

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

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ СНГ

ЭНЕРГЕТИКА

Том 60, № 1
2017

МЕЖДУНАРОДНЫЙ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ
ИЗДАЕТСЯ С ЯНВАРЯ 1958 ГОДА

Учредители

Электроэнергетический совет СНГ,
Министерство образования Республики Беларусь,
Министерство образования и науки Российской Федерации

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

СОДЕРЖАНИЕ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Романюк Ф. А., Гурьянчик О. А., Шевалдин М. А., Каченя В. С. Определение вида междуфазного короткого замыкания в токовых защитах линий 6–35 кВ . . .	5
Фархадзаде Э. М., Мурадалиев А. З., Рафиева Т. К., Абдуллаева С. А. Метод и алгоритмы расчета показателей надежности по многомерным данным	16
Козловская В. Б., Калечиц В. Н. Расчет режимных параметров линии наружного освещения с двусторонним питанием (Часть 2)	30
Нго Фьонг Ле, Гульков Г. И. Расчет механической характеристики тягового электродвигателя электромобиля	41

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Здор Г. Н., Синицын А. В., Аврутин О. А. Автоматическое управление группой насосных агрегатов с целью снижения затрат электроэнергии	54
Щинников П. А., Синельников Д. С. Когенерационные возможности повышения эффективности микроТЭС на базе двигателей внутреннего сгорания с воздушным охлаждением	67
Осипов С. Н., Пилипенко В. М. О некоторых особенностях энергоснабжения жилых зданий в отопительный период	77

Главный редактор Федор Алексеевич Романюк

Редакционная коллегия

- С. Н. АСАМБАЕВ (Алматинский университет энергетики и связи, Алматы, Республика Казахстан),
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),
В. А. ДЖАНГИРОВ (Комитет ТПП РФ по энергетической стратегии и развитию ТЭК, Москва, Российская Федерация),
К. В. ДОБРЕГО (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь) (заместитель главного редактора),
И. В. ЖЕЖЕЛЕНКО (Приазовский государственный технический университет, Мариуполь, Украина),
П. В. ЖУКОВСКИЙ (Технический университет «Люблинская политехника», Люблин, Республика Польша),
А. С. КАЛИНИЧЕНКО (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь) (первый заместитель главного редактора),
А. И. КИРИЛЛОВ (Санкт-Петербургский государственный политехнический университет Петра Великого, Санкт-Петербург, Российская Федерация),
А. КОННОВ (Университет Лунда, Швеция),
Б. К. МАКСИМОВ (Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Российская Федерация),
Х. МАХКАМОВ (Университет Нортумбри, Великобритания),
А. А. МИХАЛЕВИЧ (Национальная академия наук Беларуси, Минск, Республика Беларусь),
Е. С. МИШУК (Исполнительный комитет Энергетического совета Содружества Независимых Государств, Москва, Российская Федерация),
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),
Э. Н. САБУРОВ (Северный (Арктический) федеральный университет имени М. В. Ломоносова, Архангельск, Российская Федерация),
А.-С. С. САУХАТАС (Рижский технический университет, Рига, Латвийская Республика),
В. С. СЕВЕРЯНИН (Брестский государственный технический университет, Брест, Республика Беларусь),
И. И. СЕРГЕЙ (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь) (заместитель главного редактора),
Б. С. СОРОКА (Институт газа НАН Украины, Киев, Украина),
В. А. СТРОЕВ (Национальный исследовательский университет «МЭИ», Москва, Российская Федерация),
В. И. ТИМОШПОЛЬСКИЙ (ООО, Киев, Украина),
Е. В. ТОРОПОВ (Южно-Уральский государственный университет, Челябинск, Российская Федерация),
Е. УШПУРАС (Литовский энергетический институт, Каунас, Литовская Республика),
Б. М. ХРУСТАЛЕВ (Белорусский национальный технический университет, Минск, Республика Беларусь),
Л. В. ШЕНЕЦ (Евразийская экономическая комиссия, Москва, Российская Федерация)*

Ответственный секретарь редакции В. Н. Гурьянчик

Издание зарегистрировано в Министерстве информации Республики Беларусь 5 февраля 2010 г.
Регистрационный номер 1257

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

Подписано к печати 20.01.2017. Формат бумаги 60×84¹/₈. Бумага мелованная.
Печать цифровая. Гарнитура Таймс. Усл. печ. л. 12,0. Уч.-изд. л. . Тираж 250 экз.
Дата выхода в свет . 2017. Заказ .

Адрес редакции: 220013, г. Минск, пр. Независимости, 65. Белорусский национальный технический университет, корп. 2, комн. 327. Телефон +375 17 292-65-14.
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, 2017

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

PROCEEDINGS OF THE CIS
HIGHER EDUCATION INSTITUTIONS
AND POWER ENGINEERING ASSOCIATIONS

ENERGETIKA

V. 60, No 1
2017

INTERNATIONAL SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL
PUBLISHED FROM JANUARY, 1958

Founders

CIS Electric Power Council,
Ministry of Education of the Republic of Belarus,
Ministry of Education and Science of the Russian Federation

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

CONTENTS

ELECTRICAL POWER ENGINEERING

Romaniuk F. A., Huryanych O. A., Shevaldin M. A., Kachenya V. S. The Determination of the Kind of Phase-to-Phase Short Circuit in Current Line Protection of 6–35 kV	5
Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Rafiyeva T. K., Abdullayeva S. A. Method and Algorithms of Calculation of Parameters of Reliability in Accordance with Multivariate Data	16
Kozlovskaya V. B., Kalechyts V. N. Calculation of Operation Mode of Outdoor Lighting Line with Bilateral Supply (Part 2)	30
Ngo Phuong Le, Gulkov G. I. Calculation of a Mechanical Characteristic of Electric Traction Motor of Electric Vehicle	41

HEAT POWER ENGINEERING

Zdor G. N., Sinitsyn A. V., Avrutin O. A. Pump Group Automatic Control for Reducing its Energy Consumption	54
Shchinnikov P. A., Sinelnikov D. S. Cogeneration Opportunities to Improve the Efficiency of Micro Heat Power Plants Based on Air Cooled Internal Combustion Engines	67
Osipov S. N., Pilipenko V. M. Some Features of the Power Supply of Residential Buildings during the Heating Season	77

Editor-in-Chief Fiodar A. Romaniuk

Editorial Board

- S. N. ASAMBAEV (Almaty University of Power Engineering & Telecommunications, Almaty, Republic of Kazakhstan),
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),
V. A. JANGIROV (RF CCI Committee on Energy Strategy and the Development of Fuel-Energy Complex, Moscow, Russian Federation),
K. V. DOBREGO (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus) (Deputy Editor-in-Chief),
I. V. ZHEZHELENKO (Pryazovskyi State Technical University, Mariupol, Ukraine),
P. W. ZHUKOWSKI (Lublin University of Technology "Politechnika Lubelska", Lublin, Republic of Poland),
A. S. KALINICHENKO (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus) (First Deputy Editor-in-Chief),
A. I. KIRILLOV (Peter the Great Saint-Petersburg Polytechnic University, Saint-Petersburg, Russian Federation),
A. KONNOV (Lund University, Sweden),
B. K. MAKSIMOV (National Research University "Moscow Power Engineering Institute", Moscow, Russian Federation),
K. MAHKAMOV (Northumbria University, United Kingdom),
A. A. MIKHALEVICH (The National Academy of Sciences of Belarus, Minsk, Republic of Belarus),
E. S. MISHUK (The Executive Committee of the Energy Council of the Commonwealth of Independent States, Moscow, Russian Federation),
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),
E. N. SABUROV (Northern (Arctic) Federal University named after M. V. Lomonosov, Arkhangelsk, Russian Federation),
A.-S. S. SAUHATAS (Riga Technical University, Riga, Republic of Latvia),
V. S. SEVERYANIN (Brest State Technical University, Brest, Republic of Belarus),
I. I. SERGEY (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus) (Deputy Editor-in-Chief),
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),
V. I. TIMOSHPOLSKY (LLC, Kiev, Ukraine),
E. V. TOROPOV (South Ural State University, Chelyabinsk, Russian Federation),
E. UŠPURAS (Lithuanian Energy Institute, Kaunas, Republic of Lithuania),
B. M. KHROUSTALEV (Belarusian National Technical University, Minsk, Republic of Belarus),
L. V. SHENETS (The Eurasian Economic Commission, Moscow, Russian Federation)

Executive Secretary of Editorial Board V. N. Guryanchyk

Publication is registered in the Ministry of Information of the Republic of Belarus in 2010, February, 5th
Reg. No 1257

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

Passed for printing 20.01.2017. Dimension of paper 60×84¹/₈. Coated paper.
Digital printing. Type face Times. Conventional printed sheet .
An edition of 250 copies. Date of publishing 2017. Order list .

ADDRESS

Belarusian National Technical University
65 Nezavisimosty Ave., Building 2, Room 327
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 292-65-14
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, 2017

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-5-15

УДК 621.316.925

Определение вида междуфазного короткого замыкания в токовых защитах линий 6–35 кВ

Ф. А. Романюк¹⁾, О. А. Гурьянчик¹⁾, М. А. Шевалдин¹⁾, В. С. Каченя¹⁾

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

© Белорусский национальный технический университет, 2017
Belarusian National Technical University, 2017

Реферат. Рассмотрены методы определения вида междуфазного короткого замыкания (КЗ) на линиях 6–35 кВ для повышения технического совершенства их токовых защит. При этом предпочтение отдано методу определения вида повреждения по относительной несимметрии действующих значений токов. Показана принципиальная возможность использования для этой цели фазных токов либо их разностей. Методом вычислительного эксперимента исследовано влияние тока нагрузки линии и переходного сопротивления в месте повреждения на относительную несимметрию токов, что в конечном итоге определяет достоверность установления вида КЗ. Установлено, что при использовании для определения вида повреждения фазных токов обеспечивается более высокая чувствительность к удаленным двухфазным КЗ. Вместе с тем в этом случае на достоверность определения вида повреждения в большей степени влияют токи нагрузки линии. Определение вида повреждения с использованием разностей фазных токов отличается меньшей чувствительностью к удаленным двухфазным КЗ, однако при этом обеспечивается меньшее влияние на достоверность определения вида повреждения токов нагрузки линии. Переходное сопротивление в месте повреждения смещает относительную несимметрию токов к области двухфазных КЗ. Установлено, что при любых удаленных КЗ на параллельных линиях предложенные методы обеспечивают достоверное определение вида повреждения, одновременно возникающего на контролируемой линии. При наложении повреждений, одно из которых находится на одной из параллельных линий вблизи общих шин, а второе – на контролируемой линии, определенный любым из предложенных методов вид КЗ может отличаться от фактического. Это зависит от видов возникших повреждений, сочетаний замкнувшихся фаз, установившегося токораспределения в сети и других факторов. Предложенные методы позволяют определять вид междуфазного КЗ в наихудшем случае за время, не превышающее периода промышленной частоты.

Ключевые слова: токовая защита, вид короткого замыкания, относительная несимметрия, ток нагрузки, переходное сопротивление, фазный ток, разность фазных токов, быстрое действие

Для цитирования: Определение вида междуфазного короткого замыкания в токовых защитах линий 6–35 кВ / Ф. А. Романюк [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60. № 1. С. 5–15. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-5-15

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

The Determination of the Kind of Phase-to-Phase Short Circuit in Current Line Protection of 6–35 kV

F. A. Romaniuk¹⁾, O. A. Huryanchyk¹⁾, M. A. Shevaldin¹⁾, V. S. Kachenya¹⁾

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

Abstract. The methods of determining the kind of phase-to-phase short circuit (SC) on the lines of 6–35 kV for improvement the technical perfection of their current protections are surveyed. Preference is given to the method of determining damages according to the relative unbalance the operating currents. The possibility of using the phase currents or their differences for this purpose is demonstrated. The method of computational experiment was used to investigate the influence of the DC load line and transition resistance at the failure site on the relative asymmetry of the currents that ultimately determines the reliability of the establishment of the kind of SC. It is discovered that when the phase currents are used to determine the type of the failure higher sensitivity to remote two-phase SC is achieved. However, in this case, the accuracy of determining the type of failure is more affected by currents of the line load. Determination of failure with the use of differences of phase currents is less sensitive to remote two-phase SC. However, this provides less impact on the accuracy of determining the type of failure of load line currents. Transition resistance at the failure site shifts the relative unbalance of the currents to the area of two-phase SC. It is established that despite the kind of a remote SC in parallel lines the proposed methods provide accurate determination of types of failure that simultaneously occurs on the monitored line. When failures are superpositioned, one of which is on one of the parallel lines near the common bus and the other second on the monitored bus, the kind of the SC, determined by any of the proposed methods may differ from the actual one. It depends on the types of resulting failures, the combinations of shutting phases, the steady-state current distribution in the network and other factors. The proposed methods make it possible to determine the kind of phase-to-phase SC, in the worst case, for a time not exceeding the period of industrial frequency.

Keywords: overcurrent protection, kind of short circuit, relative unbalance, load current, transition resistance, phase current, difference of phase currents, fast response

For citation: Romaniuk F. A., Huryanchyk O. A., Shevaldin M. A., Kachenya V. S. (2017) The Determination of the Kind of Phase-to-Phase Short Circuit in Current Line Protection of 6–35 kV. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (1), 5–15. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-5-15 (in Russian)

Введение

Защиты, выполняемые на токовом принципе, применяются в распределительных сетях для защиты линий 6–35 кВ от междуфазных коротких замыканий (КЗ) [1]. Они реагируют на увеличение тока в защищаемой линии и действуют на отключение в случае превышения им заданного значения.

Междуфазные короткие замыкания, возникающие на линиях сетей, могут быть трех- и двухфазными. При трехфазных КЗ векторные диаграммы токов являются симметричными и уравновешенными, поскольку в них отсутствуют составляющие обратной и нулевой последовательностей. В случае двухфазного КЗ векторы токов образуют несимметричную, но уравновешенную систему. Это свидетельствует об отсутствии составляющих нулевой последовательности. Однако несимметрия обуславливает наличие в токах составляющих обратной последовательности наряду с прямой [2].

Показатели технического совершенства существующих токовых защит линий во многих случаях двухфазных КЗ находятся ниже требуемых значений. Это является следствием того, что токи срабатывания ступеней защиты выбираются по наиболее тяжелым условиям трехфазного КЗ и симметричного нагрузочного режима.

Для повышения технического совершенства токовых защит линий в [3] предложено реализовать их функционирование с использованием адаптивного принципа. Его сущность заключается в определении вида междуфазного КЗ при возникновении повреждений с последующим выбором соответствующих токов срабатывания ступеней защиты, рассчитанных по условиям трехфазного КЗ и симметричного нагрузочного режима или двухфазного КЗ и несимметричного нагрузочного режима.

Существующие методы определения вида междуфазного короткого замыкания на линиях 6–35 кВ

Выявление вида междуфазного КЗ на линиях сети может осуществляться одним из следующих способов:

- на основе анализа содержащихся в токах симметричных составляющих [4];
- путем контроля уровня относительной несимметрии токов [5].

Реализация первого метода предполагает выявление симметричных составляющих с помощью соответствующих фильтров. Выходные сигналы указанных фильтров могут варьироваться при отклонениях частоты в энергосистеме, изменениях величин и состава высших гармоник в токах линии из-за нелинейных характеристик нагрузки, при коммутации силовых трансформаторов, а также при насыщении трансформаторов тока и т. п. Все перечисленные факторы являются трудно учитываемыми и отрицательно сказываются на чувствительности определения вида междуфазного КЗ.

