,1667 & 12,4723 & 2,2597 \\ 4,7824 & 0 & 8,45 & -17,8214 \\ 0,7426 & 0 & -7,9777 & 9,824 \end{bmatrix}.$$

Характеристические показатели Ляпунова системы (3):

$$\{\lambda_1 = 153,8872; \lambda_2 = -0,8551; \lambda_3 = -16,87; \lambda_4 = -85,8071\}.$$

Спектр характеристических показателей содержит положительное значение, что свидетельствует о наличии хаотического режима в системе без управления.

На рис. 1 представлен фазовый портрет неуправляемой системы в соответствующих системах координат. В качестве начальных условий выбраны значения $[0,3; 1,5; 0,2; 0,97]$.

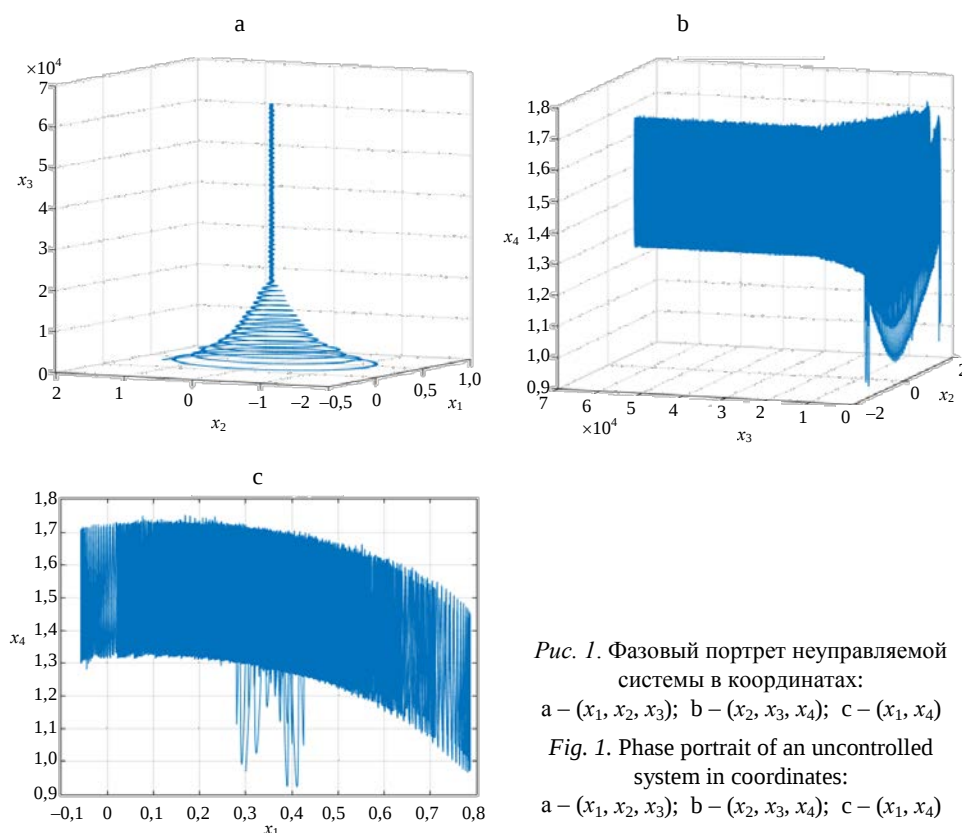


Рис. 1. Фазовый портрет неуправляемой системы в координатах:

a – (x_1, x_2, x_3) ; b – (x_2, x_3, x_4) ; c – (x_1, x_4)

Fig. 1. Phase portrait of an uncontrolled system in coordinates:

a – (x_1, x_2, x_3) ; b – (x_2, x_3, x_4) ; c – (x_1, x_4)

Характер фазового портрета подтверждает, что в неуправляемой системе (3) наблюдается хаотическая динамика, так как движение представлено в виде сложного непериодического процесса.

Исследование системы с управлением. При введении обратной связи (6) старший характеристический показатель Ляпунова нелинейной системы для подавления хаотического поведения должен быть меньше 0.

На рис. 2 представлен график зависимости старшего характеристического показателя Ляпунова $\lambda_1(\alpha)$.

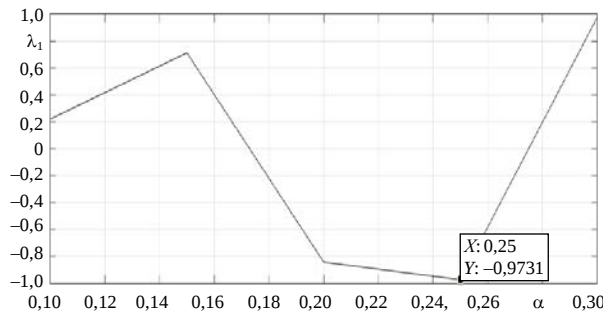


Рис. 2. Зависимость старшего характеристического показателя Ляпунова

Fig. 2. Dependence of the senior Lyapunov's characteristic exponent

Чтобы стабилизировать систему, необходимо взять значения α^* , удовлетворяющие условию $\lambda_1(\alpha) \leq 0$. Выберем $\alpha^* = 0,25$, тогда $\lambda_1(\alpha) = -0,9731$.

На рис. 3 представлен график зависимости нормы вектора управления $\|K\|$ от коэффициента α , позволяющий определить затраты на управление.

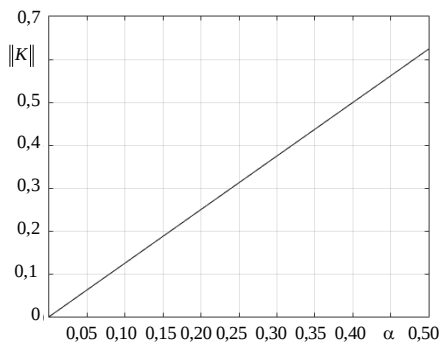


Рис. 3. Зависимость нормы вектора управления

Fig. 3. Dependence of the norm of the control vector

При $\alpha^* = 0,25$ коэффициент обратной связи, рассчитанный по (7), (8): $K = [-0,0937; -0,0948; -0,0977; -0,0991]$. Спектр характеристических показателей Ляпунова системы с управлением имеет вид

$$\{\lambda_1 = -0,97; \lambda_2 = -12,43; \lambda_3 = -48,67; \lambda_4 = -48,67\}.$$

Фазовый портрет управляемой системы представлен на рис. 4.

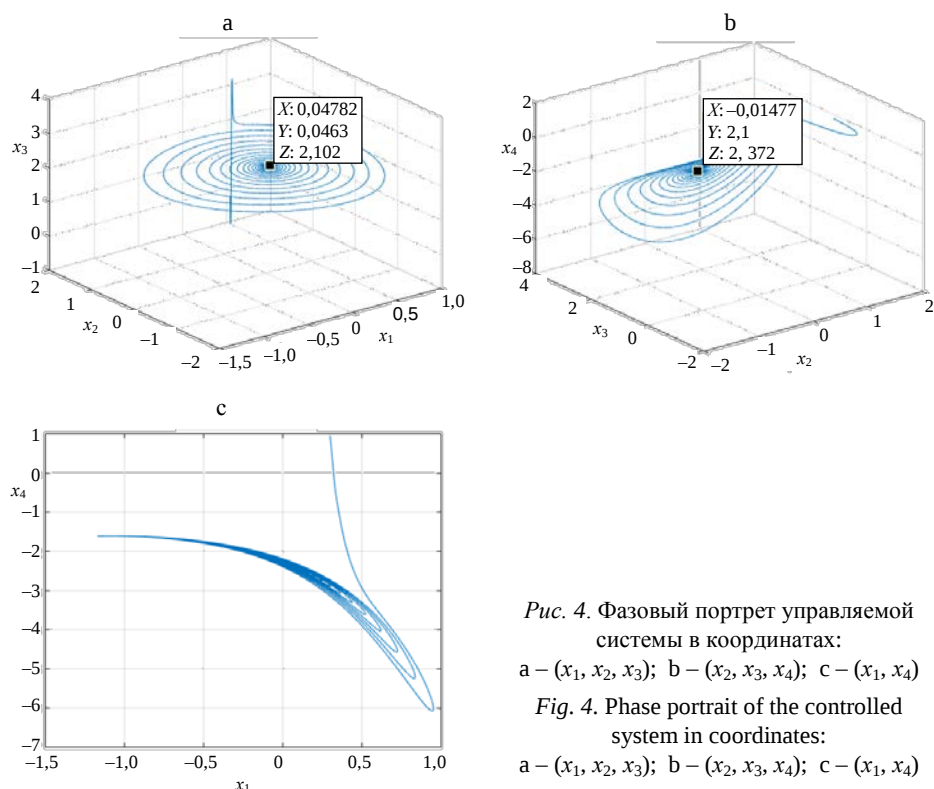


Рис. 4. Фазовый портрет управляемой системы в координатах:

а – (x_1, x_2, x_3) ; б – (x_2, x_3, x_4) ; в – (x_1, x_4)

Fig. 4. Phase portrait of the controlled system in coordinates:

а – (x_1, x_2, x_3) ; б – (x_2, x_3, x_4) ; в – (x_1, x_4)

Спектр характеристических показателей и вид фазового портрета указывают на то, что в системе с обратной связью хаотические колебания стабилизированы и нелинейная система перешла из хаотического режима к регулярному движению. Таким образом, работоспособность предлагаемого метода подавления хаоса при действии параметрических возмущений проверена в малой энергосистеме.

ВЫВОД

Решена задача подавления в малой энергетической системе хаотической динамики, возникающей при действии параметрического возмущения. Преобразование хаотической динамики нелинейной системы в регулярную основано на изменении спектра характеристических показателей Ляпунова. Последнее достигается введением в систему обратной связи по фазовым координатам. Параметры регулятора в цепи обратной связи вычисляются с использованием метода модального управления на основе решения линейного матричного уравнения Сильвестра.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бялобржеский, А. В. Искажающая электрическая мощность переменного тока в простейшей цепи с диодом / А. В. Бялобржеский, Д. Й. Родькин // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2019. Т. 62, № 5. С. 433–444. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-5-433-444>.

2. Фурсанов, М. И. О выборе оптимальных точек размыкания в городских электрических сетях в условиях SMART GRID / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2018. Т. 61, № 3. С. 207–219. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-61-3-207-219>.
 3. Сафарян, В. С. Исследование режимов автономного синхронного генератора / В. С. Сафарян // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 5. С. 433–445. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-433-445>.
 4. Сафарян, В.С. Исследование переходных и стационарных режимов синхронной двухмашинной системы / В. С. Сафарян // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 3. С. 228–236. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-3-228-236>.
 5. Chaos in a Simple Power System / H. D. Chiang [et al.] // IEEE Transactions on Power Systems. 1993. Vol. 8, Iss. 4. P. 1407–1417. <https://doi.org/10.1109/59.260940>.
 6. Harb, A. M. Controlling Hopf Bifurcation and Chaos in a Small Power System / A. M. Harb, N. Abdel-Jabbar // Chaos, Solitons & Fractals. 2003. Vol. 18, Iss. 5. P. 1055–1063. [https://doi.org/10.1016/S0960-0779\(03\)00073-0](https://doi.org/10.1016/S0960-0779(03)00073-0).
 7. Дружинина, М. В. Методы адаптивного управления нелинейными объектами по выходу / М. В. Дружинина, В. О. Никифоров, А. Л. Фрадков // Автоматика и телемеханика. 1996. № 2. С. 3–33.
 8. Мирошник, И. В. Нелинейное и адаптивное управление сложными динамическими системами / И. В. Мирошник, В. О. Никифоров, А. Л. Фрадков. СПб.: Наука, 2000. 549 с.
 9. Ott, E. Controlling Chaos / E. Ott, C. Grebogi, J. A. Yorke // Physical Review Letters. 1990. Vol. 64, Iss. 11. P. 1196–1199. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.64.1196>.
 10. Pyragas, K. Continuous Control of Chaos by Self-Controlling Feedback / K. Pyragas // Physics Letters A. 1992. Vol. 170, Iss. 6. P. 421–428. [https://doi.org/10.1016/0375-9601\(92\)90745-8](https://doi.org/10.1016/0375-9601(92)90745-8).
 11. Pyragas, K. Control of Chaos Via Extended Delay Feedback / K. Pyragas // Physics Letters A. 1995. Vol. 206, Iss. 5–6. P. 323–330. [https://doi.org/10.1016/0375-9601\(95\)00654-L](https://doi.org/10.1016/0375-9601(95)00654-L).
 12. Владимирский, Э. И. Синергетические методы управления хаотическими системами / Э. И. Владимирский, Б. И. Исмаилов. Баку: ELM, 2011. 240 с.
 13. Магницкий, Н. А. Новые методы хаотической динамики / Н. А. Магницкий, С. В. Сидоров. М.: Едиториал, УРСС, 2004. 320 с.
 14. Budnik, S. V. Stabilization of Nonlinear Systems with Dynamic Chaos / S. V. Budnik, V. N. Shashikhin // Automatic Control and Computer Sciences. 2021. Vol. 55. 213–221. <https://doi.org/10.3103/S0146411621030032>.
 15. Hirata, Y. Statistical Tests for Serial Dependence and Laminarity on Recurrence Plots / Y. Hirata, K. Aihara // International Journal of Bifurcation and Chaos. 2011. Vol. 21, Iss. 4. P. 1077–1084. <https://doi.org/10.1142/S0218127411028908>.
 16. Гробман, Д. Гомеоморфизм систем дифференциальных уравнений / Д. Гробман // ДАН СССР. 1959. Т. 128, № 5. С. 880–881.
 17. Шашихин, В. Н. Управление крупномасштабными динамическими системами / В. Н. Шашихин, С. В. Будник. СПб.: ПОЛИТЕХПРЕСС, 2020. 308 с.
 18. Будник, С. В. Управление хаотической динамикой нелинейных систем / С. В. Будник, В. Н. Шашихин // Системный анализ в проектировании и управлении: XXIV Междунар. науч. и учеб.-практ. конф. (SAEC–2019), 13–14 окт. 2020. СПб., 2020. С. 14–21.
- Поступила 17.09.2021 Подписана в печать 07.12.2021 Опубликована онлайн 29.07.2022

REFERENCES

1. Bialobrzeskiy O. V., Rod'kin D. Y. (2019) Distorting Electrical Power of the Alternating Current in the Simplest Circuit with a Diode. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (5), 433–444. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-5-433-444> (in Russian).

2. Fursanov M. I., Zolotoy A. A. (2018) On the Choice of the Optimal Points of Opening in City Power Grids in the Conditions of the SMART GRID. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (3), 207–219. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-61-3-207-219> (in Russian).
3. Safaryan V. S. (2017) The Study of the Autonomous Synchronous Generator Modes. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (5), 433–445. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-5-433-445> (in Russian).
4. Safaryan V. S. (2017) Study of Transient and Stationary Operation Modes of Synchronous System Consisting in Two Machines. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (3), 228–236. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2017-60-3-228-236> (in Russian).
5. Chiang H. D., Liu C. W., Varaiya P., Wu F. F., Lauby M. G. (1993) Chaos in a Simple Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, 8 (4), 1407–1417. <https://doi.org/10.1109/59.260940>.
6. Harb A. M., Abdel-Jabbar N. (2003) Controlling Hopf Bifurcation and Chaos in a Small Power System. *Chaos, Solitons & Fractals*, 18 (5), 1055–1063. [https://doi.org/10.1016/S0960-0779\(03\)00073-0](https://doi.org/10.1016/S0960-0779(03)00073-0).
7. Druzhinina M.V., Nikiforov V. O., Fradkov A. L. (1996) Methods of Adaptive Control of Nonlinear Objects by Output. *Avtomatika i Telemekhanika = Automation and Remote Control*, (2), 3–33 (in Russian).
8. Miroshnik I. V., Nikiforov V. O., Fradkov A. L. (2000) Nonlinear and Adaptive Control of Complex Dynamic Systems. Saint-Petersburg, Nauka Publ. 549 (in Russian).
9. Ott E., Grebogi C., Yorke J. A. (1990) Controlling Chaos. *Physical Review Letters*, 64 (11), 1196–1199. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.64.1196>.
10. Pyragas K. (1992) Continuous Control of Chaos by Self-Controlling Feedback. *Physics Letters A*, 170 (6), 421–428. [https://doi.org/10.1016/0375-9601\(92\)90745-8](https://doi.org/10.1016/0375-9601(92)90745-8).
11. Pyragas K. (1995) Control of Chaos Via Extended Delay Feedback. *Physics Letters A*, 206 (5–6), 323–330. [https://doi.org/10.1016/0375-9601\(95\)00654-L](https://doi.org/10.1016/0375-9601(95)00654-L).
12. Vladimirkii E. I., Ismailov B. I. (2011) *Synergetic Methods of Chaotic Systems Control*. Baku, ELM Publ. 240 (in Russian).
13. Magnitskii N. A., Sidorov S. V. (2004) *New Methods of Chaotic Dynamics*. Moscow, Editorial, URSS. 320 (in Russian).
14. Budnik S. V., Shashikhin V. N. (2021) Stabilization of Nonlinear Systems with Dynamic Chaos. *Automatic Control and Computer Sciences*, 55, 213–221. <https://doi.org/10.3103/S0146411621030032>.
15. Hirata Y., Aihara K. (2011) Statistical Tests for Serial Dependence and Laminarity on Recurrence Plots. *International Journal of Bifurcation and Chaos*, 21 (4), 1077–1084. <https://doi.org/10.1142/S0218127411028908>.
16. Grobman D. (1959) Homeomorphism of Differential Equations Systems. *Doklady Akademii Nauk SSSR = Proceedings of the USSR Academy of Sciences*, 128 (5), 880–881 (in Russian).
17. Shashikhin V. N., Budnik S. V. (2020) *Control of Large-Scale Dynamic Systems*. Saint-Petersburg, POLITEKhpRESS Publ. 308 (in Russian).
18. Budnik S. V., Shashikhin V. N. (2020) Control of Chaotic Dynamics of Nonlinear Systems. *Sistemnyi Analiz v Proektirovanii i Upravlenii: XXIV Mezhdunar. Nauch. i Ucheb.-Prakt. Konf. (SAEC–2019), 13–14 Okt. 2020 [System Analysis in Design and Management: XXIV International Scientific and Educational-Practical Conference (SAEC–2019), October 13–14, 2020]*. Saint-Petersburg, 14–21 (in Russian).