Реализация второго метода более проста и предусматривает определение уровня относительной несимметрии токов по их действующим значениям. Данный метод для рассматриваемого применения представляется предпочтительным, поскольку не требует использования элементов, чувствительных к изменениям частоты и высшим гармоникам.

Определение вида междуфазного короткого замыкания по относительной несимметрии токов

Уровень относительной несимметрии ΔI можно определить по одному из следующих выражений [6, 7]:

$$\Delta I = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{I_{\max}}; \quad (1)$$

$$\Delta I = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{I_{\min}}, \quad (2)$$

где $I_{\max}$ и $I_{\min}$ – соответственно наибольшее и наименьшее действующие значения токов линии.

Действующие значения токов $I_{\max}$ и $I_{\min}$ могут выделяться из уравновешенной системы фазных токов, которая имеет место при трех- и двухфазных КЗ, либо из разностей фазных токов, система которых уравновешена всегда.

Если уровень относительной несимметрии ΔI , вычисленный по одному из выражений (1) или (2), равен или превышает соответствующие граничные значения $\Delta I_{\text{гр}}$, то междуфазное КЗ является двухфазным, в противном случае – трехфазным.

Оценим основные свойства (1) и (2) при металлических междуфазных КЗ на линии, работающей без нагрузки. Вначале определим ΔI при трехфазных $\Delta I^{(3)}$ и двухфазных $\Delta I^{(2)}$ КЗ при условии, что $I_{\max}$ и $I_{\min}$ вычисляются из уравновешенной системы фазных токов. На основании векторной диаграммы токов для режима трехфазного КЗ [8] полагаем, что $I_{\max} = I_{\min} = I$. Из векторной диаграммы токов для режима двухфазного КЗ следует, что $I_{\max} = I$, а $I_{\min} = 0$. Подставив вместо $I_{\max}$ и $I_{\min}$ их значения, получим, что при использовании (1) $\Delta I^{(3)} = 0$; $\Delta I^{(2)} = 1$, а в случае определения относительной несимметрии по (2) $\Delta I^{(3)} = 0$; $\Delta I^{(2)} \rightarrow \infty$. Из этого следует, что в рассматриваемом применении (2) не может быть использовано для установления режима двухфазного КЗ на линии, работающей без нагрузки, и поэтому большого интереса не представляет.

Основные свойства (1) и (2) при тех же предпосылках, но когда $I_{\max}$ и $I_{\min}$ выделяются из разностей фазных токов, будут следующими. Если исходить из векторной диаграммы токов для режима трехфазного КЗ, то $I_{\max} = I_{\min} = \sqrt{3}I$. Воспользовавшись векторной диаграммой токов для двухфазного КЗ, получим $I_{\max} = 2I$; $I_{\min} = I$. Подставив вместо $I_{\max}$ и $I_{\min}$ в (1) и (2) полученные величины, будем иметь, что при использовании (1) $\Delta I^{(3)} = 0$; $\Delta I^{(2)} = 0,5$, а в случае применения (2) $\Delta I^{(3)} = 0$; $\Delta I^{(2)} = 1$.

Следует отметить, что для установления металлических двухфазных КЗ на линии, работающей без нагрузки, в качестве граничного значения $\Delta I_{\text{гр}}$ нужно использовать $\Delta I^{(2)}$. Для достоверного определения вида КЗ при других условиях, отличных от указанных выше, может потребоваться уточнение величины $\Delta I_{\text{гр}}$. Основное влияние на значение $\Delta I_{\text{гр}}$ будут оказывать токи нагрузки линии и переходное сопротивление в месте повреждения. Необходимость их учета при выборе $\Delta I_{\text{гр}}$ оценена по результатам вычислительного эксперимента. Для этого с использованием блоков системы Simulink-SimPowerSystems [9, 10] разработана модель фрагмента электрической сети, включающая энергосистему, понижающий трансформатор, две параллельные линии, нагрузку и блок задания КЗ.

На рис. 1 представлены зависимости $\Delta I = f(I_*)$, построенные по результатам вычислительного эксперимента, которые позволяют оценить влияние тока нагрузки линии на относительную несимметрию ΔI при двухфазных металлических КЗ в различных точках. При этом величина ΔI определялась с использованием выражений (1) и (2) по фазным токам, а также по их разностям.

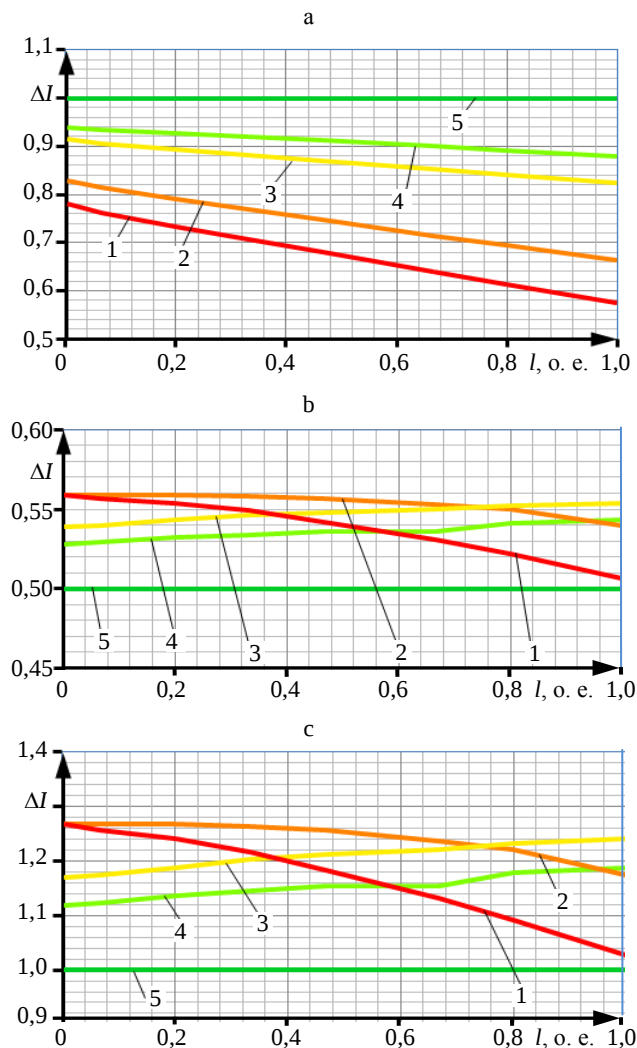


Рис. 1. Влияние тока нагрузки на относительную несимметрию при двухфазных металлических коротких замыканиях на контролируемой линии при определении ΔI : а – по (1) с использованием фазных токов: 1, 2, 3, 4 – при минимальной кратности тока короткого замыкания к току нагрузки $K_{\min} = 2,0; 2,7; 5,4; 8,0$; 5 – $I_n = 0$; б – по (1) с использованием разностей фазных токов: 1, 2, 3, 4, 5 – то же, что на рис. 1а; в – по (2) с использованием разностей фазных токов: 1, 2, 3, 4, 5 – то же, что на рис. 1а

Fig. 1. The influence of load current on the relative asymmetry under two-phase metallic short circuits in the monitored line when ΔI is being determined:

- a – (1) using the phase currents: 1, 2, 3, 4 – when minimum multiplicity of the short circuit current to the load current $K_{\min} = 2,0; 2,7; 5,4; 8,0$; 5 – $I_n = 0$;
- b – (1) using differences of phase currents: 1, 2, 3, 4, 5 – the same as in fig. 1a;
- c – (2) using differences of phase currents: 1, 2, 3, 4, 5 – the same as in fig. 1a

В качестве параметра, характеризующего уровень тока нагрузки, принята минимальная кратность $K_{\min}$, представляющая собой отношение минимального тока металлического двухфазного КЗ $I_{\text{КЗ}\min}^{(2)}$ при повреждении в конце контролируемой линии, работающей на холостом ходу, к току ее нагрузки I_n :

$$K_{\min} = \frac{I_{K3\min}^{(2)}}{I_H}. \quad (3)$$

Очевидно, что возрастание нагрузки линии обуславливает снижение кратности $K_{\min}$, которая всегда больше единицы.

В результате выполненных исследований подтверждено, что при трехфазных металлических КЗ и вычислении относительной несимметрии по выражению (1) или (2) с использованием как фазных токов, так и их разностей нагрузка линии не влияет на величину $\Delta I^{(3)}$, которая всегда равна 0.

При металлических двухфазных КЗ на линии, работающей без нагрузки, когда относительная несимметрия определяется по выражению (1) с использованием фазных токов, величина ΔI не зависит от места повреждения и равна 1 (рис. 1а, зависимость 5).

Нагрузка линии оказывает существенное влияние на $\Delta I^{(2)}$, численное значение которой зависит не только от кратности тока КЗ к току нагрузки, но и от места повреждения (рис. 1а). Как видно из представленных зависимостей, снижение кратности $K_{\min}$ обуславливает уменьшение $\Delta I^{(2)}$. Поэтому для достоверного установления вида КЗ по (1) с использованием фазных токов граничное значение $\Delta I_{гр}$ должно приниматься равным $\Delta I^{(2)}$ при двухфазном металлическом КЗ в конце контролируемой линии ($I_* = 1$) с учетом тока нагрузки в нормальном режиме, предшествующем КЗ. Для этого можно пользоваться полученным в результате выполненных исследований выражением

$$\Delta I_{гр} = 1 - \frac{I_H}{I_{K3\min}^{(2)}}. \quad (4)$$

Таким образом, определение вида междуфазного КЗ с помощью (1) в режиме реального времени с использованием фазных токов требует периодического уточнения величины $\Delta I_{гр}$ с учетом текущего значения тока нагрузки линии в нормальном режиме, предшествующем режиму КЗ.

Относительная несимметрия при металлических двухфазных КЗ для ненагруженной линии, определяемая по выражениям (1) и (2) с использованием разности фазных токов, не зависит от места повреждения, а ее численное значение соответственно равно 0,5 и 1,0 (зависимость 5 на рис. 1б, с).

Нагрузка линии не оказывает существенного влияния на $\Delta I^{(2)}$. Так, при изменении $K_{\min}$ от 2 до 8 $\Delta I^{(2)}$ находится в диапазоне 0,50–0,56 при определении по (1) и в диапазоне 1,00–1,28 при вычислении на основе (2) (рис. 1б, с, зависимости 1, 2, 3, 4).

Следует отметить, что при двухфазных КЗ на нагруженной линии $\Delta I^{(2)}$ не опускается ниже 0,5 в первом случае и ниже 1,0 – во втором. Это дает основание при определении вида междуфазного КЗ с использованием разности фазных токов по выражению (1) принять $\Delta I_{гр} = 0,5$, а по выражению (2) $\Delta I_{гр} = 1,0$.

Наличие переходного сопротивления в месте КЗ оказывает влияние на достоверность определения вида междуфазного повреждения. Соответствующие зависимости, позволяющие определить степень указанного влияния при работе линии без нагрузки, приведены на рис. 2.

Относительная несимметрия ΔI не зависит от переходного сопротивления в месте повреждения при двухфазных КЗ в случае ее определения по (1) или (2) с использованием фазных токов или их разностей и соответствует уровням зависимостей 1 на рис. 2а, б, с.

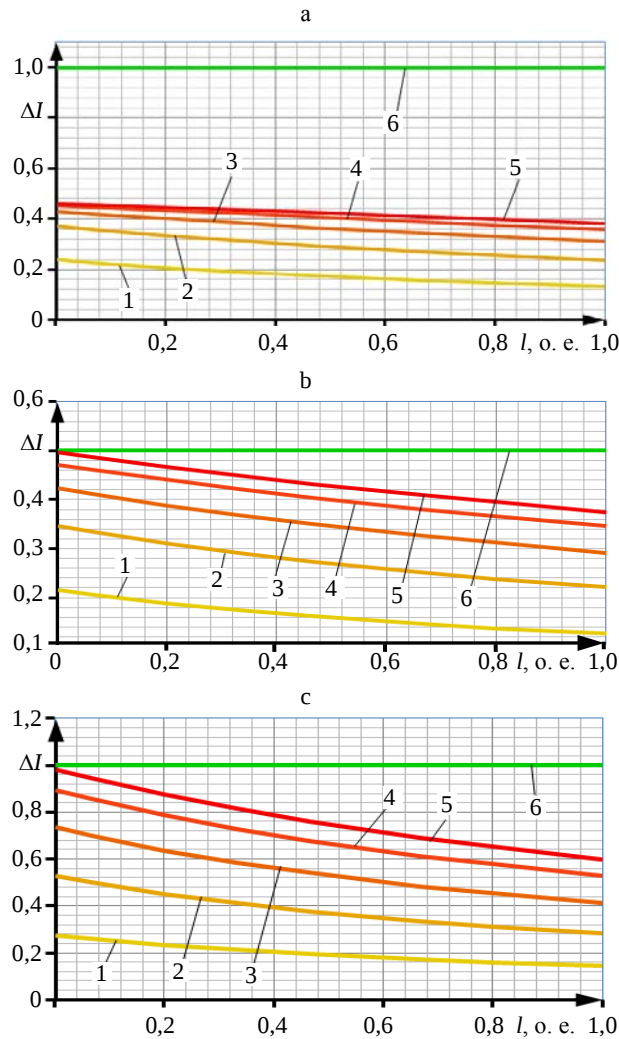


Рис. 2. Влияние переходного сопротивления в месте повреждения на относительную несимметрию при коротком замыкании на контролируемой линии при определении ΔI :
а – по (1) с использованием фазных токов: 1, 2, 3, 4, 5 – при трехфазных коротких замыканиях с отношением переходного сопротивления к сопротивлению линии R_n/Z_n соответственно 0,57; 1,10; 1,70; 2,30; 2,70; 6 – при двухфазном коротком замыкании;
б – по (1) с использованием разностей фазных токов: 1, 2, 3, 4, 5, 6 – то же, что на рис. 2а;
с – по (2) с использованием разностей фазных токов: 1, 2, 3, 4, 5, 6 – то же, что на рис. 2а

Fig. 2. The influence of transition resistance at the failure site on the relative asymmetry under short-circuit in the monitored line when ΔI is being determined:
а – (1) using the phase currents: 1, 2, 3, 4, 5 – under the three-phase short-circuits with relation to the transition resistance to the line resistance R_n/Z_n correspondingly 0,57; 1,10; 1,70; 2,30; 2,70; 6 – under a two-phase short circuit;
б – (1) using differences of phase currents: 1, 2, 3, 4, 5, 6 – the same as in fig. 2а;
с – (2) using differences of phase currents: 1, 2, 3, 4, 5, 6 – the same as in fig. 2а

При трехфазных КЗ численные значения $\Delta I^{(3)}$ зависят как от места повреждения, так и от отношения переходного сопротивления $R_{\text{п}}$ к сопротивлению линии $Z_{\text{л}}$. Для всех рассматриваемых случаев характерно увеличение $\Delta I^{(3)}$ с ростом отношения $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}}$. Это означает, что при трехфазных КЗ через переходное сопротивление текущие значения $\Delta I^{(3)}$ имеют тенденцию стремиться к их уровням при двухфазных КЗ тем ближе, чем больше отношение $R_{\text{п}}/Z_{\text{л}}$. Если при этом текущее значение $\Delta I^{(3)}$ сравняется или превысит $\Delta I_{\text{гр}}$, то трехфазное КЗ через переходное сопротивление будет квалифицировано как двухфазное КЗ. С целью исключения подобного необходимо критически подходить к выбору $\Delta I_{\text{гр}}$, расширяя зону возможных величин $\Delta I^{(3)}$, в которой трехфазные КЗ через переходное сопротивление не будут квалифицироваться как двухфазные.