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-341-354>

УДК 621.311

Оптимизация топологии сети с ВИЭ-генерацией на основе модифицированного адаптированного генетического алгоритма

А. М. Брамм¹⁾, А. И. Хальясмаа^{1, 2)}, С. А. Ерошенко^{1, 2)}, П. В. Матренин²⁾,
Н. А. Попкова³⁾, Д. А. Секацкий³⁾

¹⁾ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России
Б. Н. Ельцина» (Екатеринбург, Российская Федерация),

²⁾ФГБОУ ВО «Новосибирский государственный технический университет»
(Новосибирск, Российская Федерация),

³⁾Белорусский национальный технический университет (Минск, Республика Беларусь)

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

Реферат. В статье представлен разработанный авторами адаптивный генетический алгоритм, позволяющий оптимизировать топологию электрической сети с распределенной генерацией на основе биоинспирированных методов. Объекты исследования – 15-узловая схема электрической сети с фотоэлектрическими станциями и 14-узловая дополненная схема IEEE с источниками распределенной генерации (три ветровые и две фотоэлектрические станции). Моделирование режимов электроэнергетических систем выполнено с использованием находящейся в открытом доступе библиотеки Pandapower для языка программирования Python. Рассмотрены три типа электрической нагрузки потребителей, отражающие характер потребления электроэнергии в узлах реальных электроэнергетических систем, приведены результаты численных исследований. В предложенном генетическом алгоритме применены две различные функции скрещивания, функции мутации, отбора лучших индивидов и массовой мутации (полного обновления популяции). В конце каждой итерации работы алгоритма выводятся статистические зависимости, характеризующие его работу: лучшая (минимальные потери) и средняя приспособленность в популяции, список лучших индивидов на протяжении всех итераций и т. д. Верификация производилась в сравнении с результатами, полученными методом полного перебора возможных радиальных конфигураций системы, и показала, что разработанный генетический алгоритм обладает быстрой сходимостью, высокой точностью и способен корректно работать при различных конфигурациях схем электрических сетей, структурах генерации и нагрузки. Алгоритм может применяться совместно с системами прогнозирования ВИЭ-генерации на сутки вперед при планировании режимов работы энергообъединений с целью минимизации издержек на покрытие потерь электроэнергии и улучшения качества отпускаемой электроэнергии.

Ключевые слова: распределенная генерация, оптимизация режимов, генетический алгоритм, солнечная энергетика, метаэвристические методы, реструктуризация, распределительная сеть, потери электроэнергии, график нагрузки

Для цитирования: Оптимизация топологии сети с ВИЭ-генерацией на основе модифицированного адаптированного генетического алгоритма / А. М. Брамм [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 4. С. 341–354. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-341-354>

Адрес для переписки

Секацкий Дмитрий Александрович
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 292-65-82
dsekatski@gmail.com

Address for correspondence

Sekatski Dzmitry A.
Belarusian National Technical University
65/2, Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 292-65-82
dsekatski@gmail.com

Topology Optimization of the Network with Renewable Energy Sources Generation Based on a Modified Adapted Genetic Algorithm

A. M. Bramm¹⁾, A. I. Khalyasmaa^{1, 2)}, S. A. Eroshenko^{1, 2)}, P. V. Matrenin²⁾,
N. A. Papkova³⁾, D. A. Sekatski³⁾

¹⁾Ural Federal University named after the first President of Russia B. N. Yeltsin
(Ekaterinburg, Russian Federation),

²⁾Novosibirsk State Technical University (Novosibirsk, Russian Federation),

³⁾Belarusian National Technical University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The article presents an adaptive genetic algorithm developed by the authors, which makes it possible to optimize the topology of a power network with distributed generation. The optimization was based on bioinspired methods. The objects of the study was a 15-node circuit of a power network with photovoltaic stations and a 14-node IEEE augmented circuit with distributed generation sources (three wind farms and two photovoltaic plants). The simulation of the modes of electric power systems was performed using the Pandapower library for the Python programming language, which is in the public domain. Three types of electric load of consumers were considered, reflecting the natures of electricity consumption in the nodes of real electric power systems, the results of numerical studies were presented. The proposed genetic algorithm used two different functions of interbreeding, the function of mutation, selection of the best individuals and mass mutation (complete population renewal). At the end of each iteration of the algorithm operation, statistical dependencies were derived that characterized its work: the best (minimal losses) and average adaptability in the population, a list of the best individuals throughout all iterations, etc. The verification was carried out in comparison with the results obtained by a complete search of possible radial configurations of the system, and it showed that the developed genetic algorithm had fast convergence, high accuracy and was able to work correctly with different configurations of electrical circuits, generation and load structures. The algorithm can be used in conjunction with renewable energy sources generation forecasting systems for the day ahead when planning the operating modes of power units in order to minimize the costs of covering electricity losses and improve the quality of electricity supplied.

Keywords: distributed generation, mode optimization, genetic algorithm, solar energy, metaheuristic methods, restructuring, distribution network, power losses, load curve

For citation: Bramm A. M., Khalyasmaa A. I., Eroshenko S. A., Matrenin P. V., Papkova N. A., Sekatski D. A. (2022) Topology Optimization of the Network with Renewable Energy Sources Generation Based on a Modified Adapted Genetic Algorithm. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (4), 341–354. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-341-354> (in Russian)

Введение

Широкое использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) ведет к появлению принципиально новых задач оптимизации при проектировании и управлении в электроэнергетике. Это обусловлено стохастическим характером ВИЭ-генерации и переходом на децентрализованные двунаправленные системы электроснабжения, в которых переток мощности может изменять свое направление, в отличие от централизованных систем с однонаправленной передачей электроэнергии от производителя к потребителям. В таких системах в каждый час суток имеется свой оптимальный вариант радиальной конфигурации (топологии) сети, обеспечивающий минимальные потери в линиях электропередачи.

Поиском оптимальной топологической структуры электрической сети по различным критериям занимаются многие исследователи [1–4].

В настоящее время для решения этой проблемы используют алгоритмы оптимизации, которые могут применяться в различных режимах работы энергосистемы, в том числе приближенных к реальному времени. Однако большое число комбинаций и ограничения по времени принятия решений существенно затрудняют использование классических методов оптимизации (таких как направленный перебор), а комбинаторная природа задачи не позволяет применять градиентные методы.

Генетический алгоритм (ГА) показывает свою эффективность в большинстве прикладных задач расчета оптимальной структуры электрических сетей, в том числе с учетом потребительских энергоисточников [5].

Наиболее важный аспект в использовании ГА – определение способа кодирования решения в виде хромосомы. В классическом подходе популяция может иметь хромосомы, представляющие недопустимые решения, их функциям приспособленности присваиваются соответствующие штрафные значения. Однако поскольку генетические операторы мутации и скрещивания должны формировать решения, имеющие смысл с точки зрения задачи, в данной работе предлагается обеспечить однозначное соответствие кодирования и декодирования, а в качестве хромосом использовать зашифрованную двоичным кодом топологию сети. Разработанный алгоритм обеспечивает отсутствие циклов в графе, чтобы система оставалась радиальной. Если при генерации начальной популяции или в результате скрещивания формируется топология с циклом, она отбрасывается, так что процесс генерации начальной и каждой последующей популяции выполняется до тех пор, пока популяция не будет заполнена допустимыми решениями.

Основная часть

Современные тенденции развития промышленности и акцент на зеленых технологиях способствуют широкому использованию ВИЭ и активных распределительных сетей. Согласно годовым отчетам Международного энергетического агентства (IEA) за 2017–2019 гг. [6], зафиксировано снижение инвестиций в строительство электрических сетей на 7 % в год при увеличении финансирования цифровизации распределительных сетей (технологии автоматического управления, мониторинга и цифровых двойников оборудования). Доля цифровизации и интеллектуализации сетей превысила 15 % от общих инвестиций в 2019 г.

Наиболее распространенным источником электроэнергии в активных распределительных сетях являются фотоэлектрические станции. По данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (IRENA), на 2020 г. доля фотоэлектрических станций составила порядка 42 % от новой введенной мощности ВИЭ [7].

Серьезной проблемой при эксплуатации ВИЭ является стохастический характер их генерации. Данная особенность обуславливает высокую степень неопределенности при планировании режимов электроэнергетических систем (ЭЭС). В соответствии с изменением времени суток и погодных условий изменяется и режим работы ВИЭ, что влияет на перетоки мощности в сети. В отличие от централизованных ЭЭС, где переток мощности преимущественно однонаправленный, в энергосистемах с ВИЭ перетоки

в сети могут менять свое направление. Таким образом, одна выбранная топология сети оказывается не оптимальной для различных погодных условий и временных промежутков при оценке потерь мощности и недостаточной (избыточной) загрузке линий. Для оптимизации режимов систем с электростанциями на основе ВИЭ необходимо точное прогнозирование генерации. Достичь этого можно с помощью методов искусственного интеллекта [8–13].

В рамках настоящего исследования на каждый час суток определялась оптимальная конфигурация 15-узловой ЭЭС с двумя солнечными электростанциями установленной мощностью 1,8 и 2,5 МВт. Под оптимальной конфигурацией понимается совокупность включенных линий электропередачи (ЛЭП), обеспечивающих минимальный уровень потерь активной мощности в сети и допустимые параметры электрического режима (уровни напряжений в узлах сети, загрузка линий). Исходные данные – информация о структуре сети (сопротивление линий, характер нагрузки (табл. 1) и расположение электрических станций) и прогноз генерации электростанций. Топология сети представлена на рис. 1 (черным цветом показаны нормально включенные линии, красным – нормально отключенные).

Нагрузки ЭЭС представлены графиками электрических нагрузок потребителей трех типов (рис. 2) с явно выраженными базовыми и пиковыми областями, что отражает характер потребления электроэнергии в узлах реальных ЭЭС.

Таблица 1

Параметры распределительной электрической сети

Power distribution network parameters

Параметры линий					Параметры нагрузки			
Начало	Конец	Активное сопротивление, Ом	Реактивное сопротивление, Ом	Максимальный ток, А	Узел	Максимальная активная мощность, кВт	Максимальная реактивная мощность, квар	График нагрузки
1	2	1,35	1,32	265	2	44,1	44,99	1
2	3	1,17	1,14	265	3	70,1	71,44	1
3	4	0,84	0,82	265	4	40,0	142,82	2
4	5	1,20	1,02	298	5	44,1	44,99	1
2	9	2,01	1,32	298	9	70,0	71,44	1
9	10	1,68	1,13	298	10	44,1	44,99	2
2	6	2,55	1,72	298	6	140,0	142,82	3
6	7	1,08	0,73	298	7	140,0	142,82	1
6	8	1,25	0,84	298	8	70,0	71,44	1
3	11	1,79	1,21	298	11	140,0	142,82	2
11	12	2,45	1,65	298	12	70,0	71,44	3
12	13	2,01	1,36	298	13	44,1	44,99	1
4	14	2,23	1,50	298	14	70,0	71,44	2
4	15	1,97	0,80	240	15	140,0	142,82	3
10	14	1,90	1,12	298	–	–	–	–
13	15	2,18	2,12	265	–	–	–	–
7	11	2,98	1,54	263	–	–	–	–

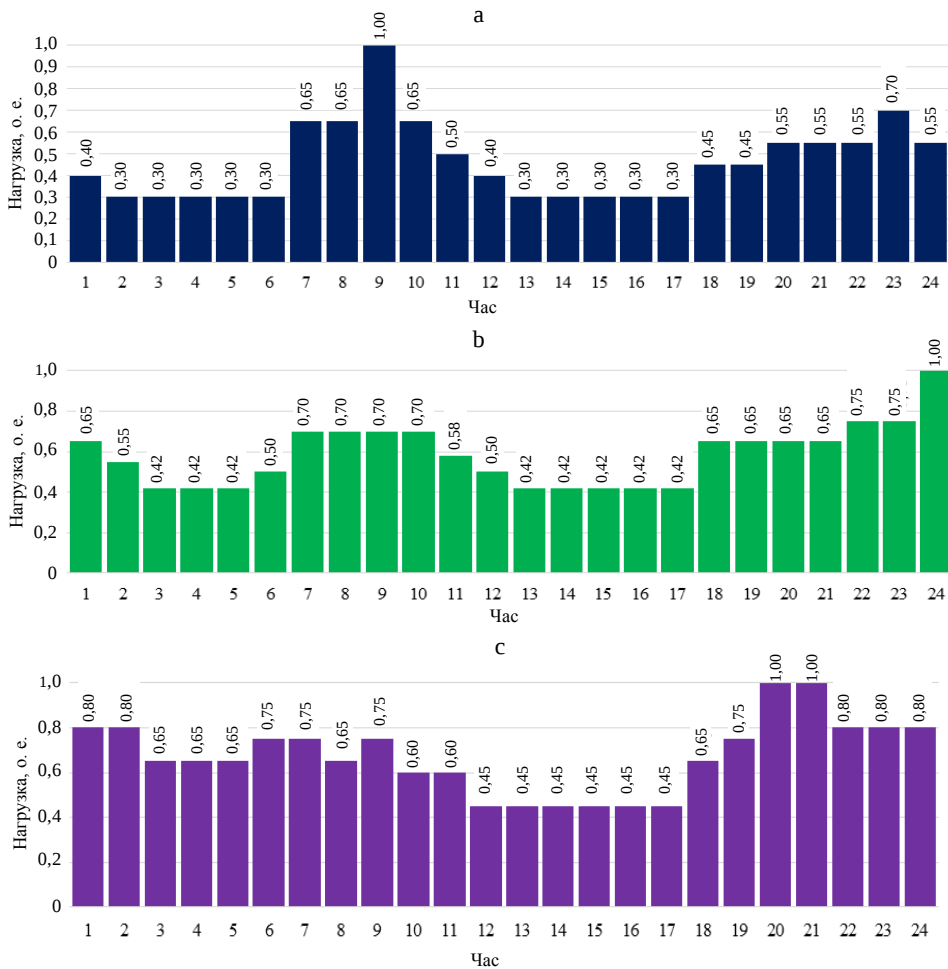
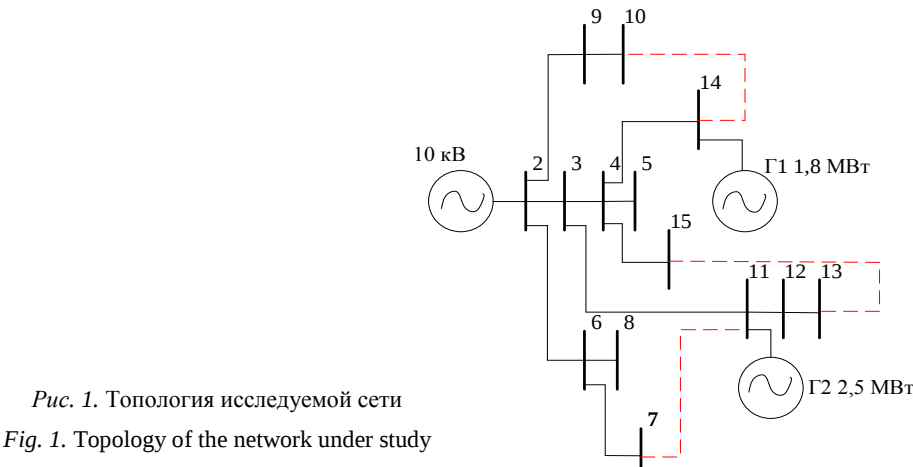


Рис. 2. График электрических нагрузок потребителя:
а – первого типа; б – второго; в – третьего типа

Fig. 2. Load curves of the consumer:
a – of the first type; b – of the second; c – of the third type

Разработка оптимизационного алгоритма

В последние годы в прикладной математике, как и в технических системах, наметилась тенденция применения биоинспирированных подходов [14]. Одно из ведущих направлений – моделирование естественных эволюционных процессов для эффективного решения оптимизационных задач науки и техники. Речь идет о так называемых генетических алгоритмах, которые в своей терминологии многое заимствуют из естественной генетики.

Основные отличия ГА от других оптимизационных и поисковых процедур [15]:

- работают в основном не с параметрами задачи, а с закодированным множеством параметров;
- осуществляют поиск не путем улучшения одного решения, а с помощью сразу нескольких альтернатив на заданном множестве;
- для оценки качества принятия решений используют целевую функцию, а не ее различные приращения;
- применяют не детерминированные, а вероятностные правила анализа оптимизационных задач.