Для случаев, показанных на рис. 2б, с, пределом возможного являются граничные значения относительной несимметрии $\Delta I_{\text{гр}} = 0,5$ и $\Delta I_{\text{гр}} = 1,0$ соответственно. При определении относительной несимметрии по выражению (1) с использованием фазных токов для расширения рассматриваемой зоны необходимо устанавливать предельные значения $\Delta I_{\text{гр}}$, периодически их корректируя с учетом текущего тока нагрузки линии.

Выбор значений $\Delta I_{\text{гр}}$, позволяющих с приемлемой достоверностью определять вид междуфазного КЗ с учетом совместного влияния на относительную несимметрию тока нагрузки линии и переходного сопротивления в месте повреждения, можно производить на основе наложения описанных выше результатов от раздельного воздействия указанных факторов.

Предложенные методы определения вида междуфазного КЗ по относительной несимметрии токов отличаются рядом особенностей при одновременных повреждениях на разных линиях распределительной сети. При этом неоднозначно различимыми с точки зрения вида являются одновременные КЗ на контролируемой и одной из параллельных линий, присоединенных к общим шинам.

В результате выполненных исследований определено, что при любых удаленных КЗ на параллельных линиях предложенные методы обеспечивают достоверное установление вида повреждения, одновременно возникающего на контролируемой линии. При наложении повреждений, одно из которых находится на одной из параллельных линий вблизи общих шин, а второе – на контролируемой линии, определенный любым из предложенных методов вид КЗ может отличаться от фактического. Это будет зависеть от видов возникших повреждений, сочетаний замкнувшихся фаз, установившегося токораспределения в сети и других факторов. Данную особенность следует принимать во внимание при оценке поведения защит линий распределительной сети.

Динамические характеристики $\Delta I = f(t)$ предложенных методов установления вида повреждения в различных режимах, позволяющие оценить их быстродействие, представлены на рис. 3. Указанный параметр характеризуется отрезком времени от момента возникновения КЗ до момента достижения ΔI соответствующего граничного значения с погрешностью,

не превышающей $\pm 5\%$. Анализ представленных зависимостей $\Delta I = f(t)$ показывает, что предложенные методы позволяют определять вид междуфазного КЗ в наихудшем случае за время, не превышающее периода промышленной частоты. При этом следует иметь в виду, что в переходных режимах трехфазные КЗ могут кратковременно квалифицироваться как двухфазные.

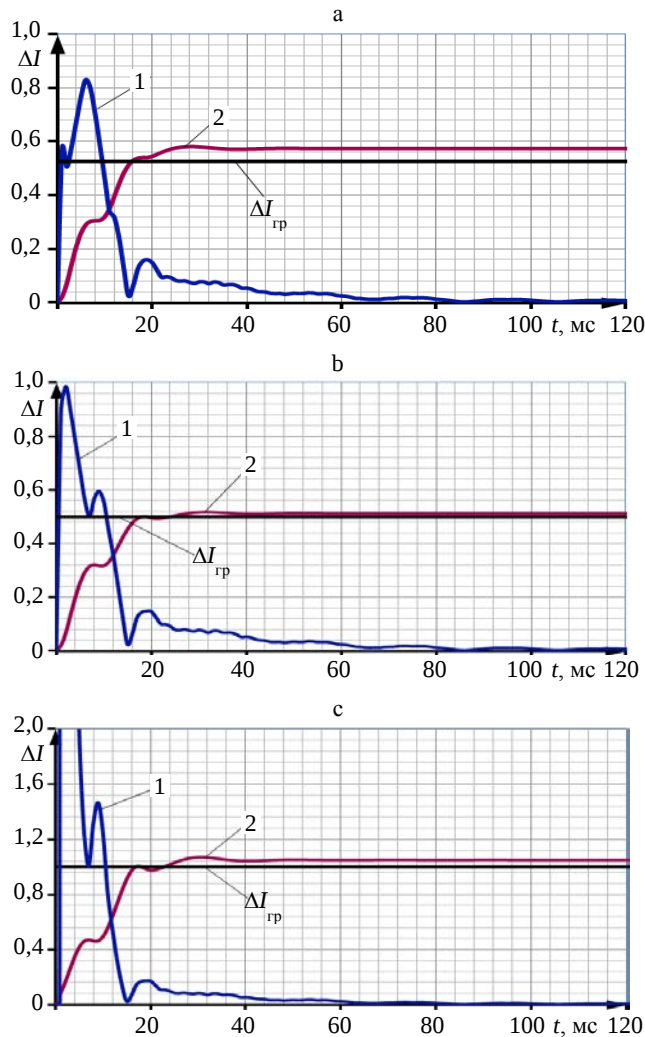


Рис. 3. Динамические характеристики методов установления вида повреждения при определении ΔI : а – по (1) с использованием фазных токов:

1, 2 – при трех- и двухфазном коротком замыкании соответственно;

б – по (1) с использованием разностей фазных токов: 1, 2 – то же, что на рис. 2а;

с – по (2) с использованием разностей фазных токов: 1, 2 – то же, что на рис. 2а

Fig. 3. The dynamic characteristics of methods for determining the kind of failure while determining ΔI : а – by (1) using the phase currents:

1, 2 – for three- and two-phase short circuit, respectively;

б – (1) using differences of phase currents: 1, 2 – the same as in fig. 2а;

с – (2) using differences of phase currents: 1, 2 – the same as in fig. 2а

В результате проведенных исследований установлено, что достоверное определение вида междуфазного КЗ обеспечивается с помощью (1) с использованием фазных токов и с помощью (1) и (2) с использованием разностей указанных токов при $K_{\min} \geq 1,5$ и $K_{\min} \geq 2,0$ соответственно. Вследствие этого при определении вида междуфазного КЗ по (1) и (2) в реальном времени требуется периодическое уточнение $K_{\min}$ с учетом фактической нагрузки линии с целью нахождения ее режима в пределах работоспособности используемого метода.

ВЫВОДЫ

1. Определение вида междуфазного короткого замыкания на линиях 6–35 кВ может быть реализовано как на основе оценки относительной несимметрии фазных токов, так и их разностей.
2. При использовании фазных токов обеспечивается более высокая чувствительность к удаленным двухфазным коротким замыканиям. Однако в этом случае на достоверность определения вида повреждения в большей степени влияют токи нагрузки линии.
3. Определение относительной несимметрии с использованием разностей фазных токов отличается меньшей чувствительностью к удаленным двухфазным коротким замыканиям. Вместе с тем при этом обеспечивается меньшее влияние на достоверность определения вида повреждения токов нагрузки линии.
4. Переходное сопротивление в месте повреждения обуславливает смещение уровня относительной несимметрии токов к области двухфазных коротких замыканий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федосеев, А. М. Релейная защита электроэнергетических систем / А. М. Федосеев. М.: Энергоатомиздат, 1984. 520 с.
2. Чернобровов, Н. В. Релейная защита энергетических систем / Н. В. Чернобровов, В. А. Семенов. М.: Энергоатомиздат, 1998. 800 с.
3. Романюк, Ф. А. Принципы выполнения адаптивной микропроцессорной токовой защиты от междуфазных коротких замыканий / Ф. А. Романюк, А. А. Тищенко, А. В. Ковалевский // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2005. № 2. С. 11–14.
4. Гимоян, Г. Г. Релейная защита горных электроустановок / Г. Г. Гимоян. М.: Недра, 1978. С. 349.
5. Перспективные технологии реализации микропроцессорных защит линий распределительных сетей / Ф. А. Романюк [и др.] // Перспективные материалы и технологии: в 2 т. / под ред. В. В. Клубовича. Витебск: Витебский государственный технологический университет, 2015. Т. 1. С. 115–139.
6. Ковалевский, А. В. Выбор численного значения критерия для определения вида короткого замыкания в адаптивной микропроцессорной токовой защите линий / А. В. Ковалевский // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2007. № 5. С. 37–42.

7. Романюк, Ф. А. Определение вида повреждения на линиях распределительных сетей в объеме функций микропроцессорных токовых защит / Ф. А. Романюк, А. А. Тищенко, Е. В. Булойчик // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2011. № 4. С. 5–10.
8. Федосеев, А. М. Релейная защита электроэнергетических систем / А. М. Федосеев, М. А. Федосеев. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1992. 528 с.
9. Черных, И. В. Моделирование электротехнических устройств в MatLab, SimPowerSystems и Simulink / И. В. Черных. М.: ДМК-Пресс, 2011. 288 с.
10. Дьяконов, В. П. MatLab и Simulink для радиоинженеров / В. П. Дьяконов. М.: ДМК-Пресс, 2011. 975 с.

Поступила 21.10.2016 Подписана в печать 26.12.2016 Опубликовано онлайн 31.01.2017

REFERENCES

1. Fedoseyev A. M. (1984) *Relay Protection of Electric Power Grids*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 520 (in Russian).
2. Chernobrovov N. V., Semyonov V. A. (1998) *Relay Protection of Power Grids*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 800 (in Russian).
3. Romaniuk F. A., Tishechkine A. A., Kovalevsky A. V. Principles for Execution of Adaptive Microprocessor Current Protection against Inter-Phase Short-Circuits. *Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*. 2005, (2), 11–14 (in Russian).
4. Gimoyan G. G. (1978) *Relay Protection of Mining Electrical Installations*. Moscow, Nedra Publ., 349 (in Russian).
5. Romaniuk F. A., Novash I. V., Rumiantsev V. Iu., Rumiantsev Iu. V. (2015) Prospective Implementation Technologies of Microprocessor-Based Line Protection of Distribution Grids. V. V. Klubovich (ed.) *Advanced Materials and Technologies. Vol. 1*. Vitebsk, Vitebsk State Technological University, 115–139 (in Russian).
6. Kovalevsky A. V. (2007) Selection of Numerical Criterion Value for Determination of Short Circuit Type in Adaptive Micro-Processing Current Protection of Electric Power Lines. *Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (5), 37–42 (in Russian).
7. Romaniuk F. A., Tishechkin A. A., Bulochyk E. V. (2011) Fault Type Determination on Distribution Networks Lines within Functions of Microprocessor Current Protections. *Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (4), 5–10 (in Russian).
8. Fedoseyev A. M., Fedoseyev M. A. (1992) *Relay Protection of Electric Power Grids*. 2nd ed. Moscow, Energoatomizdat Pub. 528 (in Russian).
9. Chernykh I. V. (2011) *Simulation of Electrical Devices in MatLab, SimPowerSystems and Simulink*. Moscow, DMK Press. 288 (in Russian).
10. Dyakonov V. P. (2011) *MatLab and Simulink for Radio Engineers*. Moscow, DMK Press. 975 (in Russian).

Received: 21 October 2016 Accepted: 26 December 2016 Published online: 31 January 2017

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-16-29

УДК 621.019

Метод и алгоритмы расчета показателей надежности по многомерным данным

Э. М. Фархадзаде¹⁾, А. З. Мурадалиев¹⁾, Т. К. Рафиева¹⁾, С. А. Абдуллаева¹⁾

¹⁾Азербайджанский научно-исследовательский и проектно-изыскательский институт энергетики (Баку, Азербайджанская Республика)

© Белорусский национальный технический университет, 2017
Belarusian National Technical University, 2017

Реферат. Оценки значимости регламентированных классификаторами разновидностей признаков, показателей индивидуальной надежности, показателей надежности кластеров многомерных данных относятся к основным задачам, решение которых позволяет снизить эксплуатационные затраты объектов электроэнергетической системы. Отсутствие специализированных программных комплексов, наукоемкость алгоритмов расчета при решении эксплуатационных задач обуславливают преимущественное применение интуитивного подхода. Некоторые факторы, такие как отсутствие опыта эксплуатации и субъективность интуитивного подхода, способствуют принятию ошибочного решения. В статье приводятся аналитические методы, позволяющие с помощью расчетов показателей надежности учесть целесообразность классификации многомерных статистических данных, выявить значимые разновидности признаков, ранжировать объекты электроэнергетической системы и формировать кластеры однородных данных. Новизна методов заключается в применении фидуциального подхода. Экспериментальные данные сопоставляются с граничными значениями фидуциального интервала. Статистические функции фидуциального распределения получены путем имитационного моделирования выборок случайных величин для ряда чисел случайных величин выборок. Анализ зависимости граничных значений от числа реализаций позволил получить достаточно простое уравнение регрессии с точностью не менее 0,995. Формирование множества значимых разновидностей признаков показано на примере оценки средней длительности простоя в аварийном ремонте при анализе закономерности изменения по месяцам года при расчете показателя индивидуальной надежности для третьего энергоблока в случае отказа котельной установки, представления совокупности реализаций длительности простоя в аварийном ремонте кластерами. В результате проведения ремонтных работ, старения оборудования и устройств наблюдается изменение значимых разновидностей признаков, ведущих к изменению результатов ранжирования объектов электроэнергетической системы, их технического состояния.

Ключевые слова: многомерные данные, разновидность признаков, функции распределения, показатели надежности

Для цитирования: Метод и алгоритмы расчета показателей надежности по многомерным данным / Э. М. Фархадзаде [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60. № 1. С. 16–29. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-16-29

Адрес для переписки

Фархадзаде Эльмар Мехтиевич
Азербайджанский научно-исследовательский
и проектно-изыскательский институт
энергетики
просп. Г. Зардаби, 94
Az1012, г. Баку, Азербайджанская Республика
Тел.: +994012 431-64-07
elmeht@rambler.ru

Address for correspondence

Farhadzadeh Elmar M.
Azerbaijan Scientific-Research
and Design-Prospecting Power Engineering
Institute
94 G. Zardabi Ave.,
Az1012, Baku, the Azerbaijani Republic
Tel.: +994012 431-64-07
elmeht@rambler.ru

Method and Algorithms of Calculation of Parameters of Reliability in Accordance with Multivariate Data

E. M. Farhadzadeh¹⁾, A. Z. Muradaliyev¹⁾, T. K. Rafiyeva¹⁾, S. A. Abdullayeva¹⁾

¹⁾Azerbaijan Scientific-Research and Design-Prospecting Power Engineering Institute (Baku, the Azerbaijani Republic)

Abstract. Assessments of the relevance of the kinds of attributes regulated by classifiers, evaluation of parameters of individual reliability, of parameters of reliability of multivariate data clusters relate to the primary problems the decision of which would make it possible to reduce operational expenses of electric power system objects. The lack of specialized software systems, the knowledge-intensiveness of algorithms of calculation needed for the solution of operational tasks determine the predominant application of the intuitive approach. Some factors, such as lack of operating experience and subjectivity of the intuitive approach lead to the essential risk of making the incorrect decision. The article presents analytical methods that make it possible to consider the expediency of classification of multivariate statistical data, to identify the relevant types of signs, to rank the objects in power systems and to form clusters of homogeneous data. The methods function with the aid of calculations of indicators of reliability. The originality of methods consists in application of an fiducial approach. Experimental data are compared to boundary values of a fiducial interval. Statistical functions of fiducial distributions are obtained by imitating modeling of samples of random variables for a series of numbers of random variables samples. The analysis of dependency of boundary values on a number of realizations made it possible to obtain a fairly simple equation of regress with the accuracy of no less than 0.995. Formation of a set of relevant kinds of attributes is demonstrated on behalf of an estimation of average duration of idle time during emergency repair made for the analysis of the law of alterations by months of year when the calculation of a parameter of individual reliability for the third power unit in case of failure of boiler facility, representation of set of realizations of duration of idle time in emergency repair clusters. As a result of the repairs, the aging of equipment and devices, alterations of important types of signs that cause the change of the results of the ranking of objects of power system and their technical condition, are observed.

Keywords: multivariate data, kind of attributes, functions of distribution, parameters of reliability

For citation: Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Rafiyeva T. K., Abdullayeva S. A. (2017) Method and Algorithms of Calculation of Parameters of Reliability in Accordance with Multivariate Data. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Egn. Assoc.* 60 (1), 16–29. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-16-29 (in Russian)

Введение

Возможность объективного решения многих эксплуатационных задач, требующих учета технического состояния объектов электроэнергетической системы (ЭЭС), в частности совершенствования системы технического обслуживания и ремонта, повышения надежности и экономичности работы, предполагает умение:

- оценить значимость регламентированных классификаторами разновидностей признаков (РП) [1]. Особенность этих расчетов заключается в том, что необходимо уметь оценить не только характер расхождения усредненной количественной оценки показателя надежности (Π_H , Π_{Σ}^*) и оценок Π_H , вычисляемых по выборкам из совокупности данных ($\Pi_{V,i}^*$) для разновидностей i -го признака, но и характер расхождения значи-

мых РП. При этом следует иметь в виду, что высокая значимость расхождения Π_{Σ}^* и $\Pi_{V,i,j}^*$ с $j = (1, r_i)$, где r_i – число РП, $i = (1, r_{\Sigma})$, r_{Σ} – то же при знаков, еще не означает целесообразность использования заданного классификатора перечня РП;

- оценить показатели индивидуальной надежности [2]. Вычисления проводятся для значимых РП. Следует иметь в виду, что значимость РП не постоянна. Например, после классификации данных по некоторой РП значимость оставшихся РП в непредставительной выборке изменяется. Поэтому требуется пересчет значимости РП после каждого этапа классификации;

- оценить показатели надежности по кластерам многомерных данных. Если для показателей индивидуальной надежности классификация статистических данных проводится по значимым из заданного перечня РП, то ПН кластеров рассчитывается по всем значимым РП. Следует иметь в виду, что перечень данных в кластерах не постоянный и зависит от интенсивности влияния тех или иных РП.

Перечисленные выше расчеты громоздки и наукоемки, поэтому проводятся по специальным программным комплексам автоматизированных систем анализа технического состояния объектов ЭЭС. Однако специалисты по повышению надежности и экономичности (эффективности) работы не всегда имеют возможность приобрести, а тем более создать такие системы. В этой связи значительный интерес представляют экспресс-методы оценки значимости РП, расчета ПН конкретных объектов и кластеров объектов, исключающие неоправданную классификацию исходных данных. Под экспресс-методами будем понимать методы, допускающие разумный ручной счет.

В статье рассмотрены методы и алгоритмы количественной оценки показателей надежности, вычисляемых как среднее арифметическое случайных величин.

Методы и алгоритмы расчета

Предположим, что из общей базы данных выделена совокупность статистических данных о длительности вынужденного простоя выключателей вследствие простоя энергоблока (ЭБ) в аварийном ремонте совместно с характеризующими эти простои РП (диспетчерский номер ЭБ, вид поврежденного устройства, время возникновения повреждения, вид отключения и др.). Далее проведена формализация этих данных в виде эмпирической таблицы [3]. Вычислены среднее арифметическое длительности аварийного простоя по всей совокупности (Σ) реализаций $\tau_{ав}$ (обозначим эту усредненную оценку (*) по данным эксплуатации (э) ЭБ как $M_{\Sigma,э}^*(\tau_{ав})$) и среднее арифметическое случайных величин $\tau_{ав}$ выборки из совокупности данных по некоторой РП [$M_{V,э}^*(\tau_{ав})$].

Формирование множества значимых разновидностей признаков

Как было отмечено выше, умение различать $M_{\Sigma, \varnothing}^*(\tau_{ав})$ и $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав})$ еще недостаточно для выявления множества значимых РП. Объясняется это возможным случайным отличием оценок $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав})_{i,j}$ и $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав})_{i,q}$, соответствующих значимым РП, где j, q – порядковые номера i -го признака. Чаще всего случайно отличаются смежные значения ранжированных в порядке возрастания значимых оценок $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав})$ РП. Следовательно, при необходимости построения некоторой функциональной характеристики формирование множества значений РП может быть проведено следующим образом.

1. Для всех выделенных РП i -го признака выполняется анализ характера расхождения $M_{\Sigma, \varnothing}^*(\tau_{ав})$ и $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав})_{i,j}$, где $j = (1, r_i)$. Выделяются РП, $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав})$ которых неслучайно отличаются от $M_{\Sigma, \varnothing}^*(\tau_{ав})$. Все остальные РП исключаются из рассмотрения как незначимые.

2. Значимые оценки размещаются в порядке возрастания и разделяются на две очередные группы РП. Вторая группа будет включать $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав})_{i,j} < M_{\Sigma, \varnothing}^*(\tau_{ав})$, а третья – $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав}) > M_{\Sigma, \varnothing}^*(\tau_{ав})$.

3. Если число РП второй группы больше 1, то объединяем выборки РП этой группы в единую совокупность и определяем ее среднее арифметическое значение $M_{\Sigma, \varnothing, 2}^*(\tau_{ав})$. Далее проводим анализ характера расхождения $M_{\Sigma, \varnothing, 2}^*(\tau_{ав})$ и $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав})$ РП, принадлежащих второй группе. В результате этого анализа выделяются:

- РП, расхождение оценок $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав})$ которых от $M_{\Sigma, \varnothing, 2}^*(\tau_{ав})$ случайно.

Всем этим РП присваиваются оценки $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав})_{i,j} = M_{\Sigma, \varnothing, 2}^*(\tau_{ав})$;

- РП, расхождение оценок $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав})$ которых от $M_{\Sigma, \varnothing, 2}^*(\tau_{ав})$ неслучайно, выделяются в отдельную группу со своими значениями $M_{V, \varnothing}^*(\tau_{ав})$.

На этом, как правило, анализ второй группы завершается. В исключительных случаях он продолжается подобно вышеизложенным позициям.

4. Аналогично проводится анализ третьей группы РП. Изложенный метод позволяет существенно ограничить случайные флуктуации функциональных характеристик.

Пример 1. В качестве примера рассмотрим закономерности изменения средней длительности простоя в аварийном ремонте ЭБ 300 МВт по месяцам года. Учитывая, что число реализаций $\tau_{ав}$ располагаемой совокупности данных (для примера расчета) равно $n_{\Sigma} = 44$, оптимальное число РП по формуле Стерджеса [4] будет составлять 6. Выборки для принятых интервалов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Классификация $\tau_{ав}$ энергоблока в аварийном ремонте по месяцам года
Classification $\tau_{ав}$ of a power unit under an emergency repair by the months of the year

№ п/п	Классификация $\tau_{ав}$, ч, по месяцам года					
	1–2	3–4	5–6	7–8	9–10	11–12
1	64,4	94,6	5,5	93,1	298,6	134,1
2	15,3	69,4	236,3	185,0	123,6	35,5
3	53,5	46,3	66,3	–	49,2	29,4
4	46,1	45,1	47,0	–	91,2	7,4
5	62,0	62,4	15,4	–	99,5	25,5
6	3,4	18,2	–	–	358,0	54,0
7	3,5	38,1	–	–	–	39,1
8	42,1	36,1	–	–	–	133,2
9	61,4	78,6	–	–	–	79,2
10	63,5	–	–	–	–	57,2
11	–	–	–	–	–	66,1
12	–	–	–	–	–	1,3
Σ	359,6	489,1	370,5	278,0	1110,0	662,4

Результаты расчетов оценок $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})_{i,j}$, $\delta M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$, $\delta M_{V,\kappa}^{**}(\tau_{ав})$ и выбор гипотезы (H_1 и H_2 – расхождение $M_{\Sigma,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$ и $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$ соответственно случайно и неслучайно) приведены в табл. 2.

Величину $\delta M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$ определяли по формуле

$$\delta M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав}) = \frac{|M_{V,\varepsilon}^g(\tau_{ав}) - M_{\Sigma,\varepsilon}^*(\tau_{ав})|}{M_{\Sigma,\varepsilon}^*(\tau_{ав})}. \quad (1)$$

Согласно [5]:

$$\delta M_{V,\kappa}^{**}(\tau_{ав}) = \frac{A}{n_V}, \quad (2)$$

при уровне значимости $\alpha_k = 0,05$ величина $A = 1,13$.

Таблица 2

Результаты сравнения
The results of the comparison

Показатель	Месяц года					
	1–2	3–4	5–6	7–8	9–10	11–12
n_V	10	9	5	2	6	12
$M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$, ч	36,0	54,3	74,1	139,1	185,0	55,0
$\delta M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$, %	39,7	25,0	2,3	92,1	156,0	23,8
$\delta M_{V,\kappa}^{**}(\tau_{ав})$, %	35,7	37,7	50,4	79,0	46,1	32,6
H	H_2	H_1	H_1	H_2	H_2	H_1

Таким образом, от усредненного значения длительности простоя в аварийном ремонте различаются оценки $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$ в интервалах 1–2, 7–8 и 9–10 мес. Уточним различие $M_{\Sigma,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$ и $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$ в интервале 1–2 мес. (здесь расхождение между $\delta M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$ и $\delta M_{V,\kappa}^{**}(\tau_{ав})$ из возможных – наименьшее) критерием КЗ [6]. Поскольку $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав}) < M_{\Sigma,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$, вычислим $M_{V,(1-\alpha_k)}^{**}(\tau_{ав}) = 72,4 \cdot \left(1 - \frac{1,13}{\sqrt{10}}\right) = 46,5$ ч. Так как $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав}) < M_{V,(1-\alpha_k)}^{**}(\tau_{ав})$, то случайный характер наблюдаемого (с уровнем значимости $\alpha_k = 0,05$) расхождения $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$ и $M_{\Sigma,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$ в интервале 1–2 мес. (т. е. предположение $H \Rightarrow H_1$) не подтверждается. Учитывая, что усредненное значение $\tau_{ав}$ в интервале 7–10 мес. $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав}) = 173,5$ ч, функциональная характеристика изменения $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$ по месяцам года представляется интервалами: 1–2 мес. – с $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав}) = 36$ ч; 3–6 и 11–12 мес. – с $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав}) = 58,5$ ч; 7–10 мес. – с $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав}) = 173,5$ ч, что подтверждает наименьшие значения $\tau_{ав}$ в период максимума нагрузки и наибольшие – в период ее минимума. Графическая иллюстрация результата уточнения конфигурации зависимости граничных значений области изменения длительности простоя в аварийном ремонте от времени года приведена на рис. 1.

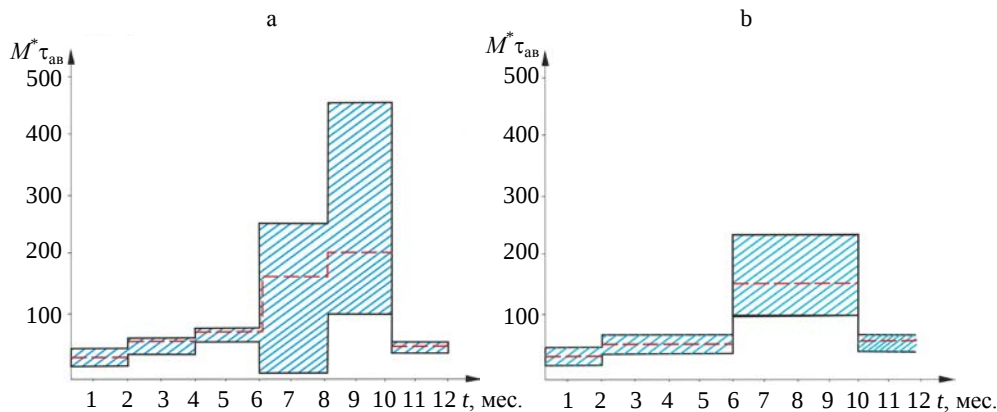


Рис. 1. Закономерности изменения $M_V^*(\tau_{ав})$ по месяцам года:
а, б – исходная и уточненная характеристики и области их изменения

Fig. 1. The patterns of an alteration $M_V^*(\tau_{ав})$ by months of the year:
а, б – the original and the refined features and their alteration areas

Сравнение рис. 1а и рис. 1б свидетельствует не только об изменении числа интервалов года с различающимися оценками $M_V^*(\tau_{ав})$, но и о повышении точности оценки этой характеристики (об уменьшении области изменения).

Оценка показателей индивидуальной надежности

При оценке показателей индивидуальной надежности анализируется значимость лишь одной разновидности каждого признака, характеризующей индивидуальность объекта. Число признаков определяется возможностями сбора информации. Чаще всего это паспортные данные, условия эксплуатации объекта и сведения, содержащиеся в оперативных журналах. Алгоритм расчета сводится к следующей последовательности вычислений.

1. Рассчитываются абсолютные значения относительных отклонений оценок, вычисленных по выборкам для заданных РП $[\delta M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})]$.
2. Определяется максимальное среди рассматриваемых значений $\delta M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$.
3. По критериям K2 и K3 [6] определяется характер расхождения $M_{\Sigma,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$ и $M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$, соответствующего наибольшему значению $\delta M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$.
4. Если сопоставляемые оценки различаются не случайно, то соответствующая выборка принимается за совокупность данных и проводится ее классификация по разновидностям оставшихся признаков. Рассматриваются выборки с $n_V > 1$.
5. Далее повторяются вычисления, приведенные в пунктах 1–4.
6. Вычисления завершаются при случайном характере расхождений средних статистических значений классифицируемой совокупности данных и выборки с наибольшим значением $\delta M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$.

Повышение точности оценки показателей индивидуальной надежности может быть достигнуто предварительным анализом значимости заданных РП на каждом этапе классификации [7].

Пример 2. Предположим, что требуется определить среднюю длительность аварийного простоя третьего ЭБ в течение ноября и декабря месяцев вследствие отказа котельной установки (КУ). Если обратиться непосредственно к статистическим данным эксплуатации, то из 44 случаев простоя ЭБ в аварийном ремонте в рассматриваемом интервале времени простоя в аварийном ремонте с заданным перечнем РП не имел место. Таким образом, классификация статистических данных по заданным РП не позволила бы решить поставленную задачу. Согласно рекомендуемому методу и алгоритму оценки показателей индивидуальной надежности, наибольшее отклонение усредненной оценки совокупности данных $M_{\Sigma,\varepsilon}^*(\tau_{ав}) = 72,4$ ч от оценок, рассчитанных для трех заданных РП (для третьего ЭБ – 32 ч; для КУ – 51,8 ч; для интервала 11–12 мес. года – 80,5 ч), наблюдается для третьего ЭБ. В соответствии с [8] эта оценка неслучайно отличается от $M_{\Sigma,\varepsilon}^*(\tau_{ав})$.

Действительно, величина $\delta M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав}) = \frac{[|32 - 72,4|]}{72,4} = 0,56$, а критическое зна-

чение $\delta M_{V,\kappa}^{**}(\tau_{ав}) = 1,13/\sqrt{n_V} = 0,32$. Поскольку $\delta M_{V,\varepsilon}^*(\tau_{ав}) > \delta M_{V,\kappa}^{**}(\tau_{ав})$,

то с уровнем значимости $\alpha_k = 0,05$ принимаем предположение о неслучайном расхождении $M_{\Sigma,3}^*(\tau_{ав})$ и $M_{V,3}^*(\tau_{ав}) = 32$ ч.