Положительные свойства ГА позволяют рассматривать их применение как одну из возможных альтернатив для решения данного класса оптимизационных задач. На рис. 3 представлена разработанная авторами обобщенная блок-схема реализации алгоритма генетического поиска оптимальных решений по оптимизации топологии сети с объектами генерации на базе ВИЭ с использованием многокритериальной функции приспособленности. Рассмотрим пошагово работу представленного ГА.

Подготовка математической модели электроэнергетической системы. В качестве исходных взяты данные о количестве узлов, линиях, генераторах, нагрузках и т. д. Из Excel-файла с исходными данными, который читается при помощи алгоритма, создается модель сети в библиотеке Pandapower. Через эту же библиотеку производится расчет оптимального потокораспределения в заданной энергосистеме на случай, если в ЭЭС будут и ВИЭ, и традиционные источники, т. е. определяется наиболее экономичный режим по загрузке генераторов. Цель расчета – найти суммарные потери мощности для конкретной топологии сети на заданный час суток. Потокораспределение определяется по методу Ньютона – Рафсона, так как он мало чувствителен к мелким погрешностям, допускаемым в процессе вычислений. Идея метода заключается в линеаризации, что позволяет свести исходную задачу решения системы нелинейных уравнений к многократному решению системы линейных уравнений. В алгоритме введено важное ограничение: если при заданной топологии сети режим не существует, вместо величины потерь топологии присваивается значение функции 1000 (вводится большой штраф, чтобы исключить заведомо плохие варианты).

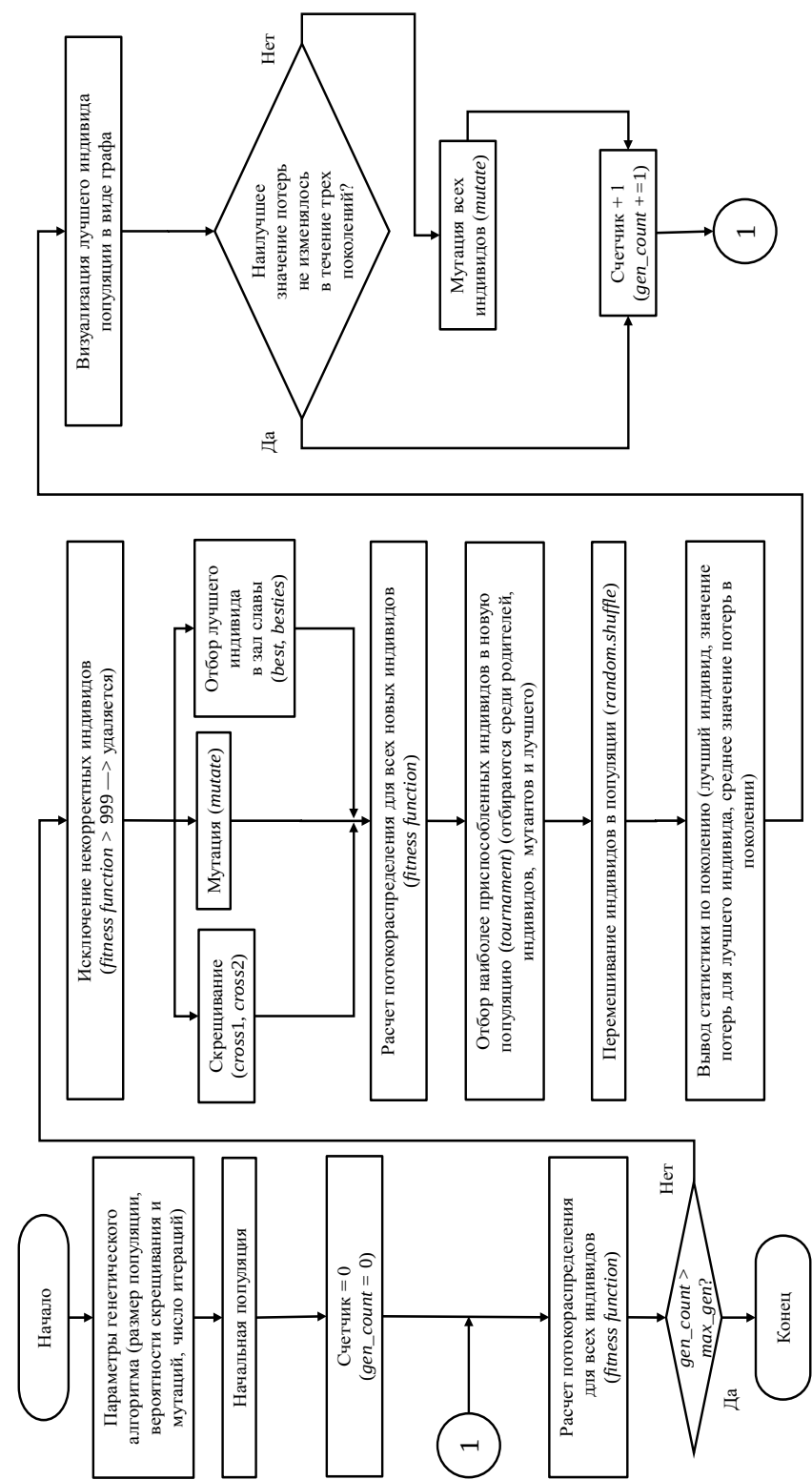


Рис. 3. Блок-схема генетического алгоритма
Fig. 3. Genetic algorithm block diagram

Fig. 4. Original electric power system graph

Описание генетического алгоритма для поиска оптимальной топологии. Задаются параметры ГА: размер популяции, вероятность скрещиваний и мутаций, максимальное число итераций (популяций). Размер популяции выбирается равным начальной популяции, если она небольшая (меньше 50 индивидов), в ином случае задается другое число исходя из времени реализации алгоритма.

Функции скрещивания. В алгоритме применяются функции скрещивания *cross1* и *cross2*, которые происходят с равной вероятностью 0,45.

Cross1 – обычное одноточечное скрещивание (рис. 5). С заданной вероятностью из популяции выбираются два случайных родителя, определяется случайная точка деления их хромосом. Совокупность левой части первого родителя и правой части второго определяет хромосому первого потомка, совокупность правой части первого родителя и левой части второго – хромосому второго потомка. Оба потомка проверяются на соответствие их топологии радиальной структуре (*tree_test*). Если потомок представляет собой радиальную структуру (остовный граф сети) и еще не был найден, то он добавляется в список потомства.

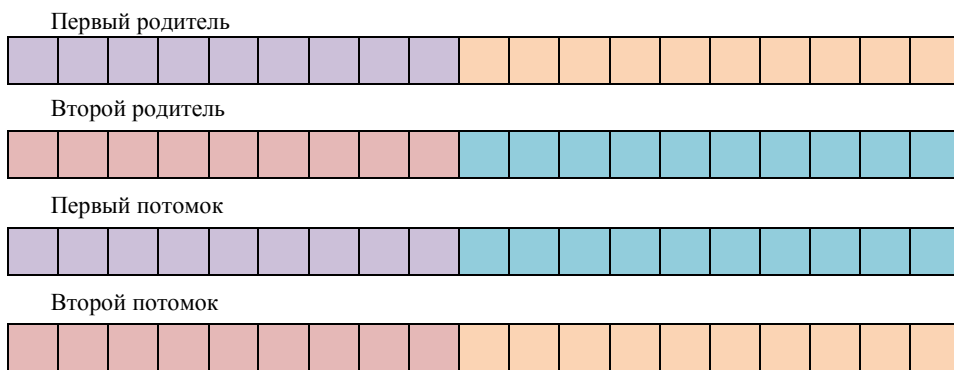


Рис. 5. Визуальная интерпретация метода cross1

Fig. 5. Cross1 method visual interpretation

Cross2 – обычное двухточечное скрещивание (рис. 6). С заданной вероятностью из популяции выбираются два случайных родителя, определяются две случайные точки деления их хромосом. Родительские хромосомы «перекручиваются» в этих точках, и получается два потомка. Оба потомка проверяются на соответствие их топологии радиальной структуре (*tree_test*). Если потомок представляет собой радиальную структуру (остовный граф сети) и еще не был найден, то он добавляется в список потомства.

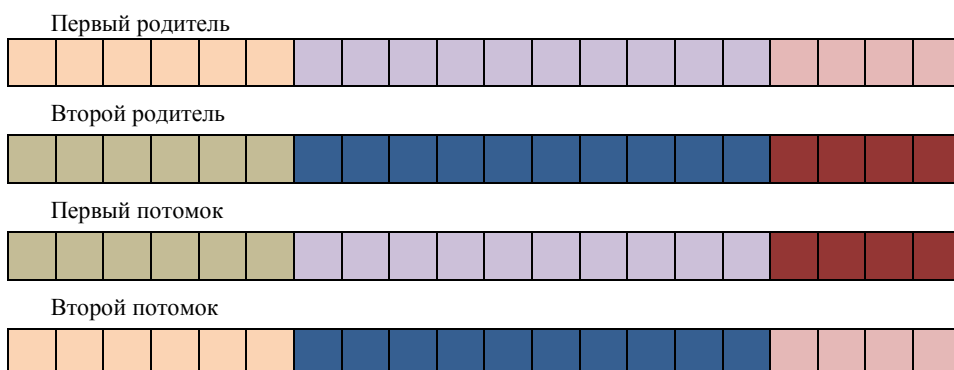


Рис. 6. Визуальная интерпретация метода cross2

Fig. 6. Cross2 method visual interpretation

Функция мутации. С заданной вероятностью выбирается один индивид, у которого инвертируется один бит (ген), т. е. одна из ЛЭП включается (отключается). Так как индивид – радиальная структура (дерево), при мутации возможны два варианта: либо появляется цикл (кольцо/петля), либо теряется связь с узлом системы. При появлении кольца выбирается ЛЭП с наибольшим сопротивлением и отключается. При потере связи включается ЛЭП с наименьшим сопротивлением, чтобы обеспечить связность всех узлов сети.

Функция отбора. Отбор производится по типу честного турнира. Из индивидов выбираются k штук (k – размер турнира, задается пользователем), которые сравниваются между собой по величине суммарных потерь в сети. Дальше проходит тот, у кого потери ниже. Те индивиды, которые уже участвовали в турнире, не могут участвовать повторно. Процедура повторяется до тех пор, пока не отберется нужное число индивидов для новой популяции.

Функция отбора лучших индивидов. В начале каждой итерации (на каждом поколении) до скрещивания определяется самый приспособленный индивид с наименьшим значением потерь. Он заносится в список лучших – зал славы, позволяющий видеть, как изменялись наиболее приспособленные индивиды.

Функция массовой мутации (перерождения, апокалипсиса). Если лучший индивид не сменился в течение трех поколений (значение функции приспособленности не изменялось три итерации подряд), функция мутации применяется ко всем без исключения индивидам популяции. Таким образом минимизируется возможность зависаний в точках локального оптимума.

В конце каждой итерации алгоритма выводится статистика по типу:

- лучшая приспособленность (минимальные потери) в популяции;
- средняя приспособленность;
- лучший индивид – топология с наименьшими потерями в форме двоичного кода;
- зал славы – список лучших индивидов на протяжении всех итераций.

Перед началом новой итерации алгоритма все индивиды в популяции перемешиваются (меняются местами в случайном порядке), чтобы повысить разнообразие при скрещивании. По окончании работы ГА выводятся статистические зависимости, характеризующие его работу.

Оценка работы алгоритма

Корректность работы алгоритма протестирована по описанной выше схеме. Проведено восемь итераций с вероятностями скрещивания 0,95 и мутации 0,20. В результате получены кривые изменения максимальной и средней приспособленности в соответствии с продолжительностью работы алгоритма (число итераций). В качестве примера на рис. 7 приведены зависимости для состояния системы на момент времени 12:00. По их характеру можно судить о том, что алгоритм работает корректно, суммарное

значение потерь в сети снижается как для наилучшего индивида, так и в среднем в поколении с увеличением числа итераций.

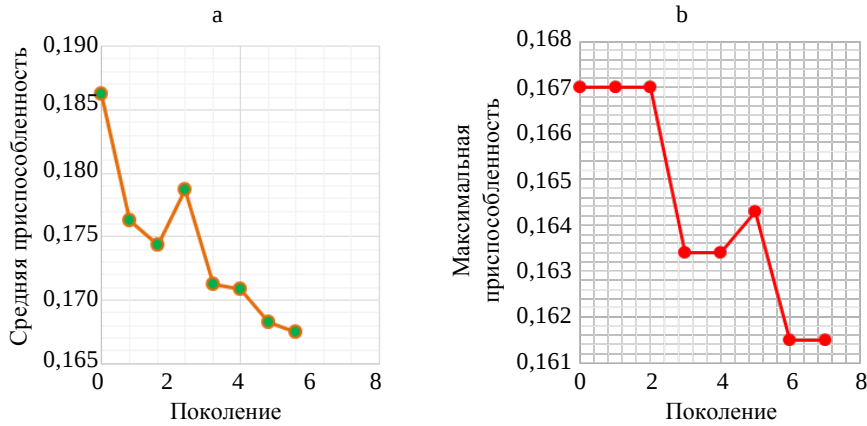


Рис. 7. Изменение приспособленности индивидов (схема 15 узлов):

a – средней; b – максимальной

Fig. 7. Changes in individual adaptability (15 nodes scheme): a – mean; b – maximum

В целях проверки универсальности алгоритм проверен на 14-узловой тестовой схеме IEEE, дополненной генерацией на основе ВИЭ (три ветровые и две фотоэлектрические станции). Схема сети представлена на рис. 8.

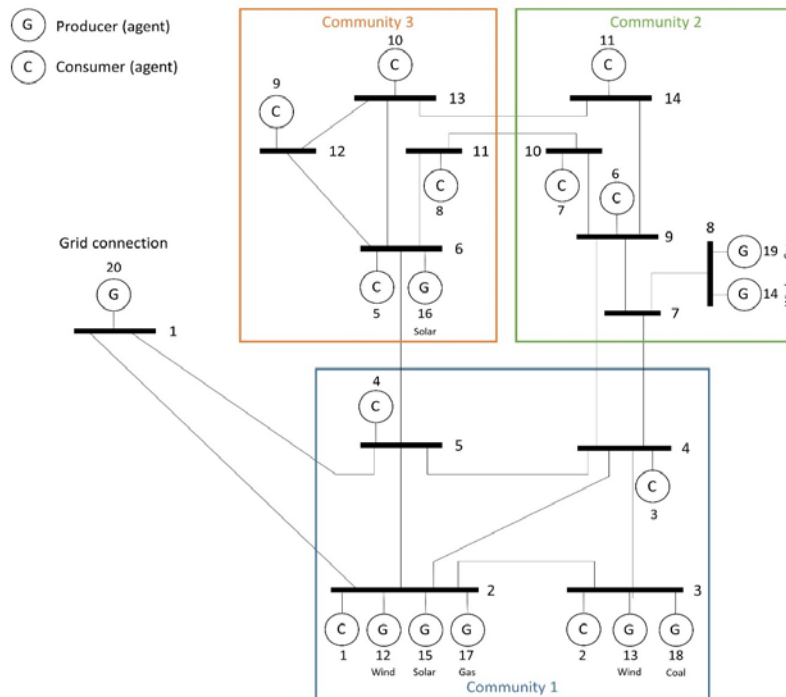


Рис. 8. Дополненная схема IEEE (14 узлов)

Fig. 8. Supplemented IEEE scheme (14 nodes)

В качестве демонстрации работы алгоритма в указанной схеме на рис. 9 представлены графики изменения средней и максимальной приспособленности индивидов за 25 итераций для состояния системы на момент времени 24:00.

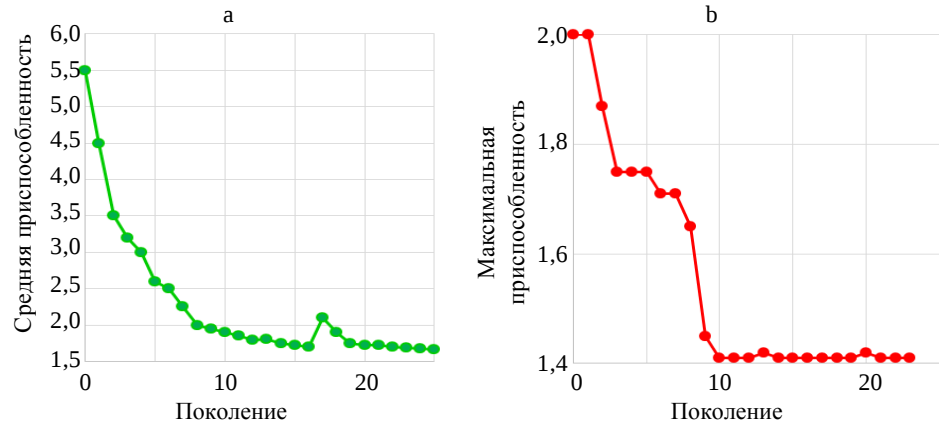


Рис. 9. Изменение приспособленности индивидов (схема 14 узлов):
а – средней; б – максимальной

Fig. 9. Changes in individual adaptability: a – mean; b – maximum

На четвертой итерации расчета алгоритм попал в точку локального оптимума (1,742 МВт), однако через три итерации при помощи функции массовой мутации зависание алгоритма в данной точке было исключено. Оптимальное решение, найденное за 10 итераций (1,407 МВт), соответствует снижению суммарных потерь активной мощности в сети на 27,4 % по отношению к стартовой точке алгоритма (1,938 МВт). После 10-й итерации оптимальное значение не улучшалось.

Согласно данным, полученным методом полного перебора возможных радиальных конфигураций системы (1048576 конфигураций), оптимальная топология сети соответствует значению суммарных потерь активной мощности 1,308 МВт. Таким образом, результат, полученный при помощи алгоритма, отличается от истинного оптимального решения на 7,6 %. Однако время нахождения решения алгоритмом значительно меньше, чем поиск полным перебором, даже для схемы в 14 узлов.

ВЫВОДЫ

1. Рассмотрена задача оптимизации топологии (конфигурации) распределительной сети по критерию минимизации потерь активной мощности. Для ее решения предложен модифицированный генетический алгоритм, отличительными особенностями которого являются: представление структуры распределительной сети в виде двоичного кода; создание функций скрещивания и мутации для формирования индивидов, которые имеют смысл для данной задачи; введение штрафа для тех индивидов (конфигураций), для которых отклонения параметров установившегося режима превышают предельно допустимые показатели.

2. Разработанный генетический алгоритм обладает быстрой сходимостью (порядка 10 итераций для схемы из 14 узлов), высокой точностью (найденное решение отличается от глобального оптимума на 7,6 %) и корректно работает при различных схемах сетей, структурах генерации и нагрузки. Кроме того, он позволяет определить оптимальную топологию сети, уровень суммарных потерь в которой на 27 % ниже, чем в исходной топологии.

3. Алгоритм может применяться совместно с системами прогнозирования ВИЭ-генерации на сутки вперед при планировании режимов работы энергообъединений с целью минимизации издержек на покрытие потерь электроэнергии и улучшения качества отпускаемой электроэнергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Zhu, Y. An Improved Genetic Algorithm for Power Grid / Y. Zhu, X. Guo, J. Li // 2009 Fifth International Conference on Information Assurance and Security. Ottawa, 2009. P. 455–458. <https://doi.org/10.1109/IAS.2009.86>.
2. Dongmei, Z. Reactive Power Optimization by Genetic Algorithm Integrated with Reduced Gradient Method / Z. Dongmei, W. Pei, Z. Xu // 2014 IEEE Workshop on Advanced Research and Technology in Industry Applications (WARTIA). 2014. P. 838–841. <https://doi.org/10.1109/WARTIA.2014.6976403>.
3. Zhang, J. Reactive Power Optimization of Distribution Network Based on an Improved Genetic Algorithm / J. Zhang, T. Huang, H. Zhang // 2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific. Dalian, 2005. P. 1–4. <https://doi.org/10.1109/TDC.2005.1546960>.
4. Bramm, A. Optimal Reconfiguration of Distribution Network with Solar Power Plants / A. Bramm, S. Eroshenko // 2021 Ural-Siberian Smart Energy Conference (USSEC). Novosibirsk, 2021. P. 1–5. <https://doi.org/10.1109/USSEC53120.2021.9655718>.
5. Фурсанов, М. И. Совершенствование методики расчета установившихся режимов городских электрических сетей с учетом потребительских энергоисточников / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2019. Т. 62, № 6. С. 514–527. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-6-514-527>.
6. Smart Grids [Electronic Resource] // IEA. Mode of access: <https://www.iea.org/reports/smart-grids>. Date of access: 01.03.2021.
7. Renewable Capacity Statistics 2020 [Electronic Resource] / International Renewable Energy Agency (IRENA). 2021. Mode of access: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020.pdf. Date of access: 01.03.2021.
8. Strategic Planning of Renewable Energy Sources Implementation Following the Country-Wide Goals of Energy Sector Development / A. Khalyasmaa [et al.] // 2020 International Conference on Smart Technologies in Computing, Electrical and Electronics (ICSTCEE). 2020. P. 433–438. <https://doi.org/10.1109/ICSTCEE49637.2020.9277484>.
9. Microgrid Development for Remote Residential Customers Power Supply / A. Khalyasmaa [et al.] // 2020 International Conference on Smart Technologies in Computing, Electrical and Electronics (ICSTCEE). 2020. P. 186–190. <https://doi.org/10.1109/ICSTCEE49637.2020.9276813>.
10. Aburiyana, G. An Overview of Forecasting Techniques for Load, Wind and Solar Powers / G. Aburiyana, M. E. El-Hawary // 2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC). 2017. P. 1–7. <https://doi.org/10.1109/EPEC.2017.8286192>.
11. Jurj, D. I. Overview of Electrical Energy Forecasting Methods and Models in Renewable Energy / D. I. Jurj, D. D. Micu, A. Muresan // 2018 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE), Iasi, 18–19 October 2018. P. 87–90. <https://doi.org/10.1109/ICEPE.2018.8559807>.
12. Solar Power Prediction Based on Satellite Images and Support Vector Machine / H. S. Jang [et al.] // IEEE Transactions on Sustainable Energy. 2016. Vol. 7, Iss. 3. P. 1255–1263. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2535466>.
13. Фурсанов, М. И. Об управлении режимами городских электрических сетей в условиях SMART GRID / М. И. Фурсанов, А. А. Золотой // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2018. Т. 61, № 1. С. 15–27. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-15-27>.
14. Bioinspired Optimization Methods and Their Applications: 9th International Conference, BIOMA 2020, Brussels, November 19–20, 2020. Proceedings / under ed. B. Filipič [et al.].

Springer Nature Switzerland, 2020. 322 p. (Lecture Notes in Computer Science, vol. 12438). <https://doi.org/10.1007/978-3-030-63710-1>.

15. Immanuel, S. D. Genetic Algorithm: An Approach on Optimization / S. D. Immanuel, U. K. Chakraborty // 2019 International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES). 2019. P. 701–708. <https://doi.org/10.1109/ICCES45898.2019.9002372>.

Поступила 05.04.2022 Подписана в печать 16.06.2022 Опубликовано онлайн 29.07.2022

REFERENCES

1. Zhu Y., Guo X., Li J. (2009) An Improved Genetic Algorithm for Power Grid. *2009 Fifth International Conference on Information Assurance and Security*. Ottawa. 455–458. <https://doi.org/10.1109/IAS.2009.86>.
2. Dongmei Z., Pei W., Xu Z. (2014) Reactive Power Optimization by Genetic Algorithm Integrated with Reduced Gradient Method. *2014 IEEE Workshop on Advanced Research and Technology in Industry Applications (WARTIA)*, 838–841. <https://doi.org/10.1109/WARTIA.2014.6976403>.
3. Zhang J., Huang T., Zhang H. (2005) The Reactive Power Optimization of Distribution Network Based on an Improved Genetic Algorithm. *2005 IEEE/PES Transmission & Distribution Conference & Exposition: Asia and Pacific*. Dalian, 1–4. <https://doi.org/10.1109/TDC.2005.1546960>.
4. Bramm A., Eroshenko S. (2021) Optimal Reconfiguration of Distribution Network with Solar Power Plants. *2021 Ural-Siberian Smart Energy Conference (USSEC)*. Novosibirsk, 1–5. <https://doi.org/10.1109/USSEC53120.2021.9655718>.
5. Fursanov M. I., Zalotoy A. A. (2019) Improvement of the Method of Calculation of Steady-State Modes of Urban Electric Networks Taking into Account Consumer Energy Sources. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (6), 514–527. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-6-514-527> (in Russian).
6. Smart Grids. IEA. Available at: <https://www.iea.org/reports/smart-grids> (Accessed 1 March 2021).
7. International Renewable Energy Agency IRENA (2020). *Renewable Capacity Statistics 2020*. Available at: https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Mar/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2020.pdf.
8. Khalyasmaa A., Eroshenko S., Bramm A., Tran D. C., Chakravarthi Teja P., Hariprakash R. (2020) Strategic Planning of Renewable Energy Sources Implementation Following the Country-Wide Goals of Energy Sector Development. *2020 International Conference on Smart Technologies in Computing, Electrical and Electronics (ICSTCEE)*, 433–438. <https://doi.org/10.1109/ICSTCEE49637.2020.9277484>.
9. Khalyasmaa A., Eroshenko S., Bramm A., Chakravarthi Teja P., Hariprakash R. (2020) Microgrid Development for Remote Residential Customers Power Supply. *2020 International Conference on Smart Technologies in Computing, Electrical and Electronics (ICSTCEE)*, 186–190. <https://doi.org/10.1109/ICSTCEE49637.2020.9276813>.
10. Aburiyana G., El-Hawary M. E. (2017) An Overview of Forecasting Techniques for Load, Wind and Solar Powers. *2017 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 1–7. <https://doi.org/10.1109/EPEC.2017.8286192>.
11. Jurj D. I., Micu D. D., Muresan A. (2018) Overview of Electrical Energy Forecasting Methods and Models in Renewable Energy. *2018 International Conference and Exposition on Electrical and Power Engineering (EPE)*, 87–90. <https://doi.org/10.1109/ICEPE.2018.8559807>.
12. Jang H. S., Bae K. Y., Park H.-S., Sung D. K. (2016) Solar Power Prediction Based on Satellite Images and Support Vector Machine. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 7 (3), 1255–1263. <https://doi.org/10.1109/TSTE.2016.2535466>.
13. Fursanov M. I., Zalotoy A. A. (2018) On the Management of Urban Electric Networks in the Conditions of the SMART GRID. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 61 (1), 15–27. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2018-61-1-15-27> (in Russian).
14. Filipič B. (ed.) [et al.] (2020) *Bioinspired Optimization Methods and Their Applications: 9th International Conference, BIOMA 2020, Brussels, November 19–20, 2020. Lecture Notes in Computer Science, 12438*. Springer Nature Switzerland. 322 <https://doi.org/10.1007/978-3-030-63710-1>.
15. Immanuel S. D., Chakraborty U. K. (2019) Genetic Algorithm: An Approach on Optimization. *International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES)*, 701–708. <https://doi.org/10.1109/ICCES45898.2019.9002372>.

Received: 5 April 2022

Accepted: 16 June 2022

Published online: 29 July 2022

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-355-365>

УДК 662.715.1

Моделирование процесса получения жидких продуктов пиролиза растительной биомассы с учетом скорости их охлаждения

С. В. Василевич¹⁾, М. В. Малько²⁾, Д. В. Дегтерев²⁾, А. Н. Асадчий²⁾

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

²⁾Институт энергетики Национальной академии наук Беларуси
(Минск, Республика Беларусь)

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

Реферат. В статье представлены результаты расчетных и экспериментальных исследований термохимической конверсии древесной биомассы с получением жидких продуктов пиролиза с учетом скорости их охлаждения. Приведена методика расчета оптимальных режимных параметров (температуры и скорости охлаждения) технологического процесса. Предложено выражение для определения расхода древесного сырья в зависимости от температуры термохимической конверсии. Отмечено, что массовый выход жидких продуктов пиролиза из реактора слабо зависит от температуры и равен примерно 0,45 в диапазоне от 573 до 923 К. Для оценки влияния скорости их охлаждения использовано дифференциальное уравнение третьего порядка для модели, лимитированной скоростью реакции. Показано, что при охлаждении жидких продуктов пиролиза степень их конверсии стремится к определенному значению, отличному от 1. Получены расчетные данные по зависимости степени конверсии жидких продуктов пиролиза древесины от времени при различной скорости их охлаждения и температуре термохимической конверсии биомассы. Установлено, что отношение массового выхода охлажденных жидких продуктов пиролиза к начальной загрузке пиролизного реактора позволяет найти оптимальные условия охлаждения первичных продуктов пиролиза биомассы, осуществляемого при определенных температурах. Представлены графики зависимости указанного параметра от температуры процесса термохимической конверсии древесной биомассы для различных скоростей охлаждения. Показано, что максимально возможный их выход обеспечивается при температуре в реакторе 923–973 К и скорости охлаждения 700000–1200000 град./мин. Однако установление такой скорости – достаточно сложная техническая задача. Поэтому при осуществлении технологий получения жидких продуктов пиролиза ограничиваются температурами 773–800 К, при которых можно достичь практически реализуемой скорости охлаждения первичных продуктов разложения биомассы.

Ключевые слова: древесина, термохимическая конверсия, жидкие продукты пиролиза, охлаждение, предельная степень конверсии

Для цитирования: Моделирование процесса получения жидких продуктов пиролиза растительной биомассы с учетом скорости их охлаждения / С. В. Василевич [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 4. С. 355–365.
<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-355-365>

Адрес для переписки

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

Address for correspondence

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

Modeling the Process of Obtaining Liquid Pyrolysis Products of Plant Biomass Taking into Account the Rate of their Cooling

S. V. Vasilevich¹⁾, M. V. Malko²⁾, D. V. Degterov²⁾, A. N. Asadchy²⁾

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

²⁾Institute of Power Energy of National Academy of Sciences of Belarus
(Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The article presents the results of computational and experimental studies of thermochemical conversion of wood biomass to obtain liquid pyrolysis products taking into account their cooling rate. The method of calculating the optimal operating parameters (temperature and cooling rate) of the technological process is presented. An expression is proposed to determine the consumption of wood raw materials depending on the temperature of the thermochemical conversion process. It is noted that the mass yield of liquid pyrolysis products from the reactor poorly depends on temperature and is approximately 0.45 in the range from 573 to 923 K. To assess the effect of the cooling rate of liquid pyrolysis products, a third-order differential equation was used for a model limited by the reaction rate. It has been shown that when liquid pyrolysis products are cooled, the degree of their conversion tends to a certain value other than 1 (depending on the cooling rate). Calculated data on the dependence of the degrees of conversion of liquid wood pyrolysis products on time at different cooling rates and temperatures of thermochemical conversion of biomass have been obtained. It has been established also that the ratio of the mass yield of cooled liquid pyrolysis products to the initial loading of the pyrolysis reactor makes it possible to find optimal cooling conditions for the primary products of biomass pyrolysis carried out at certain temperatures. Graphs of the dependence of this parameter on the temperature of the thermochemical conversion of wood biomass for different cooling rates of liquid pyrolysis products are presented. It is shown that the maximum possible yield of liquid products is provided at a reactor temperature of 923–973 K and a cooling rate of 700000–1200000 degrees/min. However, achieving such cooling rates is rather a difficult technical task. Therefore, more limited temperature 773–800 K is accepted, at which a practically realizable cooling rate of primary biomass decomposition products is achieved.

Keywords: wood, thermochemical conversion, liquid pyrolysis products, cooling, limiting degree of conversion

For citation: Vasilevich S. V., Malko M. V., Degterov D. V., Asadchy A. N. (2022) Modeling the Process of Obtaining Liquid Pyrolysis Products of Plant Biomass Taking into Account the Rate of their Cooling. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (4), 355–365. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-355-365> (in Russian)

Введение

В промышленно развитых странах интенсивно совершенствуются такие направления переработки биомассы, как пиролиз, газификация, ожижение [1–9]. Среди современных технологий энергетического использования растительной биомассы наиболее универсальной, эффективной и дешевой, по мнению экспертов Международного энергетического агентства (IEA), является термохимическая конверсия методом пиролиза. Эта технология позволяет получать качественное, экологически безопасное твердое, жид-

кое и газообразное топливо практически из любого сырья, содержащего органические компоненты.

К основным преимуществам жидких продуктов пиролиза биомассы по сравнению с исходной биомассой при энергетическом использовании относятся: высокая энергетическая плотность, меньшие транспортные затраты, повышение технологичности энергетического использования, возможность прямого сжигания в турбинах и тихоходных дизельных двигателях с генерацией электроэнергии, получение коммерческих продуктов для химического синтеза, применения в качестве удобрения и сорбента.

Значительный интерес представляет применение жидких продуктов пиролиза биомассы в качестве связующих для композитных материалов (добавка в дорожные вяжущие до 20 %, улучшение адгезии вяжущих, стабилизация свойств битума, укрепление грунтов), а также сырья для химической промышленности, производства технического углерода, дорожного строительства.

Максимальный выход жидких продуктов термохимической конверсии органических материалов возможен только на основе быстрого пиролиза и только в том случае, если обеспечивается высокая скорость охлаждения продуктов реакции. Последнее требование обусловлено тем, что в процессе термохимической конверсии органических материалов образуются десятки высокорекреационных компонентов, вступающих в реакцию друг с другом. В случае медленного охлаждения реакционной смеси, покидающей реакционную зону, образовавшиеся продукты взаимодействуют между собой, превращаясь в смесь воды и диоксида углерода: компоненты пиролиза $= m\text{H}_2\text{O} + n\text{CO}_2$.

Таким образом, при осуществлении термохимической конверсии органических материалов с целью получения жидких продуктов важнейшей проблемой является быстрое охлаждение реакционной смеси, чтобы заморозить возможные химические реакции между реакционными продуктами, образовавшимися в реакционной зоне.

В статье рассмотрен случай термохимической конверсии крупных частиц (размер фракции около 2 см) в изотермических условиях при различных температурах с последующим охлаждением первичных продуктов пиролиза.

Основная часть

В ходе предыдущих исследований определено, что кинетика термохимической конверсии древесины при изотермических условиях описывается моделью Аврами – Ерофеева [10]. Степень конверсии при этом рассчитывается с помощью уравнения

$$\alpha = 1 - \exp(-kt)^{(1/n)}, \quad (1)$$

где k – константа скорости реакции, мин^{-1} ; t – время, мин; $n = 0,5$.