Классификация выборки случайных величин $\tau_{ав}$ для третьего ЭБ по РП–КУ свидетельствует о пяти случаях простоя в аварийном ремонте с $M_{V,3}^*(\tau_{ав}) = 49,2$ ч и о трех случаях простоя в аварийном ремонте в интервале ноябрь – декабрь с $M_{V,3}^*(\tau_{ав}) = 20,7$ ч. Обозначим оценку $M_{V,3}^*(\tau_{ав})$ для третьего ЭБ как $M_{\Sigma,3,2}^*(\tau_{ав})$ и проведем анализ характера ее расхождения с $M_{V,3}^*(\tau_{ав})$. Величина $M_{\Sigma,3,2}^*(\tau_{ав}) < M_{\Sigma,3}^*(\tau_{ав})$. Следовательно, сопоставить с $M_{\Sigma,3,2}^*(\tau_{ав})$ можно только оценку $M_{V,3}^*(\tau_{ав})$ для РП 11–12 мес. Действительно, если сопоставить $M_{V,3}^*(\tau_{ав}) = 49,2$ ч для КУ третьего ЭБ с нижним граничным значением фидуциального интервала $[9, 10]$ с $n_V = 5$ и $M_{\Sigma,3}^*(\tau_{ав}) = 72,4$ ч – $\underline{M_{V,(1-\alpha_k)}^{**}(\tau_{ав})} = 72,4 \cdot \left(1 - \frac{1,13}{\sqrt{5}}\right) = 35,9$ ч, то, поскольку $M_{V,3}^*(\tau_{ав}) > \underline{M_{V,(1-\alpha_k)}^{**}(\tau_{ав})}$, соотношения $M_{V,3}^*(\tau_{ав})$ и $M_{\Sigma,3}^*(\tau_{ав})$ соответствуют H_1 . Учитывая, что оценка средней длительности простоя в аварийном ремонте третьего ЭБ в интервале 11–12 мес. $M_{V,3}^*(\tau_{ав}) = 27,4$ ч $< M_{\Sigma,3,2}^*(\tau_{ав})$, то нижнее граничное значение фидуциального интервала $\underline{M_{V,(1-\alpha_k)}^{**}(\tau_{ав})} = 32 \cdot \left(1 - \frac{1,13}{\sqrt{3}}\right) = 10,9$ ч. Поскольку оценка $\underline{M_{V,(1-\alpha_k)}^{**}(\tau_{ав})} < M_{V,3}^*(\tau_{ав}) = 27,4$ ч, то предположение H_1 о случайном характере расхождения $M_{\Sigma,3,2}^*(\tau_{ав})$ и $M_{V,3}^*(\tau_{ав}) = 49,2$ ч с уровнем значимости $\alpha_k = 0,05$ соответствует действительности. Таким образом, среднее время простоя третьего ЭБ в аварийном ремонте – $M_{V,3}^*(\tau_{ав}) = 32$ ч и не зависит ни от отказов КУ, ни от отказов в интервале 11–12 мес. года. Граничные значения фидуциального интервала этой оценки с уровнем значимости $\alpha_k = 0,05$ равны $\underline{M_{V,(1-\alpha_k)}^{**}(\tau_{ав})} = 25$ ч и $\overline{M_{V,(1-\alpha_k)}^{**}(\tau_{ав})} = 43,5$ ч.

Оценка показателей надежности кластеров

Если под кластером понимать совокупность одноименных объектов ЭЭС, сгруппированных по некоторым РП, то оценка ПН такого кластера всегда проводилась с той существенной особенностью, что целесообразность классификации статистических данных по этим РП не контролировалась. Так, при характеристике надежности объектов ЭЭС в отчетах, публикациях и справочниках традиционно приводятся сведения о полученных оценках ПН с классификацией данных по двум или даже трем РП. Напри-

мер, приводятся сведения о ПН высоковольтных выключателей для различных классов напряжения, конструктивного исполнения, различных типов присоединений [скажем, оценка ПН для элегазовых (1 РП) выключателей 220 кВ (2 РП), установленных на линии электропередачи (3 РП)] [3]. Выше приведены метод, алгоритм и наглядный пример расчета показателей индивидуальной надежности, которые, по сути, являются примером оценки ПН одного кластера с заданными РП и оценкой целесообразности классификации данных.

Рассмотрим метод и алгоритм формирования всех кластеров совокупности данных и оценку их ПН. Понятие «кластер» введено для различия их ПН от ПН группы одноименных объектов. Следует отметить, что кластеры могут быть сформированы не только из объектов, но и по любому из заданных признаков. Далее покажем последовательность формирования кластеров величины $\tau_{ав}$, изменяющейся в интервале 1,3–358 ч (табл. 1). Последовательность упрощенного формирования кластеров и расчета их ПН сводится к следующим вычислениям (отметим, что понятие «ручной счет» предполагает возможность выполнения расчетов без имитационного моделирования фидуциальных распределений ПН).

1. Формирование множества значимых разновидностей каждого признака. Проводится в соответствии с методами, изложенными в разделах о формировании множества значимых РП и оценки показателей индивидуальной надежности.

2. Определяется РП с наибольшей абсолютной величиной относительного отклонения $\delta_{\max} = \max[\delta M_V^*(\tau)_{i \in R_k, j \in r_l}]$.

3. Выборка, соответствующая $\delta_{\max}$, изымается из общей совокупности статистических данных, а $M_V^*(\tau)$ этой выборки принимается за оценку ПН первого кластера.

4. Проводятся вычисления, аналогичные изложенным в пунктах 1–3, и выбирается второй кластер.

5. Процесс вычислений продолжается до тех пор, пока классификация данных не окажется бесполезной.

6. Кластеры располагаются (ранжируются) в порядке возрастания $M_V^*(\tau_{ав})$. При этом наиболее надежные объекты будут находиться в начале списка, а наименее надежные – в конце.

Нетрудно заметить, что упрощение последовательности формирования кластеров сводится к принятию предположения о нецелесообразности дальнейшей классификации выборок с $\delta_{\max}$. На самом деле, это предположение не всегда оправдано, имеет место при малом числе реализаций случайных величин в выборке и во всех случаях требует проверки достоверности. Проверка достоверности проводится по критериям КЗ и К2 [6].

Пример 3. Рассмотрим возможность представления реализаций $\tau_{ав}$ восьми ЭБ ТЭС кластерами. Для снижения громоздкости расчетов учтем лишь три признака:

- 1) диспетчерский номер ЭБ (по сути – длительность эксплуатации);
- 2) наименование устройства, отказ которого приводит к аварийному простое ЭБ в аварийном ремонте;
- 3) месяц года.

Результаты анализа расхождения $M_{\Sigma,3}^*(\tau_{ав}) = 72,4$ ч и $M_{V,3}^*(\tau_{ав})$ заданных РП для первого и второго признаков приведены в табл. 3, 4.

Таблица 3

Анализ целесообразности классификации по разновидностям первого признака

Analysis of the expediency of classification by the kinds of the first sign

Показатель	Диспетчерский номер энергоблока							
	1	2	3	4	5	6	7	8
n_V	7,0	5,0	10,0	4,0	2,0	5,0	8,0	3,0
$M_{V,3}^*(\tau_{ав}), \text{ ч}$	69,7	112,1	32,0	195,0	51,0	82,4	58,0	19,2
$\overline{M_{V,k_\alpha}^{**}(\tau_{ав})}, \text{ ч}$	–	108,9	–	113,3	–	108,9	–	–
$\overline{M_{V,k_\alpha}^{**}(\tau_{ав})}, \text{ ч}$	41,5	–	46,4	–	15,2	–	43,4	24,6
$M_{V,k_p}^{**}(\tau_{ав}), \text{ ч}$	93,4	–	–	–	91,3	–	81,2	–
$\overline{M_{V,k_p}^{**}(\tau_{ав})}, \text{ ч}$	–	–	–	–	–	40,9	–	–
H	H_1	H_2	H_2	H_2	H_1	H_1	H_1	H_2

Таблица 4

Анализ целесообразности классификации по разновидностям второго признака

Analysis of the expediency of classification by the kinds of the second sign

Показатель	Наименование отказавшего устройства				
	ПТУ	КУ	СН	ТГ	ТР
n_V	19,0	14,0	6,0	3,0	2,0
$M_{V,3}^*(\tau_{ав}), \text{ ч}$	73,9	51,8	163,2	6,4	25,4
$\overline{M_{V,k_\alpha}^{**}(\tau_{ав})}, \text{ ч}$	91,2	–	105,8	–	–
$\overline{M_{V,k_\alpha}^{**}(\tau_{ав})}, \text{ ч}$	–	50,7	–	24,6	31,5
$M_{V,k_p}^{**}(\tau_{ав}), \text{ ч}$	–	67,3	–	–	–
$\overline{M_{V,k_p}^{**}(\tau_{ав})}, \text{ ч}$	54,8	–	–	–	–
H	H_1	H_2	H_2	H_2	H_2

Перейдем к оценке характера расхождения значимых РП. Для первого признака сопоставим:

• характер расхождения $M_{V,3}^*(\tau_{ав})$ второго и четвертого ЭБ, для которых $M_{V,3}^*(\tau_{ав}) > M_{\Sigma,3}^*(\tau_{ав})$. Среднее значение совокупности выборок этих РП $M_{\Sigma,3,2}^*(\tau_{ав}) = 148,9$ ч. Поскольку $M_{\Sigma,3,2}^*(\tau_{ав}) > M_{V,3}^*(\tau_{ав}) = 112,2$ ч, $\overline{M_{V,k_\alpha}^{**}(\tau_{ав})} = 73,9$ ч меньше, чем $M_{V,3}^*(\tau_{ав})$, а $M_{\Sigma,3,2}^*(\tau_{ав}) < \overline{M_{V,k_p}^{**}(\tau_{ав})} = 168,6$ ч,

то предположение H_2 о неслучайном расхождении $M_{\Sigma,3,2}^*(\tau_{ав})$ и $M_{V,3}^*(\tau_{ав})$ не имеет оснований. Аналогично не имеет основания и предположение о неслучайном расхождении $M_{\Sigma,3,2}^*(\tau_{ав})$ и $M_{V,3}^*(\tau_{ав})=195$ ч, для которого $\overline{M_{V,k_p}^{**}(\tau_{ав})}=233$ ч, а $\overline{M_{V,k_p}^{**}(\tau_{ав})}=84,8$ ч;

- характер расхождения $M_{V,3}^*(\tau_{ав})$ третьего и восьмого ЭБ, для которых $M_{V,3}^*(\tau_{ав}) < M_{\Sigma,3}^*(\tau_{ав})$, показывает, что их расхождение от среднего значения совокупности выборок $\tau_{ав}$ для этих ЭБ, равного $M_{\Sigma,V,3}^*(\tau_{ав})=29$ ч, также случайно.

Таким образом, признак «порядковый номер ЭБ» может быть представлен тремя значениями РП, средние статистические значения совокупности выборок которых соответственно равны:

- для совокупности выборок реализаций $\tau_{ав}$ первого, пятого, шестого и седьмого ЭБ – 64,1 ч. Величина $\delta M_{\Sigma,V,3}^*(\tau_{ав})=0,115$ о. е.;
- для третьего и восьмого ЭБ – 29 ч; $\delta M_{\Sigma,V,3}^*(\tau_{ав})=0,6$ о. е.;
- для второго и четвертого ЭБ – 148,9 ч; $\delta M_{\Sigma,V,3}^*(\tau_{ав})=1,06$ о. е.

Таким образом, наибольшее абсолютное значение относительно-го отклонения δ_{max} для значимых разновидностей первого признака равно 1,06 о. е. с $M_{V,3}^*(\tau_{ав})=148,9$ ч. Признак «наименование отказавшего устройства» может быть представлен следующими четырьмя группами:

- для РП «ПТУ» – 72,4 ч; $\delta M_{\Sigma,V,3}^*(\tau_{ав})=0,021$ о. е.;
- для РП «КУ» – 51,8 ч; $\delta M_{\Sigma,V,3}^*(\tau_{ав})=0,285$ о. е.;
- для РП «СН» – 163,2 ч; $\delta M_{\Sigma,V,3}^*(\tau_{ав})=1,25$ о. е.;
- для РП «ТГ» и «ТР» – 14 ч; $\delta M_{\Sigma,V,3}^*(\tau_{ав})=0,807$ о. е.

Таким образом, величина δ_{max} для значимых разновидностей второго признака равна 1,25 о. е. для РП «СН» с $M_{V,3}^*(\tau_{ав})=163,2$ ч.

В соответствии с результатами расчетов в примере 2 наибольшее абсолютное значение относительного отклонения у значимых РП «месяц возникновения отказа» для РП 7–10 мес. равно 1,4 о. е. при $M_{V,3}^*(\tau_{ав})=173,5$ ч. Наибольшее абсолютное значение относительного отклонения по всей совокупности РП имеет место для аварийных отключений в 7–10 мес. и равно 1,4 о. е., а выборка $\tau_{ав}$ этого РП из $n_V=8$ определяет первый кластер совокупности данных. Иначе говоря, наибольшее среднее арифметическое значение реализаций $\tau_{ав}$ наблюдается при аварийных отключениях ЭБ в период 7–10 мес. года.

Исключив реализации $\tau_{ав}$ первого кластера из исходной совокупности статистических данных о $\tau_{ав}$, получим усеченную совокупность данных.

Определим $M_{\Sigma,3,2}^*(\tau_{ab}) = 49,9$ ч, оценки $M_{V,3}^*(\tau_{ab})$ и характер их расхождения от $M_{\Sigma,3,2}^*(\tau_{ab})$. Результаты второго этапа расчетов приведены в табл. 5–7.

Таблица 5

**Анализ целесообразности классификации по разновидностям признака
«диспетчерский номер энергоблока»**

**Analysis of the expediency of classification by kinds
of the “dispatcher unit” sign**

Показатель	Диспетчерский номер энергоблока							
	1	2	3	4	5	6	7	8
n_V	6,0	4,0	10,0	2,0	2,0	2,0	7,0	3,0
$M_{V,3}^*(\tau_{ab})$, ч	50,3	65,4	32,0	148,9	51,0	86,2	57,3	19,2
$\delta M_{V,3}^*(\tau_{ab})$, %	0,8	31,0	35,8	198,4	2,2	72,7	14,8	61,5
$\delta M_{V,\alpha}^*(\tau_{ab})$, %	46,1	56,5	35,8	79,0	79,0	79,0	42,6	66,1
H	H_1	H_1	H_2	H_2	H_1	H_1	H_1	H_1

Таблица 6

**Результаты оценки целесообразности классификации по разновидностям признака
«наименование отказавшего устройства»**

**The results of the evaluation of the expediency of the classification by the kinds
of the “name of the failed device” sign**

Показатель	Наименование отказавшего устройства				
	ПТУ	КУ	СН	ТГ	ТР
n_V	14,0	13,0	4,0	3,0	2,0
$M_{V,3}^*(\tau_{ab})$, ч	61,6	48,1	136,1	6,4	25,4
$\delta M_{V,3}^*(\tau_{ab})$, %	23,4	3,6	80,7	87,2	49,1
$\delta M_{V,\alpha}^*(\tau_{ab})$, %	30,2	31,3	56,5	66,1	56,5
H	H_1	H_1	H_2	H_2	H_1

Таблица 7

**Результаты оценки целесообразности классификации
по разновидностям третьего признака**

**The results of the assessment of expediency of classification
by the kinds of the third sign**

Показатель	Интервал месяцев	
	1–2	3–6 и 11–12
n_V	10	26
$M_{V,3}^*(\tau_{ab})$, ч	36,9	58,5
$\delta M_{V,3}^*(\tau_{ab})$, %	28,1	17,2
$\delta M_{V,\alpha}^*(\tau_{ab})$, %	35,8	22,2
H	H_1	H_1

Как следует из табл. 5, текущая классификация данных по разновидностям первого признака целесообразна лишь для третьего и четвертого ЭБ. Наибольшее абсолютное значение относительного отклонения имеет место для четвертого ЭБ и равно 198,4 %. Из табл. 6 находим, что наибольшее абсолютное значение относительного отклонения имеет место для РП «ТГ» и равно 87,2 %. Таким образом, второй кластер включает длительности простоя в аварийном ремонте четвертого ЭБ с $n_V = 2$ и $M_{V,3}^*(\tau_{ав}) = 148,9$ ч.

Установлено также, что классификация данных по третьему признаку нецелесообразна. Все последующие этапы подконтрольной классификации данных проводятся аналогично. На третьем этапе $M_{\Sigma,3,3}^*(\tau_{ав}) = 44,1$ ч, величина $\delta_{\max}$ имеет место для разновидности второго признака «СН» и равна 208,6 %. Следовательно, третий кластер включает длительности простоя с $n_V = 4$ и $M_{V,3}^*(\tau_{ав}) = 136$ ч. Все последующие вычисления аналогичны.

ВЫВОДЫ

1. Разработаны методы и алгоритмы решения задач оценки целесообразности классификации статистических данных, расчета точечных и функциональных показателей надежности вручную.
2. Особенностью этих методов является учет случайного характера количественных оценок показателей надежности работы на основе граничных значений их фидуциальных интервалов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сводный классификатор электрической части электростанций, электрических и тепловых сетей: РД 34.08.554. М.: СПО ОРГРЭС, 1991. 110 с.
2. Фархадзаде, Э. М. Повышение точности оценки показателей индивидуальной надежности энергоблоков / Э. М. Фархадзаде, А. З. Мурадалиев, Ю. З. Фарзалиев // Электронное моделирование. 2007. № 5. С. 75–84.
3. Метод повышения точности оценки надежности узлов оборудования электроэнергетических систем / Э. М. Фархадзаде [и др.] // Электронное моделирование. 2009. № 2. С. 81–93.
4. Орлов, А. И. Прикладная статистика / А. И. Орлов. М.: Экзамен, 2004. 161 с.
5. Фархадзаде, Э. М. Сравнение показателей усредненной и индивидуальной надежности оборудования электроэнергетических систем / Э. М. Фархадзаде, Ю. З. Фарзалиев, А. З. Мурадалиев // Электричество. 2015. № 12. С. 31–37.
6. Farhadzadeh, E. M. Criteria the Estimation Expediency of Classification Information on Reliability of the Equipment and Devices EPS / E. M. Farhadzadeh, A. Z. Muradaliyev, S. A. Abdullayeva // Journal Reliability: Theory & Applications. 2016. Vol. 11, No 2 (41). P. 42–47.
7. Фархадзаде Э. М. Переход от качественного к количественному подходу формирования решений по повышению надежности объектов электроэнергетических систем / Э. М. Фархадзаде, Ю. З. Фарзалиев, А. З. Мурадалиев // Электричество. 2016. № 8. С. 18–28.
8. Метод повышения точности количественной оценки относительной длительности состояний объектов ЭЭС / Э. М. Фархадзаде [и др.] // Электронное моделирование. 2016. № 3. С. 1–11.

9. Методические указания по определению расхода коммутационного ресурса выключателей при эксплуатации. М.: СПО ОРГРЭС, 1992. 14 с.
10. Фархадзаде, Э. М. О расхождении граничных значений доверительных и фидуциальных интервалов параметров надежности систем / Э. М. Фархадзаде // Изв. АН СССР. Техническая кибернетика. 1979. №4. С. 196–199.

Поступила 12.04.2016 Подписана в печать 20.06.2016 Опубликовано онлайн 31.01.2017

REFERENCES

1. Regulatory Guide 34.08.554 (1991). The Combined Classifier of the Electrical Section of Power Plants, Electric and Thermal Networks. Moscow, ORGRES. 110 (in Russian).
2. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Farzaliyev Yu. Z. (2007) Improving the Accuracy of Assessment of Individual Reliability of Power Units. *Elektronnoye Modelirovaniye* [Electronic Modeling], (5), 75–84 (in Russian).
3. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Farzaliyev Yu. Z., Ismailova S. M. (2009). Method for Raising Recognition Accuracy of Reliability of Electric Power System Equipment Units. *Elektronnoye Modelirovaniye* [Electronic Modeling], (2), 81–93 (in Russian).
4. Orlov A. I. (2004) *Applied Statistics*. Moscow: Examin Publ. 161 (in Russian).
5. Farhadzadeh E. M., Farzaliyev Yu. Z., Muradaliyev A. Z. (2015) Comparison Parameters of Average and Individual Reliability of the Equipment of Electro Power Systems. *Elektrichestvo* [Electricity], (12), 31–37 (in Russian).
6. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Abdullaeva S. A. (2016) Criteria the Estimation Expediency of Classification Information on Reliability of the Equipment and Devices EPS. *Reliability: Theory & Applications*, 11 (2), 42–47.
7. Farhadzadeh E. M., Farzaliyev Yu. Z., Muradaliyev A. Z. (2016) Shifting from Using a Qualitative to a Quantitative Approach in Elaborating Solutions on Achieving Better Reliability of Electric Power System Facilities. *Elektrichestvo* [Electricity], (8), 18–28 (in Russian).
8. Farhadzadeh E. M., Muradaliyev A. Z., Farzaliyev Yu. Z., Abdullaeva S. A. (2016) Increase of Accuracy of the Quantitative Estimation of Relative Duration of Conditions of Eps Objects. *Elektronnoye Modelirovaniye* [Electronic Modeling], (3), 1–11 (in Russian).
9. Methodical Instructions for Determining the Flow of Switching Resource of Switches when Operating. Moscow, ORGRES, 1992. 14 (in Russian).
10. Farhadzadeh E. M. (1979) On the Divergence of Boundary Values and Fiducial Confidence Intervals of Parameters of Reliability of System. *Izvestiya AN SSSR. Tekhnicheskaya Kibernetika* [Proc. of the Acad. Sci. of the USSR. Technical Cybernetics], (4), 196–199 (in Russian).

Received: 12 April 2016

Accepted: 20 June 2016

Published online: 31 January 2017

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-30-40

УДК 621.32

Расчет режимных параметров линии наружного освещения с двусторонним питанием

Часть 2

В. Б. Козловская¹⁾, В. Н. Калечиц¹⁾

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

© Белорусский национальный технический университет, 2017
Belarusian National Technical University, 2017

Реферат. Важнейшими особенностями линий наружного освещения являются их значительная протяженность и использование большого количества источников света средней мощности. В таких условиях для определения и поддержания оптимальных режимов работы сети наружного освещения с двусторонним питанием необходимо правильно выбрать сечение проводников линии. Такое сечение должно обеспечивать требуемые уровни напряжения на источниках света во всех режимах, но при этом не должно быть завышено, чтобы не увеличивать стоимость электрической сети. В статье приведен пример, где показан выбор оптимального сечения проводников осветительной линии при ее работе в нормальном режиме (двустороннее питание) с уровнями напряжения в пунктах питания 230 В, а также в режиме с односторонним питанием (при потере напряжения во втором пункте питания) со значением напряжения в первом пункте питания 230 В. Использована представленная в части 1 статьи методика расчета режима такой линии. Расчет осуществлен с помощью реализованных в среде MathCad программ. Представлены графики распределения напряжений в точках осветительной линии с двусторонним питанием в разных режимах работы, построенные для различных сечений алюминиевых жил. На их основе осуществлен выбор оптимального значения сечения проводников осветительной сети. Проанализированы особенности разных режимов работы осветительной линии с выбранным сечением проводников. Определены режимные параметры для каждой фазы линии: напряжения в точках схемы, мощности, токи, потери мощности и падение напряжения на всех участках. Представленные данные позволяют оценить электропотребление осветительной линии с учетом суточного графика включения и отключения сети наружного освещения. Определены наиболее экономичные режимы.

Ключевые слова: наружное освещение, электрические сети, пункт питания, источник света, дуговая натриевая лампа высокого давления, потери напряжения, электропотребление

Для цитирования: Козловская, В. Б. Расчет режимных параметров линии наружного освещения с двусторонним питанием. Часть 2 / В. Б. Козловская, В. Н. Калечиц // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60. № 1. С. 30–40. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-30-40

Адрес для переписки

Калечиц Вячеслав Николаевич
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 292-65-52
epp@bntu.by

Address for correspondence

Kalechyts Vyacheslav N.
Belarusian National Technical University
65/2 Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 292-65-52
epp@bntu.by

Calculation of Operation Mode of Outdoor Lighting Line with Bilateral Supply

Part 2

V. B. Kozlovskaya¹⁾, V. N. Kalechyts¹⁾

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

Abstract. The most important features of outdoor lighting lines are of considerable length and the use of a large number of light sources of an average power. Under such conditions, in order to determine and maintain the optimal modes of operation of outdoor lighting networks with a bilateral supply it is necessary to choose the wire section of the line. This section should provide the required voltage levels to the light sources in all modes, but it should not be too high, in order not to increase the cost of the grid. This article demonstrates an example of the choice of the optimum conductor cross-section of the lighting line when it is working in a normal mode (bilateral power supply) with voltage levels at the power items of 230 V, as well as in the mode of unilateral power (at voltage loss in the second power item) with a value of the voltage of 230 V in the first item of the power supply. The method of calculation of the mode of such a line that had been presented in part 1 of the article was used. The calculation is performed with the of MathCad software. The diagrams of the voltage distribution at items of the lighting line with bilateral power under conditions of different modes of functioning are plotted for various sections of aluminum conductors. The choice of the optimal values of the cross sections of the lighting network was based on the mentioned diagrams. The specific features of different modes of operation of the lighting line with the chosen conductor cross section were analyzed. Operating parameters for each phase of the line (i.e. voltage at the items of the circuit, power, currents, power loss and voltage drop in all sections) were determined. The presented data make one possible to estimate the power consumption of the lighting line taking the daily schedule of enabling and disabling of outdoor lighting networks into account. The most economical modes were determined.

Keywords: outdoor lighting, electric grids, point of supply, light source, high pressure sodium lamps, voltage losses, power consumption

For citation: Kozlovskaya V. B., Kalechyts V. N. (2017) Calculation of Operation Mode of Outdoor Lighting Line with Bilateral Supply. Part 2. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (1), 30–40. DOI: 10.21122/ 1029-7448-2017-60-1-30-40 (in Russian)

Введение

Для формирования и поддержания оптимальных режимов работы сети наружного освещения с двусторонним питанием, рассмотренных в части 1 [1] данной статьи, необходимо правильно выбрать сечение проводников линии. Такое сечение должно обеспечивать требуемые уровни напряжения на источниках света во всех режимах, но при этом не должно быть завышено, чтобы не увеличивать стоимость электрической сети.

Произведем выбор сечений проводников осветительной линии с двусторонним питанием, для которой в части 1 данной статьи [1] выполнен расчет режимов работы. Краткое описание линии:

- к разным трансформаторным подстанциям (ТП) 10/0,4 кВ подключены пункты питания, расположенные непосредственно в ТП;
- для освещения используются дуговые натриевые лампы высокого давления (ДНаТ) мощностью 150 Вт в светильнике типа ЖКУ, подключенные через электромагнитный пускорегулирующий аппарат (ЭмПРА) с импульсным зажигающим устройством [2] (активная мощность с учетом потерь в ЭмПРА $P_{\text{ном}} = 170$ Вт) и компенсирующим конденсатором;

- удаленность от первого пункта питания до ближайшей опоры 80 м; от второго пункта питания до ближайшей опоры 50 м;
- расстояние между опорами 30 м (принимая, что расстояние приблизительно соответствует длине используемого кабеля), число опор 30, число светильников на опоре 1;
- светильники подключены симметрично (к каждой фазе по 10 светильников), распределение светильников между фазами $A-B-C-A-B-C$.

Основная часть

В [1, 3] приведены основные особенности, связанные с расчетом режима работы и определением параметров линии наружного освещения с одно- и двусторонним питанием. Две программы для расчета линий с одно- и двусторонним питанием, которые позволяют задавать исходные данные сети наружного освещения и рассчитывать ее параметры, реализованы в среде MathCad. Расчетная схема сети наружного освещения с двусторонним питанием представлена на рис. 1, где $\underline{U}_{A,П1}$, $\underline{U}_{A,1}$ – комплексные значения напряжений в первом пункте питания (П1) и 1-м узле фазы A соответственно; $\underline{S}_{A,П1-1}^H$, $\underline{S}_{A,П1-1}^K$ – то же полной мощности в начале и конце участка [П1–1] фазы A ; $\underline{S}_{A,1}^H$ – комплексное значение полной мощности светильника, подключенного к фазе A , имеющего первый порядковый номер (узел 1); $\Delta \underline{S}_{A,П1-1}$ – то же потерь полной мощности на участке [П1–1] фазы A ; $\Delta \underline{U}_{A,П1-1}$, $\Delta \underline{U}_{N,П1-1}$ – падения напряжения на участке [П1–1] фазы A и нулевого рабочего проводника N ; $\underline{I}_{A,П1-1}$, $\underline{I}_{N,П1-1}$ – комплексные значения полных токов на участке [П1–1] фазы A и нулевого рабочего проводника N ; $\underline{I}_{A,1}$ – комплексное значение полного тока светильника, имеющего первый порядковый номер; обозначения параметров фаз B и C аналогичны.

Рассмотрим возможные режимы работы линии наружного освещения, определяющие выбор сечения проводников:

- 1) нормальный режим работы (двустороннее питание) с уровнями напряжения в пунктах питания 230 В [4];
- 2) режим с односторонним питанием (при потере напряжения во втором пункте питания) при значении напряжения в первом пункте питания 230 В.

Последовательно произведены расчеты первого режима работы сети при использовании кабелей со следующими сечениями алюминиевых жил:

- сечение $S = 2,5 \text{ мм}^2$ с удельным сопротивлением $\underline{Z}_{Y-} = (12,5 + j0,104) \text{ м} \cdot \text{Ом/м}$, допустимый ток с учетом четвертой рабочей жилы и при прокладке в земле $I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 29 = 26,7 \text{ А}$ [5];
- $S = 4 \text{ мм}^2$; $\underline{Z}_{Y-} = (7,81 + j0,095) \text{ м} \cdot \text{Ом/м}$; $I_{\text{доп}} = 35,0 \text{ А}$;
- $S = 6 \text{ мм}^2$; $\underline{Z}_{Y-} = (5,21 + j0,90) \text{ м} \cdot \text{Ом/м}$; $I_{\text{доп}} = 42,3 \text{ А}$;
- $S = 10 \text{ мм}^2$; $\underline{Z}_{Y-} = (3,12 + j0,073) \text{ м} \cdot \text{Ом/м}$; $I_{\text{доп}} = 64,4 \text{ А}$.