Константа скорости k определяется как

$$k = 7,78 \cdot 10^3 \exp(-64900/RT), \quad (2)$$

где R – универсальная газовая постоянная (8,314 Дж/(моль·К)); T – температура, К.

При этом производная степени конверсии по времени равна отношению массового расхода газообразных продуктов пиролиза к полной массе этих продуктов

$$\frac{d\alpha}{dt} = G/(m_0 - m_\infty), \quad (3)$$

где G – массовый расход, кг/мин; m_0 – начальная масса образца древесной биомассы, кг; m_∞ – конечная масса (масса угля), кг.

Поскольку процесс термохимической конверсии протекает при атмосферном давлении, примем массу угля как 24 % от начальной массы. Это значение определено в ходе исследований влияния давления на массовый выход угля [11, 12].

Тогда (3) запишем как

$$\frac{d\alpha}{dt} = G/0,76m_0. \quad (4)$$

В ходе расчетов (1) определено, что за время, равное $\sqrt{2/k}$, практически вся биомасса (около 99 %) разлагается. Значит, для обеспечения непрерывного процесса пиролиза за данный период времени в реактор должно поступить m_0 древесного сырья.

Таким образом, выражение для расчета массового расхода древесного сырья

$$G_d = \frac{k}{1,5} M_0 = 0,94kM_0, \quad (5)$$

где M_0 – начальная загрузка древесины в реактор, кг.

Зная выражение для константы скорости реакции термохимической конверсии древесной биомассы (2), можно получить зависимость массового расхода древесного сырья от температуры в реакторе (рис. 1).

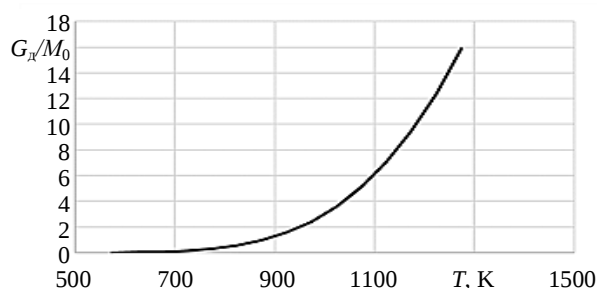


Рис. 1. Зависимости параметра G_d/M_0 от температуры

Fig. 1. Dependences of the G_d/M_0 characteristic on temperature

Газообразные продукты включают смолы, которые конденсируются при понижении температуры (до 573–373 К). Массовый выход жидких продуктов пиролиза при изотермической конверсии древесных частиц размером порядка 2 см слабо зависит от температуры процесса и равен примерно 0,45 в диапазоне температур термохимической конверсии от 573 до 923 К [13]. Тогда массовый выход смолы

$$G_{\text{см}} = 0,45G_{\text{д}}.$$

Однако известно, что смолы успевают частично разлагаться, если не обеспечить достаточно высокую скорость охлаждения продуктов конверсии. Это влияет на массовый выход жидких продуктов конверсии (он значительно снижается). Для более полного понимания влияния скорости охлаждения на долю разлагаемых продуктов конверсии необходимо исследовать кинетику термического разложения жидких продуктов пиролиза при неізотермическом процессе (в частности, в процессе охлаждения).

Степень конверсии пиролизных смол описывается выражением [14]

$$\alpha = 1 - \sqrt{\frac{1}{1 + 2kt}}. \quad (6)$$

Константа скорости определяется

$$k = 1,361 \cdot 10^8 \exp\left(-\frac{113744}{RT}\right), \quad (7)$$

$$T = T_0 + \beta t.$$

Выражения (6), (7) описывают процесс разложения смолы при повышении температуры с постоянной скоростью нагрева $\beta > 0$. Диапазон исследованных температур от 300 до 800 К. Изучены процессы разложения 400 мг смолы при скорости нагрева от 0,25 до 20 К/мин. Однако (6) нельзя использовать при описании разложения в процессе охлаждения (при $\beta < 0$). В таком случае применяют уравнение в дифференциальной форме

$$\frac{d\alpha}{dT} = \frac{1}{\beta} k (1 - \alpha)^3. \quad (8)$$

Константа скорости k в (8) определяется по (7). Таким образом получаем зависимости степени термического разложения смол от времени при различных скоростях охлаждения и начальных температурах T_0 (рис. 2, 3).

В процессе охлаждения смол значения степеней разложения стремятся к некоторым предельным величинам (рис. 4). При $\ln \beta < 8$ и скорости охлаждения $\beta \approx 3000$ град./мин большая часть смол разлагается.

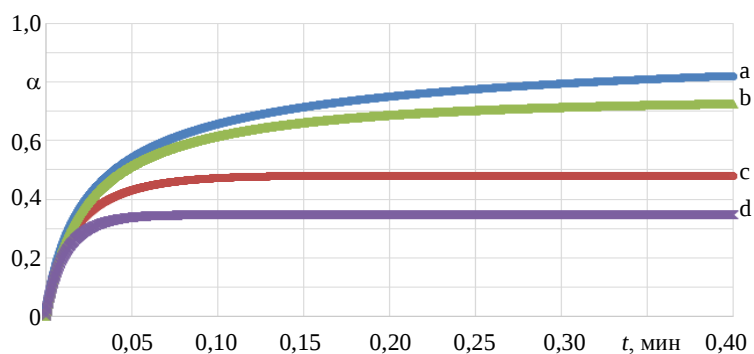


Рис. 2. Зависимость степени термического разложения смол от времени при начальной температуре 673 К и скорости охлаждения:
 а – 1 К/мин; б – 10000; с – 50000; д – 100000 К/мин

Fig. 2. Dependences of the degree of thermal decomposition of resins on time when initial temperature is 673 K, while cooling rate is: а – 1 K/min; б – 10000; с – 50000; д – 100000 K/min

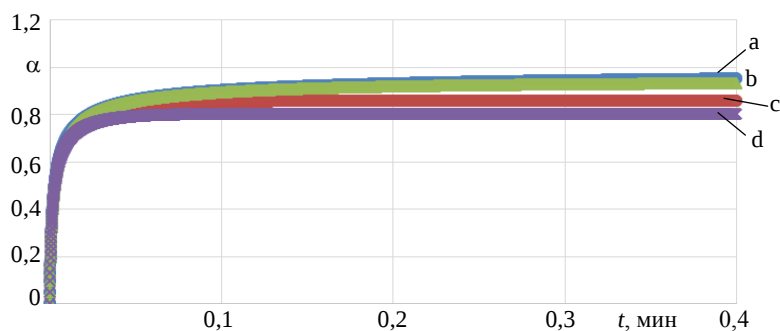


Рис. 3. Зависимость степени термического разложения смол от времени при начальной температуре 773 К и скорости охлаждения:
 а – 1 К/мин; б – 10000; с – 50000; д – 100000 К/мин

Fig. 3. Dependences of the degree of thermal decomposition of resins on time when initial temperature is 773 K, while cooling rate is: а – 1 K/min; б – 10000; с – 50000; д – 100000 K/min

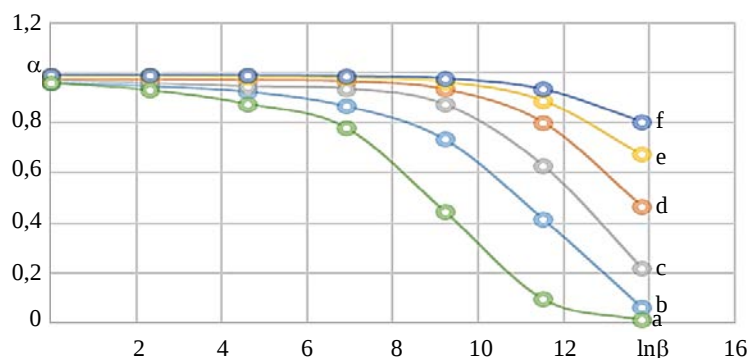


Рис. 4. Зависимость предельных степеней разложения от $\ln\beta$ при:
 а – 350 °С; б – 400; с – 450; д – 500; е – 550; ф – 600 °С

Fig. 4. Dependence of the limiting degrees of decomposition on $\ln\beta$ at:
 а – 350 °С; б – 400; с – 450; д – 500; е – 550; ф – 600 °С

Для описания указанных зависимостей построим графики функции (рис. 5)

$$\ln\left(-\frac{d\alpha}{dt}\right) = f(\ln\beta). \quad (9)$$

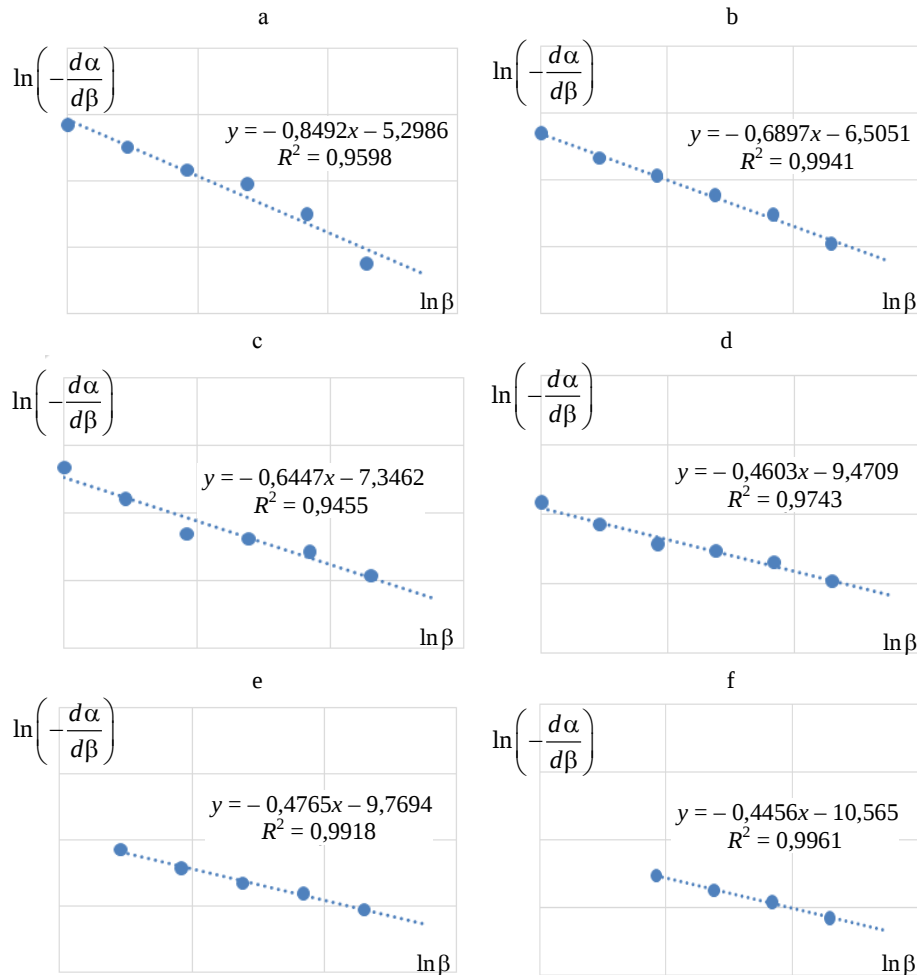


Рис. 5. Зависимость $\ln\left(-\frac{d\alpha}{d\beta}\right)$ от $\ln\beta$ при:

a – 350 °C; b – 400; c – 450; d – 500; e – 550; f – 600 °C

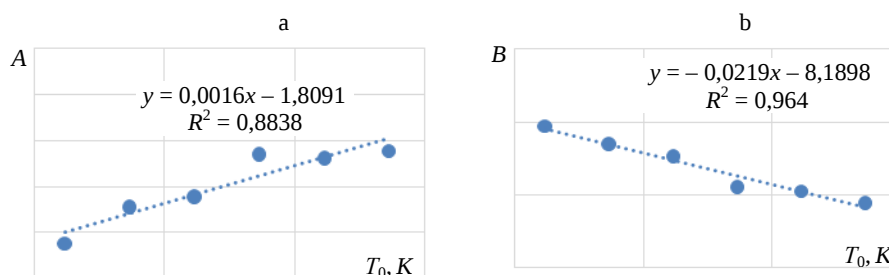
Fig. 5. Dependence of $\ln\left(-\frac{d\alpha}{d\beta}\right)$ on $\ln\beta$ at:

a – 350 °C; b – 400; c – 450; d – 500; e – 550; f – 600 °C

Из графиков видно, что (9) описывается линейным выражением

$$\ln\left(-\frac{d\alpha}{dt}\right) = A\ln\beta + B, \quad (10)$$

где A , B – коэффициенты, зависящие от начальной температуры (рис. 6).

Рис. 6. Зависимость от начальной температуры T_0 коэффициента: а – А; б – ВFig. 6. Dependence on the initial temperature T_0 of the coefficient of: а – А; б – В

Уравнения для расчета коэффициентов А, В:

$$A = 0,0016T_0 - 1,8091; \quad (11)$$

$$B = -0,0219T_0 + 8,1898. \quad (12)$$

Таким образом, зависимость предельного значения степени разложения смолы при ее охлаждении описывается выражением

$$\ln\left(-\frac{d\alpha}{d\beta}\right) = \ln\beta(0,0016T_0 - 1,8091) - 0,0219T_0 + 8,1898. \quad (13)$$

Решение (13) имеет вид

$$\alpha = 1 - \frac{\exp(8,1898 - 0,0219T_0)}{(0,0016T_0 - 0,8091)^2} \beta^{(0,0016T_0 - 0,8091)^2}. \quad (14)$$

В качестве основного показателя при выборе режимов пиролиза и охлаждения примем отношение массового выхода охлажденных жидких продуктов пиролиза к начальной загрузке пиролизного реактора:

$$\gamma = (G_{\text{см}}/M_0)(1 - \alpha) = 0,45(G_{\text{д}}/M_0)(1 - \alpha); \quad (15)$$

$$\gamma = 0,45 \frac{G_{\text{д}}}{M_0} \frac{e^{(8,1898 - 0,0219T_0)}}{(0,0016T_0 - 0,8091)^2} \beta^{(0,0016T_0 - 0,8091)^2}. \quad (16)$$

Данный параметр показывает влияние температуры на выход первичных продуктов пиролиза и процесс их термического разложения до охлаждения. На рис. 7 представлены графики зависимости γ от начальной температуры при различных скоростях охлаждения.

Анализ графиков (рис. 7) позволяет определить оптимальные режимы для получения жидких продуктов пиролиза: температура в реакторе 923–973 К, скорость охлаждения 700000–1200000 град./мин ($\ln\beta = 11–14$). Однако установление такой скорости охлаждения – достаточно сложная

техническая задача. Необходимо, чтобы первичные продукты конверсии за время, равно около 0,05 с, смогли успеть охладиться до 373 К. Поэтому при осуществлении технологий получения жидких продуктов пиролиза ограничиваются температурами 773–800 К, при которых можно достичь практически реализуемой скорости охлаждения первичных продуктов разложения биомассы.

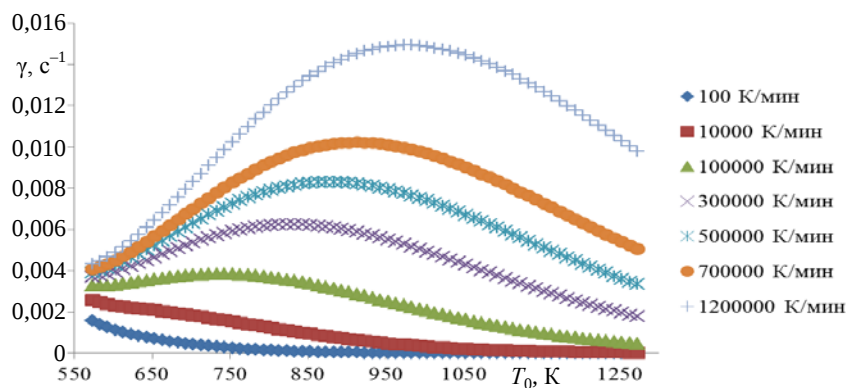


Рис. 7. Графики зависимости γ от начальной температуры T_0 при различных скоростях охлаждения

Fig. 7. Graphs of dependence of γ on the initial temperature at different cooling rates

ВЫВОДЫ

1. Представлены результаты расчетных и экспериментальных исследований термохимической конверсии древесной биомассы с получением жидких продуктов пиролиза с учетом скорости их охлаждения. Приведена методика расчета оптимальных режимных параметров технологического процесса. Предложено выражение для определения расхода древесного сырья в зависимости от температуры процесса термохимической конверсии. Показано, что при охлаждении жидких продуктов пиролиза степень их конверсии стремится к определенному значению, отличному от 1. Приведены графики зависимости предельных степеней конверсии жидких продуктов пиролиза древесины от времени при различных скоростях их охлаждения и температурах термохимической конверсии биомассы. Показано, что зависимость предельной степени конверсии от скорости охлаждения имеет степенной вид.

2. Разработана математическая модель расчета пиролиза биомассы и последующего охлаждения продуктов разложения. Согласно данным расчетного исследования на основе этой модели, максимальное количество жидких продуктов пиролиза древесной биомассы можно получить при температуре 723–973 К (температура в реакционной зоне) и скорости охлаждения 700000–1200000 град./мин.

3. При выборе оптимальных режимов пиролиза и охлаждения впервые предложено использовать отношение массового выхода охлажденных жидких продуктов пиролиза к начальной загрузке пиролизного реактора.

Данный параметр показывает влияние температуры на выход первичных продуктов пиролиза и процесс их термического разложения до охлаждения. Это позволяет определять оптимальные режимы и конструктивные особенности при разработке оборудования термохимической конверсии органического материала.

4. Результаты изучения влияния скорости охлаждения первичных продуктов конверсии приведены для случая крупных частиц, пиролизуемых при изотермических условиях. Планируются дальнейшие исследования и доработка расчетной модели с учетом размера частиц древесной биомассы (традиционно жидкие продукты получают путем быстрого пиролиза мелкодисперсных частиц), давления, влажности и др.

ЛИТЕРАТУРА

1. Корсак, Е. П. Формирование системы угроз энергетической безопасности Республики Беларусь // 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>.
2. Фортов, В. Е. Состояние развития возобновляемых источников энергии в мире и в России / В. Е. Фортов, О. С. Попель // Теплоэнергетика. 2014. № 6. С. 4–13.
3. Bridgwater, A. V. Renewable Fuels and Chemicals by Thermal Processing of Biomass / A. V. Bridgwater // Chemical Engineering Journal. 2003. Vol. 91, Iss. 2–3. P. 87–102. [https://doi.org/10.1016/S1385-8947\(02\)00142-0](https://doi.org/10.1016/S1385-8947(02)00142-0).
4. Mohan, D. Pyrolysis of Wood/Biomass for Bio-Oil: A Critical Review / D. Mohan, Ch. U. Pittman, P. H. Steele // Energy and Fuels. 2006. Vol. 20, Iss. 3. P. 848–889. <https://doi.org/10.1021/ef0502397>.
5. Babu, B. V. Heat Transfer and Kinetics in the Pyrolysis of Shrinking Biomass Particle / B. V. Babu, A. S. Chaurasia // Chemical Engineering Science. 2004. Vol. 59, Iss. 10. 1999–2012. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2004.01.050>.
6. Miller, R. S. A Generalized Biomass Pyrolysis Model Based on Superimposed Cellulose, Hemicellulose and Lignin Kinetics / R. S. Miller, J. Bellan // Combustion Science and Technology. 1997. Vol. 126, Iss. 1–6. P. 97–137. <https://doi.org/10.1080/00102209708935670>.
7. Lewis, F. M. Pyrolysis of Biomass / F. M. Lewis, C. M. Ablow // A Conference on Capturing the Sun Through Bioconversion, March 10–12. Washington, 1976.
8. Никитин, В. М. Химия древесины и целлюлозы / В. М. Никитин, А. В. Оболенская, В. П. Щеголев. М.: Лесная промышленность, 1978. 366 с.
9. Chan, W.-C. R. Modelling and Experimental Verification of Physical and Chemical Processes during Pyrolysis of a Large Biomass Particle / W.-C. R. Chan, M. Kelbon, B. B. Krieger // Fuels. 1985. Vol. 64, Iss. 11. P. 1505–1513. [https://doi.org/10.1016/0016-2361\(85\)90364-3](https://doi.org/10.1016/0016-2361(85)90364-3).
10. Малько, М. В. Исследование кинетики пиролиза древесной биомассы в изотермических условиях / М. В. Малько, С. В. Василевич // Весці НАН Беларусі. Сер. фіз.-тэхн. навук. 2019. Т. 64, № 3. С. 321–332. <https://doi.org/10.29235/1561-8358-2019-64-3-321-331>.
11. Исследование процесса получения древесного угля путем пиролиза под давлением / С. В. Василевич [и др.] // Весці НАН Беларусі. Сер. фіз.-тэхн. навук. 2017. № 3. С. 64–71.
12. Расчетное исследование выхода твердых продуктов пиролиза древесины при повышенном давлении / С. В. Василевич [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2020. Т. 63, № 3. С. 253–263. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-253-263>.
13. Дмитриев, Г. М. Исследование термохимической конверсии биомассы для получения различных видов топлив / Г. М. Дмитриев, В. Н. Кожурин, М. В. Малько // Энергетика Молдовы – 2012: сб. материалов Междунар. конф. Кишинева, Молдова, 4–7 октября 2012. Кишинева, 2012. С. 324–330.
14. Новый метод анализа термогравиметрических данных / М. В. Малько [и др.] // Изв. ВУЗов. Химия и химическая технология, 2021. Т. 64, Вып. 3. С. 24–32. <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20216403.6348>.

Поступила 16.12.2021 Подписана в печать 22.02.2022 Опубликована онлайн 29.07.2022

REFERENCES

1. 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).
2. Fortov V. E., Popel' O. S. (2014) The Current Status of the Development of Renewable Energy Sources Worldwide and in Russia. *Thermal Engineering*, 61, 389–398. <https://doi.org/10.1134/S0040601514060020>.
3. Bridgwater A. V. (2003) Renewable Fuels and Chemicals by Thermal Processing of Biomass. *Chemical Engineering Journal*, 91 (2–3), 87–102. [https://doi.org/10.1016/S1385-8947\(02\)00142-0](https://doi.org/10.1016/S1385-8947(02)00142-0).
4. Mohan D., Pittman Ch. U., Steele P. H. (2006) Pyrolysis of Wood/Biomass for Bio-Oil: A Critical Review. *Energy and Fuels*, 20 (3), 848–889. <https://doi.org/10.1021/ef0502397>.
5. Babu B. V., Chaurasia A. S. (2004) Heat Transfer and Kinetics in the Pyrolysis of Shrinking Biomass Particle. *Chemical Engineering Science*, 59 (10), 1999–2012. <https://doi.org/10.1016/j.ces.2004.01.050>.
6. Miller R. S., Bellan J. (1997) A Generalized Biomass Pyrolysis Model Based on Superimposed Cellulose, Hemicellulose and Lignin Kinetics. *Combustion Science and Technology*, 126 (1–6), 97–137. <https://doi.org/10.1080/00102209708935670>.
7. Lewis F. M., Ablow C. M. (1976) Pyrogas From Biomass. *A Conference on Capturing the Sun Through Bioconversion*. March 10–12. Washington.
8. Nikitin V. M., Obolenskaya A. V., Shchegolev V. P. (1978) *Chemistry of Wood and Cellulose*. Moscow, Lesnaya Promyshlennost' Publ. 366 (in Russian).
9. Chan W.-C. R., Kelbon M., Krieger B. B. (1985) Modelling and Experimental Verification of Physical and Chemical Processes during Pyrolysis of a Large Biomass Particle. *Fuels*, 64 (11), 1505–1513. [https://doi.org/10.1016/0016-2361\(85\)90364-3](https://doi.org/10.1016/0016-2361(85)90364-3).
10. Malko M. V., Vasilevich S. V. (2019) Kinetics of Pyrolysis of Wood Biomass under Isothermal Conditions. *Vesti Natsyynal'nai Akademii Navuk Belarusi. Seryya Fizika-Tekhnichnykh Navuk = Proceedings of the National Academy of Sciences of Belarus. Physical-Technical Series*, 64 (3), 321–332. <https://doi.org/10.29235/1561-8358-2019-64-3-321-331> (in Russian).
11. Vasilevich S. V., Malko M. V., Bahach U. N., Degterov D. V., Asadchy A. N. (2017) Study of the Process of Charcoal Producing by Pyrolysis under Pressure. *Vesti Natsyynal'nai Akademii Navuk Belarusi. Seryya Fizika-Tekhnichnykh Navuk = Proceedings of the National Academy of Sciences of Belarus. Physical-Technical Series*, (3), 64–71 (in Russian).
12. Vasilevich S. V., Malko M. V., Degterov D. V., Asadchy A. N. (2020) Computational Study of the Yield of Solid Wood Pyrolysis Products under High Pressure. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (3), 253–263. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-253-263> (in Russian).
13. Dmitriev G. M., Kozhurin V. N., Malko M. V. (2012) Investigation of Thermochemical Conversion of Biomass for Obtaining Various Types of Fuels. *Energetika Moldovy – 2012: Sb. Materialov Mezhdunar. Konf. Kishenev, Moldova, 4–7 Oktyabrya 2012* [Power Engineering of Moldova – 2012: Collected Materials of the International Conference. Kishinev, October 4–7, 2012]. Kishinev, 324–330 (in Russian).
14. Malko M. V., Vasilevich S. V., Mitrofanov A. V., Mizonov V. E. (2021) An Innovate Method of Thermogravimetric Data Analysis. *Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii: Khimiya i Khimicheskaya Tekhnologiya* [The Journal ChemChemTech], 64 (3), 24–32. <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20216403.6348> (in Russian).

<https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-366-380>

UDC 697.341+621.311.245

Efficiency Estimation of Constructing of Wind Power Plant for the Heat Supply Needs

A. V. Bezhan¹⁾

¹⁾Northern Energetics Research Centre Kola Science Centre of the Russian Academy of Sciences
(Apatity, Russian Federation)

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

Abstract. As in the whole world, there are regions in Russia that experience heat supply difficulties, mainly due to the high cost of fossil fuel as well as to growth of energy resources cost and polluting emissions. In this regard, search for solutions which would provide energy saving with an increase of energy, commercial and ecological efficiency of modern heat supply systems is becoming vitally important today. One of them is the development and use of special types of energy including renewable energy sources, wind energy in particular. Accordingly, the paper presents one of the possible solutions to the heat supply problem which are directed at meeting the whole region's heat demand through the joint use of wind power plants with a boiler room operating on fuel oil. The study assessed the efficiency of constructing of wind power plants with a total capacity of 1.7 MW for the heat supply needs of a settlement, which is located on the Barents Sea coast in Russia. The selected area is characterized by an average annual wind speed of 7.0 m/s and a long heating period (9–10 months a year). The assessment showed that the wind power plant construction is financially reasonable, as additional profit can be generated by the end of the wind power plants scheduled service life that make up the half of primary investments. The results obtained in the paper are expected to make up for the lack of information on the feasibility of wind power plants construction for the heat supply needs, which is very useful for other countries that have similar areas experiencing various heat supply difficulties.

Keywords: wind energy, heat supply, feasibility study, net present value, Arctic zone of Russia, wind power plant

For citation: Bezhan A. V. (2022) Efficiency Estimation of Constructing of Wind Power Plant for the Heat Supply Needs. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 65 (4), 366–380. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-366-380>

Оценка эффективности сооружения ветроэнергетических установок на нужды теплоснабжения

A. В. Бежан¹⁾

¹⁾Центр физико-технических проблем энергетики Севера
Федерального исследовательского центра «Кольский научный центр
Российской академии наук» (Апатиты, Российская Федерация)

Реферат. В России, как и во всем мире, имеются районы, испытывающие различные проблемы с теплоснабжением, главным образом обусловленные высокой стоимостью органического

Адрес для переписки

Бежан Алексей Владимирович
Центр физико-технических проблем энергетики Севера
Федерального исследовательского центра
«Кольский научный центр Российской академии наук»
ул. Ферсмана, 14,
184209, г. Апатиты, Российская Федерация
Тел.: +7 81555 793-69
a.bezhan@ksc.ru

Address for correspondence

Bezhan Alexey V.
Northern Energetics Research Centre
Kola Science Centre
of the Russian Academy of Sciences
14, Fersman str.,
184209, Apatity, Russian Federation
Tel.: +7 81555 793-69
a.bezhan@ksc.ru

топлива, ростом тарифов и загрязнением окружающей среды. В связи с этим поиск путей, способствующих энергосбережению и повышению энергетической, экономической и экологической эффективности работы современных систем теплоснабжения, становится жизненно важным. Один из них заключается в освоении и вовлечении в топливно-энергетический баланс особых видов энергии, к числу которых относятся возобновляемые источники энергии, в частности энергия ветра. В статье рассмотрен способ решения проблемы теплоснабжения, направленный на удовлетворение потребности в тепловой энергии целого поселка, путем использования ветроэнергетических установок совместно с котельной, работающей на мазуте. Выполнена оценка эффективности сооружения ветроэнергетических установок общей мощностью 1,7 МВт на нужды теплоснабжения поселка Териберка, расположенного на побережье Баренцева моря в России. Выбранный район характеризуется среднегодовой скоростью ветра 7,0 м/с и длительным отопительным периодом (9–10 месяцев в году). Как показали исследования, с финансовой точки зрения сооружение ветроэнергетических установок является оправданным: к завершению их планового срока службы может быть сформирована дополнительная прибыль, достигающая половины суммы первоначальных инвестиций. Ожидается, что полученные результаты восполнят недостаток информации о целесообразности сооружения ветроэнергетических установок на нужды теплоснабжения, что весьма полезно для других стран, в которых имеются похожие районы, испытывающие различные проблемы с теплоснабжением.

Ключевые слова: ветроэнергетика, теплоснабжение, технико-экономическая оценка, чистый дисконтированный доход, Арктическая зона Российской Федерации, ветроэнергетическая установка

Для цитирования: Безжан, А. В. Оценка эффективности сооружения ветроэнергетических установок на нужды теплоснабжения / А. В. Безжан // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2022. Т. 65, № 4. С. 366–380. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2022-65-4-366-380>

Introduction

Due to the high cost of fossil fuel, growth of energy resources cost and polluting emissions, the researches aimed at inquiries of the solutions, which would provide energy saving with an increase of energy, commercial and ecological efficiency of modern heat supply systems, are becoming more relevant today. One of such solutions is the promotion and involvement in the fuel and energy balance of particular kinds of energy, including renewable energy sources (RES), and, specifically, wind energy [1–4]. It enables using wind power plants (WPP) in the areas with enhanced wind potential and extended heating season for generating thermal energy for the heat supply needs. Joint operation of them with conventional heat supply facilities is able to reduce expensive fossil fuel utilization and hence to reduce cash costs for its purchase and make environmental improvements close to heat consumers [5–7].

WPP are primarily used throughout the world to produce electrical power for power supply to consumers [8–12]. The electricity is either directly transferred to a consumer, or first transferred to the Unified Energy System of Russia, where it is further distributed to consumers. In these cases, power produced can be partially used by consumers for heating needs through the use of electric heaters (such as convectors, floor heating systems or oil heaters). It concerns group of consumers who have been initially provided with the heaters installed inside heated buildings and which accommodations are heated by them. It should be

noted that additional equipment (for example, an inverter) is required to be installed to maintain power supply systems using WPP in good working order, along with carrying out extra measures providing the required quality of WPP power output. This quality is determined by the external electrical network [13–15].

This paper is related to such an operational technique of a WPP, which allows one to abandon additional equipment and additional measures to ensure the quality of the power output. The principle of this technique is to use all WPP power output for the heat supply needs only. Thus, the power produced by WPP comes straight to the heater, which heats the water (coolant) circulating through the heat supply system. The heater here could be powered by electricity of any quality, thereby possible fluctuations of WPP power become unimportant. Short-term (second and minute) fluctuations will be smoothed out by the coolant itself, together with the slow response of heat supply systems. Longer (hour) fluctuations are flattened by the heat-retaining capacity of the heated buildings and structures. Furthermore, that WPP operating technique enables saving money on extra equipment purchase and reducing the operating costs associated with the equipment maintenance.

The feasibility of constructing and using WPP for the heat supply needs within particular zones and conditions should be confirmed by modern feasibility studies and analysis of WPP performance indicators. A number of international researches have dealt with these issues, but all of them are basically concerned with the analysis of hybrid systems, normally composed of photovoltaic cells and WPP, operating for the electric power supply needs [16–18]. In so doing, some researches however deal the issues of heat supply from WPP, but heat and electrical loads are considered together [19–22].

Thus, the analysis of these and other similar researches showed poor data on technical and economic performances of WPP construction for the needs of heat supply, which completeness could have indicated the possible WPP construction feasibility for some regions. The paper accordingly presents one of the possible solutions to the heat supply problem, directed at meeting the whole region's heat demand through the joint use of a WPP with a boiler room. The construction and further use of WPP for the heat supply needs may not only be productive for some regions, but also help to attract additional investment to them. The results obtained in the paper are expected to make up for the lack of information on the feasibility of WPP construction for the heat supply needs, which is very useful for other countries, having similar areas with various heat supply difficulties.

Materials and methods

There are regions in Russia, as in the world, experiencing heat supply difficulties (problems with the delivery and storage of fossil fuels, the state subsidy need, obsolescence and worn-out state of heat supply systems, etc.) [23–26].

One of these areas is the Teriberka settlement, which is located in Russia within the Arctic Circle, 120 km east of Murmansk (Fig. 1).

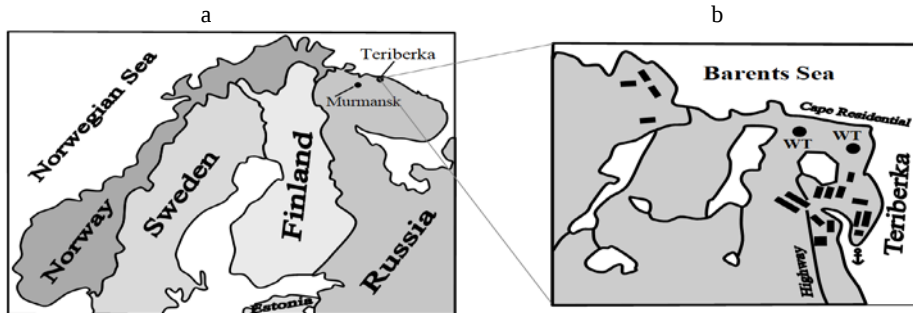


Fig. 1. The situation of Teriberka (a) and the site for the wind power plants construction on the settlement's territory (b)

Teriberka has been supplied with district heating. The heating period stretches about 9–10 months a year. The basic heat source in Teriberka is a boiler room, with the installed capacity of 10001.8 kW, of which only 2095.73 kW is used for heating load. The basic fuel type is fuel oil, with constantly growing cost on the market, leading to heat power tariff increase, which keeps up in years to come (Fig. 2). At the same time, fuel oil combustion at the boiler room is accompanied by environmental discharge of harmful substances.