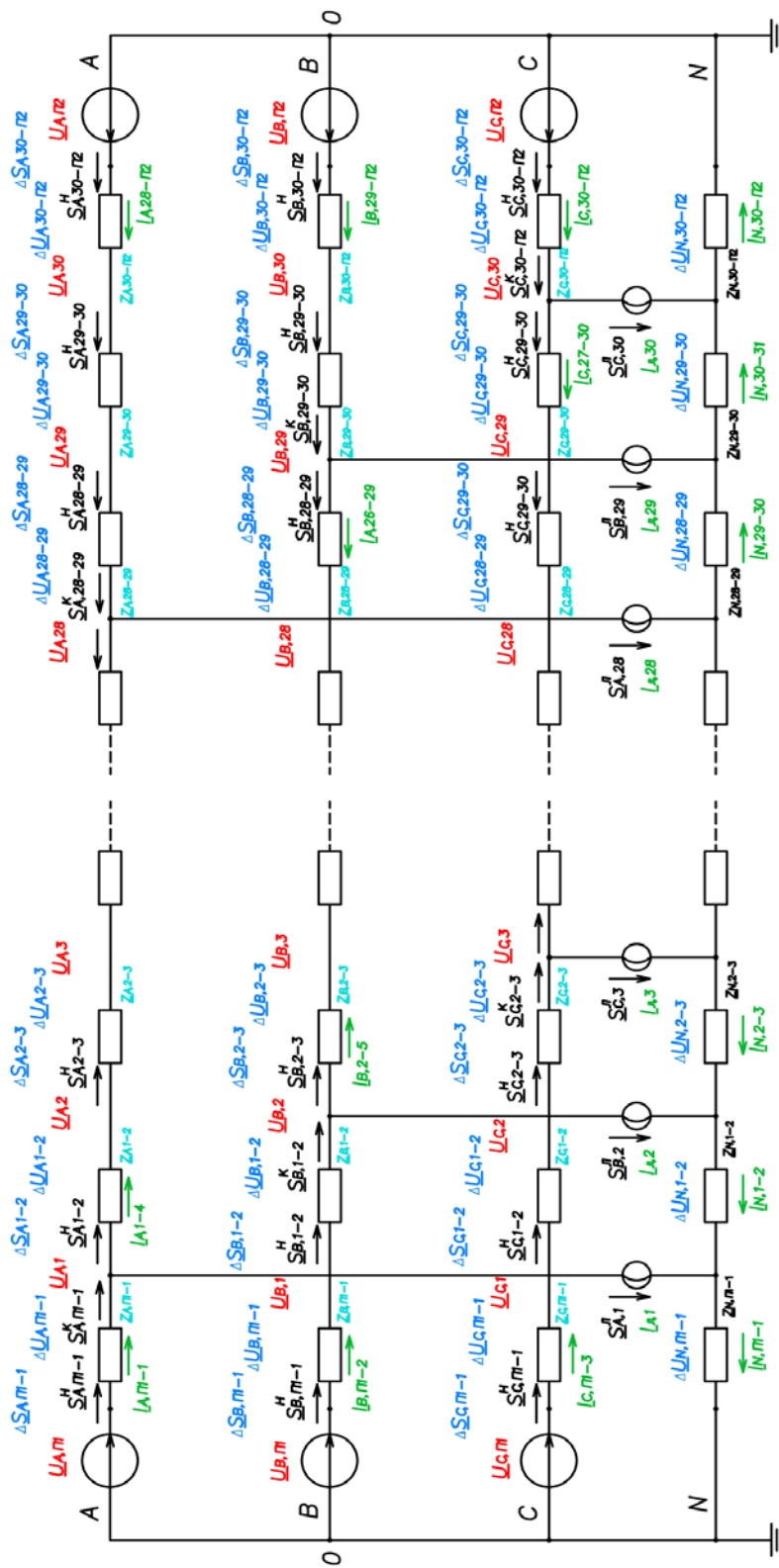


Рис. 1. Расчетная схема сети наружного освещения с двусторонним питанием

Fig. 1. The design scheme of the grid of outdoor lighting with a bilateral supply

Для нормального режима работы (двустороннее питание) с уровнями напряжения в пунктах питания 230 В значения напряжений фазы *A* в точках представленной схемы отражены на рис. 2. На оси абсцисс обозначены точки рассматриваемой схемы, первому пункту питания соответствует координата 1; второму – 32. Распределение напряжений для фаз *B* и *C* незначительно отличается, так как фазы загружены равномерно.

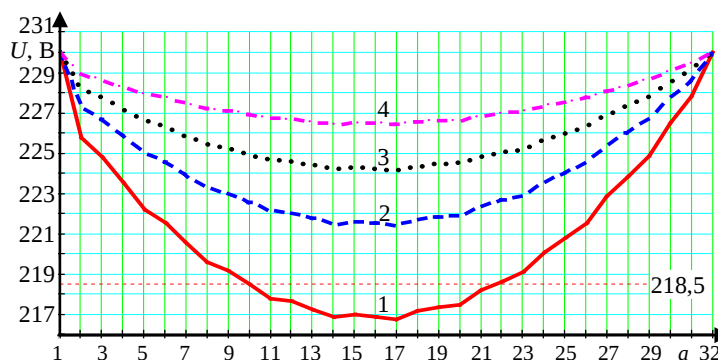


Рис. 2. Графики распределения напряжений в точках осветительной линии для фазы *A* в режиме с двусторонним питанием с уровнями напряжения в пунктах питания 230 В, построенные для различных сечений алюминиевых жил:
a – точка сети; 1 – $S = 2,5 \text{ мм}^2$; 2 – 4; 3 – 6; 4 – 10 мм^2

Fig. 2. The graphs of the voltage levels distribution at the points lighting line for phase *A* with bilateral supply for different sections of aluminum conductor (with voltage levels of points of supply equal to 230 V):
a – the point of the grid; 1 – $S = 2.5 \text{ мм}^2$; 2 – 4; 3 – 6; 4 – 10 мм^2

Условиями выбора сечения проводников осветительной линии наружного освещения определено расчетное отклонение напряжения в точках схемы не более 5 % от номинального напряжения сети [6] (в рассматриваемом примере не менее $230 \cdot 0,95 = 218,5 \text{ В}$). В соответствии с произведенными расчетами и графиком (рис. 2) ближайшее сечение алюминиевой жилы, удовлетворяющее данному условию, составляет 4 мм^2 (обеспечивает наименьшее значение напряжения 221,4 В). Кроме того, необходимо, чтобы отклонение напряжения на ближайшем светильнике не превышало 2,5 % от номинального напряжения сети [6] (в рассматриваемом примере не менее $230 \cdot 0,975 = 224,2 \text{ В}$). Ближайший к первому пункту питания светильник подключен к фазе *A*, расчетное напряжение на нем составляет 227,2 В; ближайший ко второму пункту питания светильник подключен к фазе *C*, расчетное напряжение на нем составляет 228,1 В (для сечения $4,0 \text{ мм}^2$). Таким образом, данное условие выполняется.

При этом следует отметить малую разницу между допустимым и расчетным наименьшими значениями напряжения. В случае, когда напряжения на источниках питания будут ниже номинального значения, напряжение на светильниках в середине линии будет меньше необходимого. Исходя из требования поддержания заданного уровня напряжения на ис-

точниках света, возможно, следует принять большее сечение проводников осветительной сети.

Для режима с односторонним питанием (при потере напряжения во втором пункте питания) и значения напряжения в первом пункте питания 230 В с помощью описанной в [3, 7] методики последовательно произведены расчеты режима работы с использованием кабелей с ранее указанными сечениями алюминиевых жил, а также с $S = 16 \text{ мм}^2$; $Z_{\Sigma} = (1,95 + j0,0675) \text{ м}\cdot\Omega/\text{м}$, $I_{\text{доп}} = 82,8 \text{ А}$. Наиболее удаленный от первого пункта питания питания светильник подключен к фазе С, наиболее близкий – к фазе А.

Распределение напряжений в точках схемы для фазы С при различных сечениях жил кабеля и отсутствии напряжения во втором пункте питания показано на рис. 3.

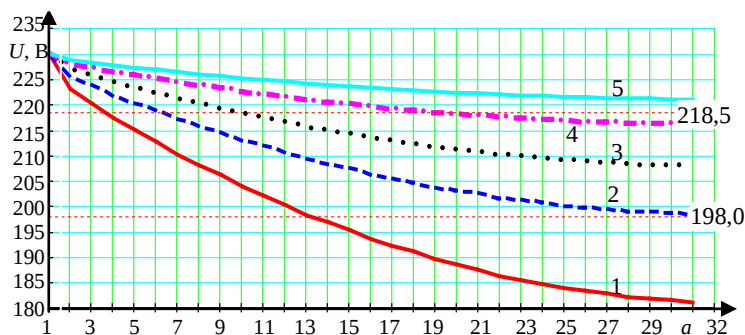


Рис. 3. Графики распределения напряжений в точках осветительной линии для фазы С в режиме с односторонним питанием (построенные при различных сечениях алюминиевых жил); напряжение в первом пункте питания 230 В: a – точка сети; 1 – $S = 2,5 \text{ мм}^2$; 2 – 4; 3 – 6; 4 – 10; 5 – 16 мм^2

Fig. 3. The graphs of the voltage levels distribution at the points lighting line for phase C with bilateral supply for different sections of aluminum conductor (with voltage level of the first point of supply equal to 230 V): a – the point of the grid; 1 – $S = 2.5 \text{ мм}^2$; 2 – 4; 3 – 6; 4 – 10; 5 – 16 мм^2

Производители светильников и ламп указывают отклонение напряжения, при котором светильник будет стабильно работать. Для рассматриваемых светильников номинальное напряжение составляет 220 В, а допустимое отклонение $\pm 10\%$ [8]. Гарантированное зажигание (включение) лампы в этом случае обеспечивается при уровне напряжения на зажимах светильника не менее $220 \cdot 0,9 = 198 \text{ В}$ (значение отмечено на графиках).

На основании расчетов и представленного на рис. 3 графика условие гарантированного зажигания лампы не выполняется при сечении алюминиевых жил, равном $2,5 \text{ мм}^2$, в случае одностороннего питания. Поэтому можно сделать выводы, что по условию допустимой потери напряжения рассматриваемая осветительная линия с двусторонним питанием должна иметь сечение алюминиевых жил не менее 4 мм^2 , а при потере питания в одном из пунктов питания будет обеспечиваться устойчивое зажигание ламп при величине напряжения в пункте питания 230 В. Применительно к рассматриваемому примеру вопрос условия гарантированного зажигания

следует рассматривать приблизительно, так как пусковой режим отличается от номинального и сопровождается повышенными токами. Если бы данная осветительная линия питалась только от первого пункта питания (с односторонним питанием), то сечение алюминиевых жил по условию допустимой потери напряжения должно было равняться 16 мм^2 (рис. 3).

Кроме выполнения вышеуказанных условий, необходимо проверить сечение кабеля по нагреву. Расчетные значения полных токов в пункте питания (для сети с односторонним питанием) равны [7]: фаза A – 8,7 А; фаза B – 8,6 А; фаза C – 8,5 А; что меньше допустимого тока рассматриваемых кабелей. Аналогично можно произвести анализ работы осветительной сети в режиме с односторонним питанием при уровне напряжения в пункте питания $230 \cdot 0,9 = 207 \text{ В}$, соответствующем 10%-му отклонению напряжения. Графики распределения напряжений в этом случае представлены на рис. 4.

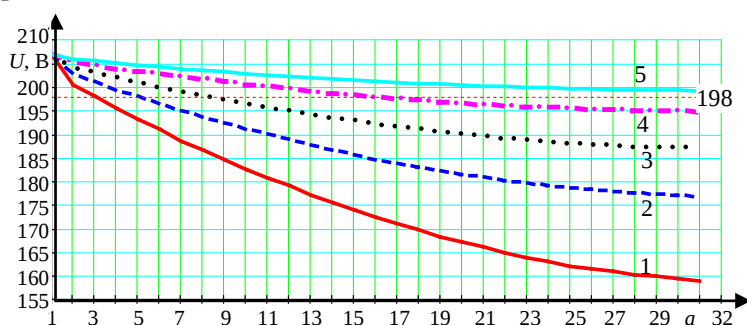


Рис. 4. Графики распределения напряжений в точках осветительной линии для фазы C в режиме с односторонним питанием (построенные при различных сечениях алюминиевых жил); напряжение в первом пункте питания 207 В:
 a – точка сети; 1 – $S = 2,5 \text{ мм}^2$; 2 – 4; 3 – 6; 4 – 10; 5 – 16 мм^2

Fig. 4. The graphs of the voltage levels distribution at the points lighting line for phase C with bilateral supply for different sections of aluminum conductor (with voltage level of the first point of supply equal to 207 V):
 a – the point of the grid; 1 – $S = 2.5 \text{ мм}^2$; 2 – 4; 3 – 6; 4 – 10; 5 – 16 мм^2

В этом случае условие гарантированного зажигания лампы выполняется только при сечении алюминиевых жил не менее 16 мм^2 . Основываясь на вышеприведенных расчетах, примем к рассмотрению линию наружного освещения с двусторонним питанием, выполненную кабелем с алюминиевыми жилами сечением 4 мм^2 . Распределение напряжений по длине рассматриваемой осветительной линии с сечением жил кабеля 4 мм^2 в различных режимах представлены на рис. 5, 6. Проанализируем особенности следующих режимов работы такой осветительной линии:

- 1) с одинаковыми уровнями напряжения U в двух пунктах питания (табл. 1), равными: a – 230 В ($U_{\text{ном}}$); b – 207 В ($0,9U_{\text{ном}}$); c – 253 В ($1,1U_{\text{ном}}$);
- 2) с разными уровнями напряжений в пунктах питания (табл. 1), равными: d – в первом пункте питания $U = 207 \text{ В}$ и во втором $U = 253 \text{ В}$; e – 198 В ($0,9 \cdot 220 \text{ В}$) и 253 В; f – 198 В и 207 В;

3) в ночном режиме экономии электроэнергии при отключении фазы С с одинаковыми уровнями напряжений в двух пунктах питания, равными 230 В (g, табл. 1);

4) при потере напряжения во втором пункте питания (режим с односторонним питанием) и значении напряжения в первом пункте питания, равном 230 В (h, табл. 1).

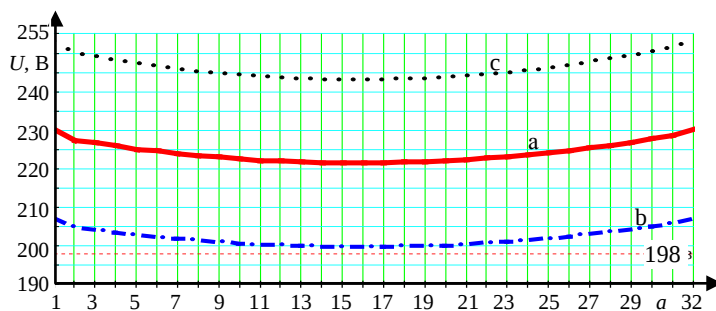


Рис. 5. Графики распределения напряжений в точках осветительной линии для фазы А, построенные для режимов а, b, с при сечении жилы кабеля $S = 4 \text{ мм}^2$

Fig. 5. The graphs of the voltage levels distribution at the points lighting line for phase A with bilateral supply for different modes of operation (the section of conductor $S = 4 \text{ мм}^2$, modes: a, b, c)

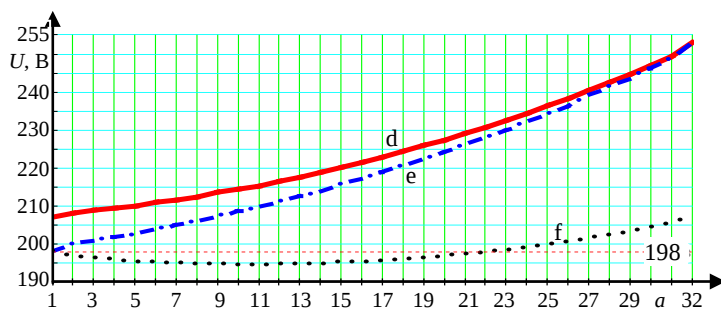


Рис. 6. Графики распределения напряжений в точках осветительной линии для фазы А, построенные для режимов d, e, f при сечении жилы кабеля $S = 4 \text{ мм}^2$

Fig. 6. The graphs of the voltage levels distribution at the points lighting line for phase A with bilateral supply for different modes of operation (the section of conductor $S = 4 \text{ мм}^2$, modes: d, e, f)

В режимах а, b, с, d, e, f (рис. 5, 6) условно обеспечивается гарантированное включение всех ламп, так как напряжение на зажимах светильника не менее 198 В. При двустороннем питании осветительной линии с уровнями напряжений в пунктах питания П1 и П2, равными 198 В и 207 В соответственно (рис. 6f), не обеспечивается устойчивое зажигание более половины светильников.