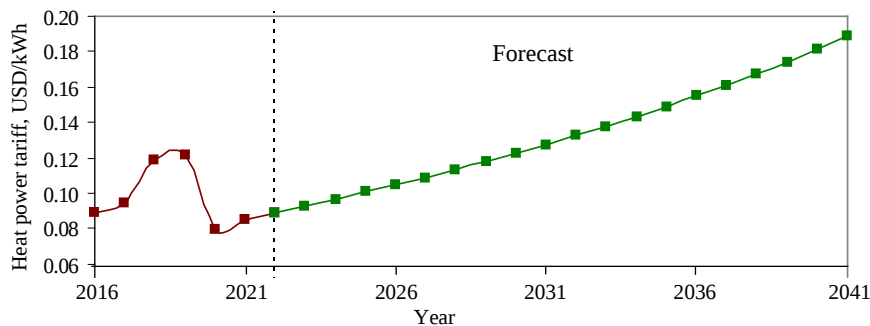


Fig. 2. Heat power tariff increasing in Teriberka

To increase the efficiency of the heat supply system under consideration, WPP are proposed to be used, jointly operating with a boiler room. In this case, the WPP use will make it possible to reduce the boiler room participation in the heat supply and thereby to reduce fuel oil consumption.

Seed funding will be required to carry out and implement the WPP construction project into the heat supply system. The sooner the investments pay off, the more economically attractive project is seen, where investors more likely investing their money in.

The net present value (NPV) could be taken as a criterion for the construction profitability of the WPP in question, which expresses the total economic benefit or diseconomy of the object realization for the entire duration

of its operation, adjusting for changes in the inflation and the heat power tariff [27, 28].

In our case, the equation for calculating the NPV can be written as follows

$$NPV = \sum_{i=1}^n \frac{B_i}{(1+r)^i} - I_0, \quad (1)$$

where $i = 1, 2, \dots, n$ – the number of the WPP operational year; n – the WPP service life, years; B_i – current income from the WPP operation for the relevant i -th year, USD; r – real discount rate, per unit; I_0 – total investment in the WPP construction, USD.

When using WPP for heat supply, the current income from their operation for the relevant i -th year can be determined from the expression

$$B_i = Wf_i - C_{0i}, \quad (2)$$

where W – the total annual output of two wind turbines, kWh; f_i – heat power tariff in the i -th year, USD/kWh; C_{0i} – total operating costs of the WPP for the relevant i -th year, USD.

Annual operating costs C_{0i} generally include the expenses on overhaul and repair, wages and others.

The major effect of the WPP implementation is to save fuel oil used in the boiler room. Therefore, the boiler room's owner, whose balance sheet it is on, as well as regional and local authorities, having had to subsidize the fuel oil purchase and delivery, are primarily interested in the WPP construction. If the boiler room's owner happens to have the seed funding for the WPP construction, then he can make maximum or partially use of his own funds. The deficit can accordingly be allocated from the national budget, for example, in the form of subsidies.

In this case, when calculating NPV to determine the nominal discount rate r_{CAPM} (the rate of return on equity), we can apply the capital assets pricing model (CAPM)

$$r_{CAPM} = r_f + \beta(r_m - r_f), \quad (3)$$

where r_f – the risk-free rate of return, per unit; β – the coefficient corresponding to the change in the company's share price from the change in the share price for all companies in this market segment; $(r_m - r_f)$ – market risk premium, per unit; r_m – the average market rate of return in the stock market, per unit.

The refinancing rate offered by the Central Bank of Russia (CBR) can be used as r_f , when placing the project under the Russian market conditions. At the time that calculations being performed, the refinancing rate has been set at 6.75 % per annum. In the Russian market, the calculating procedure for the β coefficient is also determined by the CBR. Companies that do not trade their shares on the stock markets do not have sufficient statistics to calculate their

β coefficient. In this case, the average β coefficient of the closest equivalent companies is used for calculations (Tab. 1).

The average market rate of return in the stock market r_m for Russia can be taken as either the average return on the Moscow Interbank Currency Exchange (MICEX) index or the RTS index. The indices of MICEX and RTS are the main indicators of the Russian stock market. The average annual return of these indices is at the level of 12.5 % per annum [29]. We use this value in further calculations.

In the following NPV calculation to determine the real discount rate, the expression can be used [30]

$$r = \frac{r_{CAPM} - J}{1 + J}, \quad (4)$$

where J – inflation rate in the current and expected time period, per unit.

If the boiler room's owner and public authorities do not have funds for the WPP construction, the funding can be obtained in terms of a bank loan. When this occurs, the discount rate depends not only on inflationary development, but also on loan conditions for the WPP construction. When calculating the NPV, the nominal discount rate can be defined as the weighted average cost of capital (WACC):

$$r_{WACC} = r_{CAPM} (E/V) + r_{nd} (D/V)(1-t), \quad (5)$$

where r_{CAPM} – the rate of return on equity, resulted using the CAPM model, per unit; E – market value of equity, per unit; D – market cost of debt, per unit; $V = E + D$ – total market cost of debt and equity, per unit; t – profit tax rate (makes up 20 % in Russia), per unit; r_{nd} – the rate of return on debt (cost of borrowing of the loan), per unit.

In this case, such costs are the nominal interest rate, set by the bank on the loan.

The real interest rate r_d imposed by the bank on the loan, can be found similarly with formula (4) from the expression

$$r_d = \frac{r_{nd} - J}{1 + J}. \quad (6)$$

When calculating the NPV accordingly to the formula (5), the following expression can be used to determine the real discount rate

$$r = \left(\frac{r_{CAPM} - J}{1 + J} \right) (E/V) + \left(\frac{r_{nd} - J}{1 + J} \right) (D/V)(1-t). \quad (7)$$

Table 1
 β coefficient of some closest equivalent companies

Company name	β coefficient
Enel Russia	0.86
TGC-1	1.63
TGC-2	0.66
RusHydro	0.69
Yakutskenergo	0.28
Mean	0.82

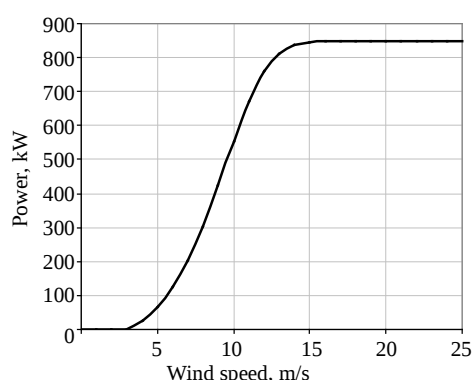


Fig. 3. Vestas V52-850 kW wind turbine power curve

The present area is proposed to place two Vestas V52-850 kW wind turbines (80 % of the boiler room supplied load), with a wind wheel diameter of 52 m and a tower height of 65 m. Its power curve is shown in Fig. 3. The WPP site location should have high wind potential and ensure the lowest costs for the creating the access roads, wind turbines transportation, laying of a foundation, etc. Considering the requirements mentioned, the site was selected on the Barents Sea coast,

at a distance of 1.5 km from Teriberka, where an average annual wind speed is of 7.0 m/s (Fig. 1b).

The annual power output of each wind turbine depends on the average annual wind speed and to a large extent on the wind distribution at the hub height. The average annual wind speed at the height of 10 m aboveground level for Teriberka is mentioned earlier to be 7 m/s. Wind speed increases with height. The issue concerning wind profile particularized in [31, 32], where a formula was resulted from researches, determining the transition from one high level, for example, 10 m, to the height H

$$V_H = V_{10} \left(\frac{H}{10} \right)^m, \quad (8)$$

where V_{10} – the average annual wind speed at the height of 10 m above ground level, m/s; H – hub height, m; m – coefficient that depends on the surface roughness of a particular area and is usually in the range of 0.05–0.50 [33].

The value of m can be determined by the logarithmic equation solution (8), as shown in [34]

$$m = \frac{\log \left(\frac{\bar{V}_H}{\bar{V}_{10}} \right)}{\log \left(\frac{H}{10} \right)}. \quad (9)$$

Using the formula (8) and taking into account that for Teriberka m takes on the value of 0.134, the average annual wind speed at the height of 65 m appeared to be 9 m/s.

Fig. 4 shows the wind distribution view when the average annual wind speed is of 9 m/s at the height of 65 m above ground level. If we now take into account Vestas V52-850 kW wind turbine power curve shown in Fig. 3, then the possible annual power output of the two wind turbines will be about 6.78 million kWh, and the installed capacity utilization hours for each wind turbine per year is 3985.

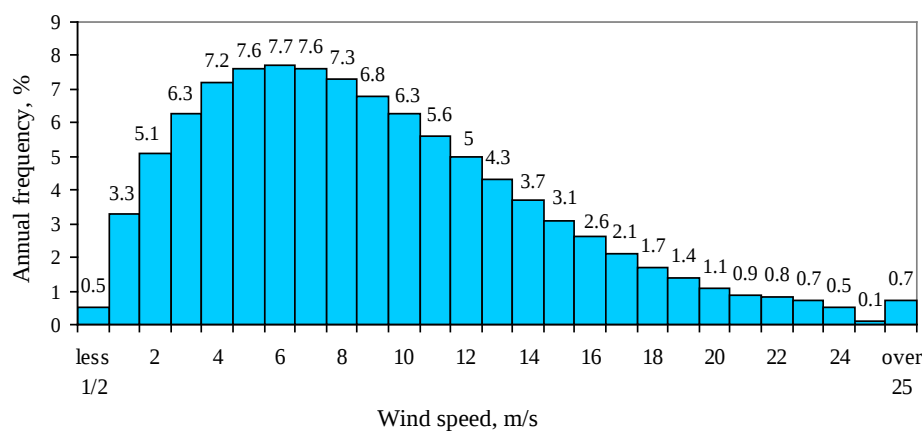


Fig. 4. Wind distribution at an average annual wind speed of 9 m/s

For the correctness of the calculations, we can take into account the particular heating-load curve, provided with the operation of the WPP and the boiler room. Previously, the study [35] has considered such a curve. The curve given by Fig. 5 shows which part of it is covered by the WPP, and which part is covered by the boiler room. A part of the wind energy appears to be apparently non-demanded (excessive). The share of this energy in the WPP total annual output is about 25 %. Given this, the share of useful power annual output generated by the two wind turbines is reduced to 5.09 million kWh and the WPP installed capacity utilization hours per year – to 2989.

Having data presented, we can proceed to efficiency estimation of constructing WPP for heat supply needs.

WPP construction and their further operation imply income. The income from the WPP operation depends on the heat power tariff. As of the end of 2022, the average heat power tariff in Teriberka is approximately 0.089 USD/kWh.

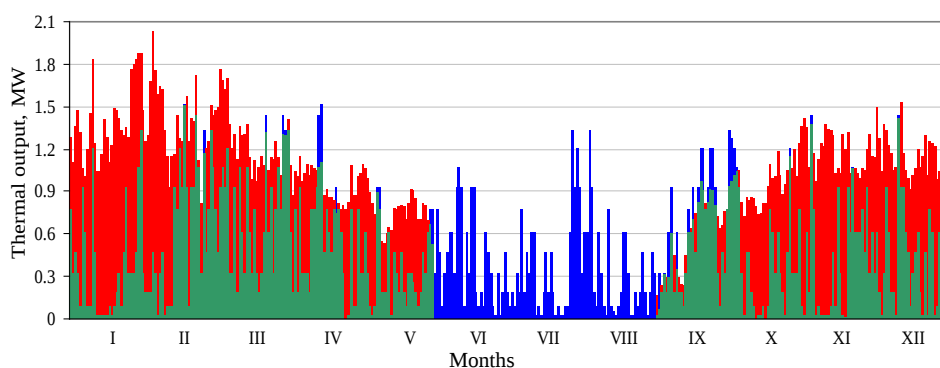


Fig. 5. Heating-load curve for the Teriberka's settlement, provided with the operation of wind power plants (green area) and boiler room (red area); WPP's surplus power – blue area

According to the Ministry of Economic Development of Russia, in 2014–2021 inflation rate ranged from 2.5 to 12.9 % per annum. As far as inflation in 2022

and beyond is concerned, that very Ministry gave the following data: 7.0 % in 2022 and then about 4 % in subsequent years (Fig. 6).

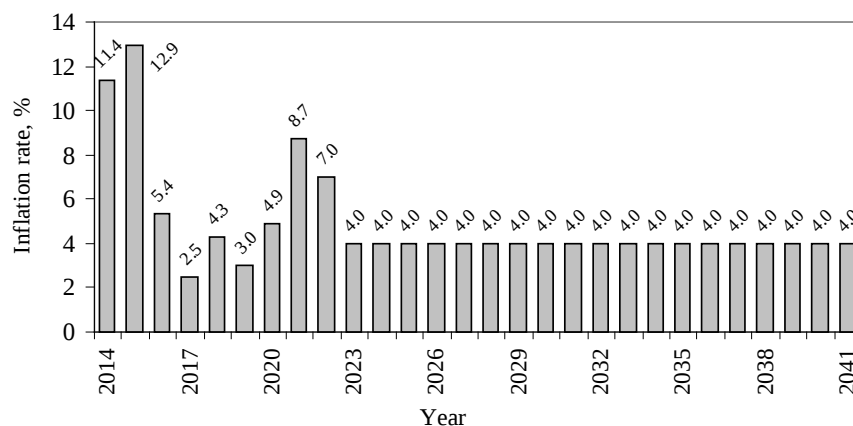


Fig. 6. Inflation rate change in Russia

If we assume that the further annual increase in the heat power tariff is not to be lower than the inflation rate, eventually throughout the wind turbine service life (20 years), the tariff will on average increase from 0.089 USD/kWh in 2022 to 0.1928 USD/kWh in 2041, according to Fig. 2.

To carry out the WPP construction project, the seed funding I_{WPP} will be required. Such funding is determined by the specific capital investments in the wind turbine purchase k_{WPP} and its capacity N_{WPP} , USD:

$$I_{WPP} = k_{WPP} N_{WPP}. \quad (10)$$

The specific capital investment in modern wind turbines is about 1.150 USD/kW, the subsequent costs associated with the WPP construction and commissioning (transportation, customs duties, creating the access roads, installation and assembling of wind turbines, constructing the power transmission line and the transforming substation followed by its connection to WPP, etc.), will lead to cost increase of WPP by about 50 %. Specific capital investments in wind turbines will result an increase approximately up to $k_{WPP} = 1.715$ USD/kW, which meets the world level [27, 36]. Then construction investments in the wind turbines will be $I_{WPP} = 1.715 \cdot 1.700 = 2.915$ million USD.

In order to convert the electrical energy generated by WPP into heat, it is necessary to provide for the installation of an electric boiler room, for the purpose of heat water to supply it to the heating network. At the time of weak or no wind, when the water has no time or cannot be heated to the proper temperature, it first enters the boiler room, running on fuel oil, where it is heated up, and after that it is supplied to the heating network.

Modern electrical boiler rooms can be made as ready-made heat-insulated block-modular prefabricated containers, which include a full range of equipment for generating and supplying heat. This significantly reduces the installation time

of such a boiler room, as well as simplifies assembling and connection to external systems.

When selecting an electric boiler room, first things first, its optimal power is determined. In our particular instance, the optimal power of the electric boiler room should be taken so as to all the WPP power can be used in the required amount. Assuming that the total power of the WPP considered is 1.7 MW, the power of the electric boiler room should not be less than this value.

Supply analysis of some companies engaged in the manufacturing and sailing block-modular electric boiler rooms showed that the cost of constructing 1.7 MW electric boiler room is about 143000–285000 USD, which includes the purchase, transportation and connection of an electric boiler room on-site. Thus, to the investments for the wind turbine construction (2.915 million USD), one also need to add the electric boiler room construction costs (on average, this is 215000 USD). The total investment will appropriately be $I_0 = 3.130$ million USD. This value is used in the calculations further.

To service the WPP, one technician working at half pay with a salary of 430 USD a month is required. Then, salary presumably changes likewise the inflation rate assumption (Fig. 7, curve 4). The calculation results of other annual operating costs of the WPP considered are also presented in Fig. 7.

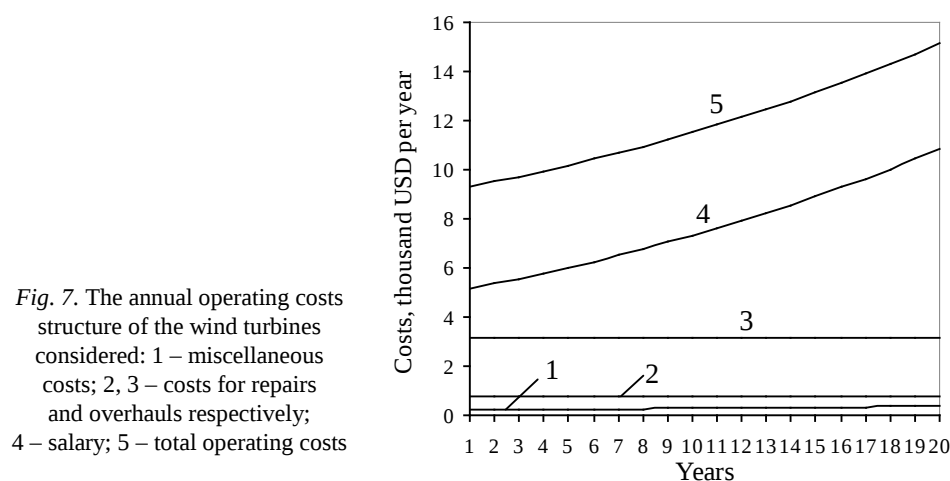


Fig. 7. The annual operating costs structure of the wind turbines considered: 1 – miscellaneous costs; 2, 3 – costs for repairs and overhauls respectively; 4 – salary; 5 – total operating costs

Results and discussion

The feasibility of the construction and the use of the given wind turbines for the heat supply needs, feasibility studies of the WPP efficiency with the following analysis were carried out for different possible scenarios.

Scenario 1. Unleveraged WPP construction. In this scenario, WPP can be purchased and constructed using the funds of a future owner, state subsidies and project co-founders investments. Then, in accordance with formulas (3), (4), the discount rate is $r = 0.04$ (4 % per annum). The NPV calculating results for this the WPP construction scenario are shown in Fig. 8, curve 1. There only investments I_0 are apparent that at the beginning, right after the WPP const-

ruction (zero year in the Fig. 8). The investments equal to 3.130 million USD are on the lower part of the Y-axis. As the WPP operates, income is generated, determined by the heat power tariff and the amount of energy generated by the WPP. Due to the income, investments are progressively amortized, and the discounted payback period (DPP) of the project is about 7 years. After that, the NPV curve goes up, 5.66 million USD profit can be consequently generated by the end of the scheduled service life of the wind turbines (20 years), which corresponds to 180 % of the seed funding. This means that for each US dollar invested, the WPP owner can make 180 US cents profit, taking into account the repayment of a US dollar invested.

Scenario 2. WPP construction funded by bank loan. The scenario under consideration of wind turbines construction and their further use is a business project that can be classified as small and medium-sized businesses. The state variously supports such businesses, providing favorable conditions for existence and facilitating the subsidy and exemptions, for example, a preferential tax treatment and lending can be offered. For their part, commercial banks offer more and more favorable credit facilities for the small and medium-sized businesses development, trying to make them more attractive to potential entrepreneurs. Regarding that business funding amount is several times higher than, for example, ordinary commercial loan, it is a low interest rate and a long-term repayment period which becoming pivotal here. In view of this, banks develop new business lending programs. Tab. 2 presents a review of the principal lending conditions for small and medium-sized businesses, which are imposed by some of the leading banks in Russia at the time of calculating. As it is shown in the table, the repayment period established by banks for business is quite long and it basically ranges up to 10–15 years with an interest rate from 6–13 % per annum.

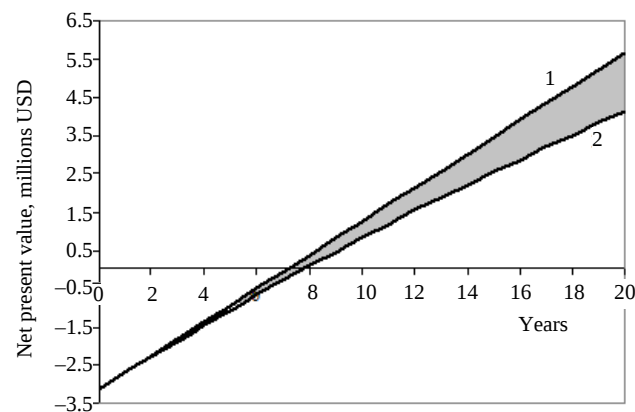


Fig. 8. The net present value formation over the years of wind power plants operation

In that regard, based on the credit drawing facility at a nominal interest rate $r_{nd} = 0.15$ (15 % per annum) and an inflation rate $J = 0.07$ (7.0 % per annum), in accordance with formula (6) the real interest rate imposed by a bank on the loan is $r_d = 0.07$ (7.0 % per annum). If only a bank loan is used for

the WPP construction, formula (7) for determining the discount rate is as follows $r = r_d (1 - t)$. As a result, the discount rate is $r = 0.06$ (6.0 % per annum).

Let's address to curve 2 at Fig. 8, which shows the result of calculating the NPV for this WPP construction scenario. The curve shows that the DPP of the WPP construction project is about 8 years, the NPV is about 4.1 million USD (130 % of the seed funding) for the calculation period of 20 years. It follows that for each US dollar invested, the WPP owner can make 130 US cents profit, taking into account the repayment of a US dollar invested.

Table 2

Principal lending conditions for small and medium-sized businesses imposed by some Russian banks

Bank name	Lending conditions		
	Amount of the loan, million USD	Interest rate, % per annum	Repayment period
Sberbank	from 0.002	from 11	to 10 years
VTB Bank	to 2.15	from 6–10	to 10–12 years
Otkritie FC Bank	from 0.004 to 14.3	from 9	to 10–15 years
Russian Agricultural Bank	from 0.007 to 14.3	from 10	to 10 years
Credit Bank of Moscow	determined by an agreement	from 10	to 10 years
Promsvyazbank	to 1.45	from 9	to 5 years
Raiffeisenbank	from 0.06 to 2.2	from 10	to 10 years
Uralsib Bank	to 1.45	from 10	to 10 years
Russian National Commercial Bank	to 2.9	from 13	to 10 years

Scenario 3. WPP construction financed by an owner and a bank loan. World experience [37–39] shows that one loan is not enough to implement projects based on RES, since when granting a loan, a bank takes into account not only the total investment into the project, but also the funds invested by project participants (owner, investors and the state). Therefore, the project implementation scenario is more realistic when the WPP construction is financed by an owner and a bank loan. When implementing this scenario for the WPP constructing, the project's DPP is between 7 and 8 years, and the NPV is in the range from 4.1 to 5.66 million USD, which is illustrated in Fig. 8 (fill area).

The analysis of the financial indicators of the project generally shows that the project is financially reasonable, since for any WPP constructing scenario, the repayment period is quite acceptable, and the funds accumulated is in the positive quantity area, the project can therefore be recommended for practical implementation.

CONCLUSIONS

1. There can be implemented the project for the construction of wind turbines with a total capacity of 1.7 MW on the Barents Sea coast, in the area with the

average annual wind speed of 7.0 m/s, which are intended to be jointly used with a boiler room for heating needs. In this context, the use of wind turbines can be regarded as a saving technology for expensive fuel oil used at the boiler room, with tangible economic, energy and environmental effects.

2. A feasibility study of the wind power plants construction has been carried out, that showed the project can be beneficial for all possible participants: an owner, investors, a bank and the state. Three wind power plants construction scenarios were considered, which calculation results showed the project's discounted payback period is quite acceptable and is approximately 7–8 years under either scenario, and the accumulated funds in the positive quantity area and by the end of the wind power plants scheduled service life (20 years) make up 130–180 % of the seed funding. In other words, for each US dollar invested, the wind power plants owner can make 130–180 US cents profit, taking into account the repayment of a US dollar invested.

3. Practical application of the results obtained, through their disseminating to other heat and power facilities in the future may encourage the large-scale use of wind energy for the heat supply needs.

REFERENCES

1. Zheng J., Zhou Zh., Zhao J., Wang J. (2018) Integrated Heat and Power Dispatch Truly Utilizing Thermal Inertia of District Heating Network for Wind Power Integration. *Applied Energy*, 211, 865–874. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.080>.
2. Gu W., Wang J., Lu S., Luo Z., Wu C. (2017) Optimal Operation for Integrated Energy System Considering Thermal Inertia of District Heating Network and Buildings. *Applied Energy*, 199, 234–246. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.004>.
3. Dorotić H., Ban M., Pukšec T., Duić N. (2020) Impact of Wind Penetration in Electricity Markets on Optimal Power-to-Heat Capacities in a Local District Heating System. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 132, 110095. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110095>.
4. Li G., Zhang R., Jiang T., Chen H., Bai L., Cui H., Li X. (2017) Optimal Dispatch Strategy for Integrated Energy Systems with CCHP and Wind Power. *Applied Energy*, 192, 408–419. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.139>.
5. Bezhan A. V., Minin V. A. (2017) Estimation of Efficiency of the Heat Supply System Based on a Boiler House and a Wind Turbine in the Northern Environment. *Thermal Engineering*, 64 (3), 201–208. <https://doi.org/10.1134/S0040601516100013>.
6. Minin V. A., Furtaev A. I. (2019) Wind Potency in the Western Sector of the Russian Arctic and its Possible Uses. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 4th International Scientific Conference Arctic: History and Modernity, 302, 012067. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/302/1/012067>.
7. Bezhan A. V. (2020) Performance Improvement of Heat Supply Systems through the Implementation of Wind Power Plants. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 63 (3), 285–296. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2020-63-3-285-296> (in Russian).
8. Kotel'nikov A. V., Shevlyugin M. V., Zhumatova A. A. (2017) Distributed Generation of Electric Energy in Traction Power-Supply Systems of Railways Based on Wind-Power Plants. *Russian Electrical Engineering*, 88 (9), 586–591. <https://doi.org/10.3103/s1068371217090085>.
9. Makarov Yu. V., Loutan C., Ma Ji., Mello Ph. (2009) Operational Impacts of Wind Generation on California Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24 (2), 1039–1050. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2009.2016364>.

10. Sen R., Bhattacharyya S. C. (2014) Off-Grid Electricity Generation with Renewable Energy Technologies in India: An Application of HOMER. *Renewable Energy*, 62, 388–398. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2013.07.028>.
11. Strbac G., Shakoor A., Black M., Pudjianto D., Bopp T. (2007) Impact of Wind Generation on the Operation and Development of the UK Electricity Systems. *Electrical Power Systems Research*, 77 (9), 1214–1227. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.014>.
12. Petrusha U. S., Papkova N. A. (2019) The Prospects for Wind Energy Development in the Republic of Belarus. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 62 (2), 124–134. <https://doi.org/10.21122/1029-7448-2019-62-2-124-134> (in Russian).
13. De Alegría I., Andreu J., Martín J., Ibañez P., Villate J., Camblong H. (2007) Connection Requirements for Wind Farms: A Survey on Technical Requirements and Regulation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 11 (8), 1858–1872. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2006.01.008>.
14. Ibrahima H., Ghandourb M., Dimitrova M., Ilincac A., Perrond J. (2011) Integration of Wind Energy into Electricity Systems: Technical Challenges and Actual Solutions. *Energy Procedia*, 6, 815–824. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.05.092>.
15. Roy R.-B., Rokonuzzaman Md. (2014) STATCOM Model for Integration of Wind Turbine to Grid. *TELKOMNIKA. Indonesian Journal of Electrical Engineering*, 12 (9), 6519–6525. <https://doi.org/10.11591/telkomnika.v12i9.6155>.
16. Celik A. (2002) Optimisation and Techno-Economic Analysis of Autonomous Photovoltaic – Wind Hybrid Energy Systems in Comparison to Single Photovoltaic and Wind Systems. *Energy Conversion and Management*, 43 (18), 2453–2468. [https://doi.org/10.1016/s0196-8904\(01\)00198-4](https://doi.org/10.1016/s0196-8904(01)00198-4).
17. Vendoti S., Muralidhar M., Kiranmayi R. (2021) Techno-Economic Analysis of Off-Grid Solar/Wind/Biogas/Biomass/ Fuel Cell/Battery System for Electrification in a Cluster of Villages by HOMER Software. *Environment Development and Sustainability*, 23 (1), 351–372. <https://doi.org/10.1007/s10668-019-00583-2>.
18. Haghighat Mamaghani A., Avella Escandon S. A., Najafi B., Shirazi A., Rinaldi F. (2016) Techno-Economic Feasibility of Photovoltaic, Wind, Diesel and Hybrid Electrification Systems for off-Grid Rural Electrification in Colombia. *Renewable Energy*, 97, 293–305. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.05.08>.
19. Sagani A., Vrettakos G., Dedoussis V. (2017) Viability Assessment of a Combined Hybrid Electricity and Heat System for Remote Household Applications. *Solar Energy*, 151, 33–47. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2017.05.011>.
20. Miao C., Teng K., Wang Y., Jiang L. (2020) Technoeconomic Analysis on a Hybrid Power System for the UK Household Using Renewable Energy: A Case Study. *Energies*, 13 (12), 3231. <https://doi.org/10.3390/en13123231>.
21. Figaj R., Zoladek M., Goryl W. (2020) Dynamic Simulation and Energy Economic Analysis of a Household Hybrid Ground-Solar-Wind System Using TRNSYS Software. *Energies*, 13 (14), 3523. <https://doi.org/10.3390/en13143523>.
22. Ozgener O. (2010) Use of Solar Assisted Geothermal Heat Pump and Small Wind Turbine Systems for Heating Agricultural and Residential Buildings. *Energy*, 35 (1), 262–268. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2009.09.018>.
23. Evseev E., Kisel T. (2018) Management in the Heat-Supplying Organizations on the Basis of Balance Models. *MATEC Web of Conferences*, 170, 01112. <https://doi.org/10.1051/mateconf/201817001112>.
24. Möller B., Wiechers E., Persson U., Grundahl L., Lund R. S., Mathiesen B. V. (2019) Heat Roadmap Europe: Towards EU-Wide, Local Heat Supply Strategies. *Energy*, 177, 554–564. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.04.098>.
25. Mednikova (Iakimetc) E. E., Stennikov V. A., Postnikov I. V. (2017) Heat Supply Systems Development: The Influence of External Factors and Reliability. *Energy Procedia*, 105, 3152–3157. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.683>.

26. Giordano N., Raymond J. (2019) Alternative and Sustainable Heat Production for Drinking Water Needs in a Subarctic Climate (Nunavik, Canada): Borehole Thermal Energy Storage to Reduce Fossil Fuel Dependency in Off-Grid Communities. *Applied Energy*, 252, 113463. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113463>.
27. Zore Z., Čuček L., Širovnik D., Novak Pintarič Z., Kravanja Z. (2018) Maximizing the Sustainability Net Present Value of Renewable Energy Supply Networks. *Chemical Engineering Research and Design*, 131, 245–265. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2018.01.035>.
28. Žižlavský O. (2014) Net Present Value Approach: Method for Economic Assessment of Innovation Projects. *Procedia – Social and Behavioral Sciences*, 156, 506–512. <https://doi.org/10.1016/j.sbspro.2014.11.230>.
29. Fedorova E. A., Musienko S. O., Afanas'ev D. O. (2020) Impact of the Russian Stock Market on Economic Growth. *Finance: Theory and Practice*, 24 (3), 161–173. <https://doi.org/10.26794/2587-5671-2020-24-3-161-173>.
30. Ramli M. A. M., Hiendro A., Al-Turki Y. A. (2016) Techno-Economic Energy Analysis of Wind/Solar Hybrid System: Case Study for Western Coastal Area of Saudi Arabia. *Renewable Energy*, 91, 374–385. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.01.071>.
31. Di Piazza A., Di Piazza M. C., Ragusa A., Vitale G. (2010) Statistical Processing of Wind Speed Data for Energy Forecast and Planning. *Renewable Energy and Power Quality Journal*, 1 (08), 1417–1422. <https://doi.org/10.24084/repqj08.680>.
32. Moemken J., Reyers M., Feldmann H., Pinto J. G. (2018) Future Changes of Wind Speed and Wind Energy Potentials in EURO-CORDEX Ensemble Simulations. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 123 (12), 6373–6389. <https://doi.org/10.1029/2018jd028473>.
33. Nigim K. A., Parker P. (2007) Heuristic and Probabilistic Wind Power Availability Estimation Procedures: Improved Tools for Technology and Site Selection. *Renewable Energy*, 32 (4), 638–648. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2006.03.001>.
34. Ayodele T. R., Jimoh A. A., Munda J. L., Agee J. T. (2013) A Statistical Analysis of Wind Distribution and Wind Power Potential in the Coastal Region of South Africa. *International Journal of Green Energy*, 10 (8), 814–834. <https://doi.org/10.1080/15435075.2012.727112>.
35. Bezhan A. V. (2020) Evaluation of Expediency of Using Wind Energy for Heat Supply on the Barents Sea Coast of Russia. *2020 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon)*. Vladivostok, 1–4. <https://doi.org/10.1109/FarEastCon50210.2020.9271641>.
36. Martín H., Coronas S., Alonso A., De la Hoz J., Matas J. (2020) Renewable Energy Auction Prices: Near Subsidy-Free. *Energies*, 13 (13), 3383. <https://doi.org/10.3390/en13133383>.
37. Cardoso J., Silva V., Eusébio D. (2019) Techno-Economic Analysis of a Biomass Gasification Power Plant Dealing with Forestry Residues Blends for Electricity Production in Portugal. *Journal of Cleaner Production*, 212, 741–753. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.12.054>.
38. Duc Luong N. (2015) A Critical Review on Potential and Current Status of Wind Energy in Vietnam. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 440–448. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.060>.
39. Simsek Y., Mata-Torres C., Guzmán A. M., Cardemil J. M., Escobar R. (2018) Sensitivity and Effectiveness Analysis of Incentives for Concentrated Solar Power Projects in Chile. *Renewable Energy*, 129, Part A, 214–224. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.06.012>.

Received: 6 July 2021

Accepted: 14 September 2021

Published online: 29 July 2022