Представленные в табл. 1 данные отражают величины нагрузок, на основании которых можно оценить электропотребление осветительной линии с учетом суточного графика включения и отключения сети наружного освещения [9].

Таблица 1

Значения активных и реактивных мощностей в двух пунктах питания
и суммарные мощности при различных режимах работы рассматриваемой схемы
при использовании кабеля с сечением алюминиевых жил 4 мм²

Active and reactive power in two power points at different operation modes
of the lightning line (the section of conductor $S = 4 \text{ mm}^2$)

Режим работы	Первый пункт питания, В·А			Второй пункт питания, В·А		
	$\underline{S}_{A, \Pi 1-1}^H$	$\underline{S}_{B, \Pi 1-1}^H$	$\underline{S}_{C, \Pi 1-1}^H$	$\underline{S}_{A, 30-\Pi 2}^H$	$\underline{S}_{B, 30-\Pi 2}^H$	$\underline{S}_{C, 30-\Pi 2}^H$
	Суммарные активная и реактивные мощности двух пунктов питания $\underline{S}_\Sigma$, В·А					
a) $U_{A, \Pi 1} = U_{B, \Pi 1} = U_{C, \Pi 1} =$ $= U_{A, \Pi 2} = U_{B, \Pi 2} = U_{C, \Pi 2} =$ $= 230 \text{ В}$	947,3 + + j526,1	889,8 + + j497,0	834,8 + + j466,2	889,6 + + j497,0	946,3 + + j525,6	1005,3 + + j554,6
	$\underline{S}_\Sigma = 5513,1 + j3066,5$					
b) $U_{A, \Pi 1} = U_{B, \Pi 1} = U_{C, \Pi 1} =$ $= U_{A, \Pi 2} = U_{B, \Pi 2} = U_{C, \Pi 2} =$ $= 207 \text{ В}$	733,7 + + j495,7	689,6 + + j467,1	647,0 + + j438,3	689,3 + + j467,5	732,9 + + j495,2	777,8 + + j524,2
	$\underline{S}_\Sigma = 4270,3 + j2888,0$					
c) $U_{A, \Pi 1} = U_{B, \Pi 1} = U_{C, \Pi 1} =$ $= U_{A, \Pi 2} = U_{B, \Pi 2} = U_{C, \Pi 2} =$ $= 253 \text{ В}$	1224,7 + + j431,6	1151,2 + + j409,1	1079,9 + + j384,0	1150,8 + + j408,9	1223,6 + + j430,9	1299,1 + + j452,5
	$\underline{S}_\Sigma = 7129,3 + j2517,0$					
d) $U_{A, \Pi 1} = U_{B, \Pi 1} = U_{C, \Pi 1} =$ $= 207 \text{ В};$ $U_{A, \Pi 2} = U_{B, \Pi 2} = U_{C, \Pi 2} =$ $= 253 \text{ В}$	-401,4 + + j461,0	-445,6 + + j432,5	-488,8 + + j403,4	2517,0 + + j522,0	2589,7 + + j545,3	2666,1 + + j566,3
	$\underline{S}_{\Sigma(\text{осветительная})} = (6437,0 + j2930,5);$ $\underline{S}_{\Sigma(\text{уравнительная})} = (1335,8 + j0)$					
e) $U_{A, \Pi 1} = U_{B, \Pi 1} = U_{C, \Pi 1} =$ $= 198 \text{ В};$ $U_{A, \Pi 2} = U_{B, \Pi 2} = U_{C, \Pi 2} =$ $= 253 \text{ В}$	-640,6 + + j444,2	-680,3 + + j416,3	-719,2 + + j387,9	2787,1 + + j534,6	2859,2 + + j558,1	2935,8 + + j579,3
	$\underline{S}_{\Sigma(\text{осветительная})} = (6542,0 + j2920,4);$ $\underline{S}_{\Sigma(\text{уравнительная})} = (2040,1 + j0)$					
f) $U_{A, \Pi 1} = U_{B, \Pi 1} = U_{C, \Pi 1} =$ $= 198 \text{ В};$ $U_{A, \Pi 2} = U_{B, \Pi 2} = U_{C, \Pi 2} =$ $= 207 \text{ В}$	454,4 + + j463,6	414,5 + + j436,3	375,2 + + j409,5	917,0 + + j465,6	960,7 + + j493,4	1005,6 + + j522,6
	$\underline{S}_\Sigma = 4127,4 + j2791,0$					
g) $U_{A, \Pi 1} = U_{B, \Pi 1} = U_{A, \Pi 2} =$ $= U_{B, \Pi 2} = 230 \text{ В};$ $U_{C, \Pi 1} = U_{C, \Pi 2} = 0$	947,3 + + j526,1	854,0 + + j508,7	0	857,4 + + j549,9	881,9 + + j484,3	0
	$\underline{S}_\Sigma = 3540,6 + j2069,0$					
h) $U_{A, \Pi 1} = U_{B, \Pi 1} = U_{C, \Pi 1} =$ $= 230 \text{ В};$ $U_{A, \Pi 2} = U_{B, \Pi 2} = U_{C, \Pi 2} = 0$	1751,5 + + j969,1	1712,6 + + j962,2	1700,1 + + j956,9	0	0	0
	$\underline{S}_\Sigma = 5164,2 + j2888,2$					

Среди рассматриваемых режимов наиболее экономичным является ночной режим (g, табл. 1). Для магистральных улиц следует предусматривать возможность отключения части светильников в ночное время, но такое отключение создает неравномерную освещенность. Не допускается отключение подряд двух светильников и светильников в местах, указанных в [6].

Достаточно экономичными также являются режимы на пониженном напряжении относительно номинального напряжения 230 В (режимы b, f), но в этом случае обязательно обеспечение значения напряжения, достаточного для гарантированного зажигания всех ламп в пусковом режиме (в момент включения). При таком способе экономии электроэнергии не создается значительная неравномерность освещенности поверхности.

Работа с напряжением, выше номинального (режим «с»), сопровождается повышенным электропотреблением [10]; длительная работа в таком режиме приводит к сокращению срока службы источников света [11]. Режимы работы со значительным откликом уровней напряжения в пунктах питания (режимы d, e) сопровождаются протеканием уравнивающих токов (передачей уравнивающей мощности).

ВЫВОДЫ

1. Рассмотрены особенности расчета различных режимов работы осветительной сети наружного освещения с двусторонним питанием.
2. Показано, что выбор сечения проводников осветительной сети наружного освещения по допустимой потере напряжения следует производить с учетом возможных режимов работы сети.
3. Определены показатели основных режимов осветительной линии наружного освещения с двусторонним питанием и показана возможность их использования при расчете расхода (экономии) электроэнергии и выборе оптимального режима работы сети.

ЛИТЕРАТУРА

1. Козловская, В. Б. Расчет режимных параметров линии наружного освещения с двусторонним питанием. Часть 1 / В. Б. Козловская, В. Н. Калечиц // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2016. Т. 59, № 6. С. 549–562. DOI: 10.21122/1029-7448-2016-59-6-549-562.
2. Краснопольский, А. Е. Пускорегулирующие аппараты для разрядных ламп / А. Е. Краснопольский, В. Б. Соколов, А. М. Троицкий; под общ. ред. А. Е. Краснопольского. М.: Энергоатомиздат, 1988. 208 с.
3. Козловская, В. Б. Влияние величины напряжения на режим работы сети наружного освещения / В. Б. Козловская, В. Н. Калечиц // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2013. № 3. С. 18–25.
4. Стандартные напряжения: ГОСТ 29322–92. Введ. 01.01.1993. М.: Изд-во стандартов, 1992. 10 с.
5. Радкевич, В. Н. Электроснабжение промышленных предприятий / В. Н. Радкевич, В. Б. Козловская, И. В. Колосова. Минск: ИВЦ Минфина, 2015. 589 с.
6. Наружное освещение городов, поселков и сельских населенных пунктов. Правила проектирования: ТКП 45-4.04-287–2013. Минск: Минстройархитектуры, 2013. 19 с.
7. Козловская, В. Б. Электрическое освещение / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Сацукевич. Минск: Техноперспектива, 2011. 543 с.
8. Рохлин, Г. Н. Разрядные источники света / Г. Н. Рохлин. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1991. 719 с.

9. Козловская, В. Б. Определение расхода электроэнергии на освещение промышленных предприятий / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2008. № 4. С. 5–11.
10. Козловская, В. Б. Влияние напряжения на основные характеристики ламп электрического освещения / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, И. В. Колосова // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2009. № 1. С. 5–13.
11. Ефимкина, В. Ф. Светильники с газоразрядными лампами высокого давления / В. Ф. Ефимкина, Н. Н. Софронов. М.: Энергоатомиздат, 1984. 104 с.

Поступила 03.10.2016 Подписана в печать 05.12.2016 Опубликована онлайн 31.01.2017

REFERENCES

1. Kozlovskaya V. B., Kalechyts V. N. (2016) Calculation of Operation Mode of Outdoor Lighting Line with Bilateral Supply. Part 1. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Obedinenii SNG*, 59 (6), 549–562. DOI: 10.21122/1029-7448-2016-59-6-549-562. (in Russian).
2. Krasnopolsky A. E., Sokolov V. B., Troitsky A. M. (1988) *Control Gears for Discharge Lamps*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 208 (in Russian).
3. Kozlovskaya V. B., Kalechits V. N. (2013) Influence of Voltage Value on Operational Mode of Outdoor Lighting Grid Network. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Obedinenii SNG* [Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions And Power Engineering Associations], (3), 18–25 (in Russian).
4. State Standard 29322–92 (1993). Standard Voltage. Moscow, Publishing House of Standards. 10 (in Russian).
5. Radkevich V. N., Kozlovskaya V. B., Kolosova I. V. (2015) *Power Supply of Industrial Enterprises*. Minsk, ICC of Finance Minsitry. 589 (in Russian).
6. ТКР 45-4.04-287–2013 (2013). Outdoor Lighting of Cities, Settlements and Rural Settlements. Design Rules. Minsk: Ministry of Architecture and Construction. 19 (in Russian).
7. Kozlovskaya V. B., Radkevich V. N., Satsukevich V. N. (2011) *Electric Lighting*. Minsk, Tekhnoperspektiva Publ. 543 (in Russian).
8. Rokhlin G. N. (1991) *Discharge Light Sources*. 2nd ed. Moscow, Energoatomizdat Publ. 719 (in Russian).
9. Kozlovskaya V. B., Radkevich V. N. (2008) Determination of Power Requirements for Industrial Enterprise Lighting. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Obedinenii SNG* [Energetika. Proceedings of CIS higher Education Institutions and Power Engineering Associations], (4), 5–11 (in Russian).
10. Kozlovskaya V. B., Radkevich V. N., Kolosova I. V. (2009) Influence of Voltage on Main Characteristics of Electric Lighting Lamps. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Obedinenii SNG* [Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations], (1), 5–13 (in Russian).
11. Yefimkina V. F., Sofronov N. N. (1984) *Luminaires with High Pressure Gas Discharge Lamps*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 104 (in Russian).

Received: 3 October 2016 Accepted: 5 December 2016 Published online: 31 January 2017

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-41-53

УДК 621.313

Расчет механической характеристики тягового электродвигателя электромобиля

Нго Фыонг Ле¹⁾, Г. И. Гульков¹⁾

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

© Белорусский национальный технический университет, 2017
Belarusian National Technical University, 2017

Реферат. Основным показателем механической системы транспортного средства, отражающим его главные эксплуатационные свойства, является тяговая характеристика электромобиля. Реализация данной характеристики обеспечивается соответствующим регулированием угловой скорости и момента тягового электродвигателя в системе автоматического регулирования. Статическая механическая характеристика тягового электродвигателя в системе автоматического регулирования – важнейшее свойство, которое определяет массогабаритные и эксплуатационные показатели электродвигателя и служит основой для его проектирования. Осуществлен анализ наиболее распространенных вариантов конструктивного исполнения тягового электропривода с выбором его схемы для дальнейшего проектирования. Применительно к механической системе электромобиля с одной степенью свободы записано уравнение Лагранжа в обобщенных координатах. Для определения обобщенной силы вычислена элементарная работа всех моментов, действующих на движущийся автомобиль. Получены уравнение движения электромобиля, соответствующее расчетной схеме, и выражения для расчета характерных точек статической механической характеристики тягового электродвигателя: максимального и минимального моментов, минимальной мощности. Разработана методика для определения номинальных значений угловой скорости и мощности тягового электродвигателя. Методика позволяет осуществить расчет точек механической характеристики тягового электродвигателя при минимально возможной номинальной мощности. Приведен алгоритм расчета механической характеристики электродвигателя. На основе разработанной методики осуществлен расчет требуемой статической механической характеристики тягового электродвигателя для городского грузового электромобиля малой грузоподъемности.

Ключевые слова: электромобиль, математическая модель, тяговая характеристика, статическая механическая характеристика

Для цитирования: Фыонг Ле, Нго. Расчет механической характеристики тягового электродвигателя электромобиля / Нго Фыонг Ле, Г. И. Гульков // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60. № 1. С. 41–53. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-41-53

Адрес для переписки

Гульков Геннадий Игнатьевич
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/11,
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 293-95-61
eapu@bntu.by

Address for correspondence

Gulkov Genadiy I.
Belarusian National Technical University
65/11 Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 293-95-61
eapu@bntu.by

Calculation of a Mechanical Characteristic of Electric Traction Motor of Electric Vehicle

Ngo Phuong Le¹⁾, G. I. Gulkov¹⁾

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

Abstract. The traction characteristic of an electric vehicle is the main characteristic of mechanical system that reflects its key performance indicators. Implementation of the traction characteristic is based on controlling angular speed and torque of electric traction motor in an automatic control system. The static mechanical characteristic of an electric traction motor in an automatic control system is the most important characteristic that determines weight, size and operating characteristics of an electric traction motor and serves as the basis for design. The most common variants of constructive implementation of a traction electric drive are analyzed, and a scheme is chosen for further design. Lagrange's equation for electric mechanical system with one degree of freedom is written in generalized coordinates. In order to determine the generalized forces, elementary operation of all moments influencing on a moving car has been calculated. The resulting equation of motion of the electric vehicle corresponding to the design scheme, as well as the expressions for calculation of characteristic points of static mechanical characteristics of traction motor (i.e. the maximum and minimum time, minimum power) are obtained. In order to determine the nominal values of the angular velocity and the power of electric traction motor, a method based on ensuring the movement of the vehicle in the standard cycle has been developed. The method makes it possible to calculate characteristic points of the mechanical characteristic with the lowest possible power rating. The algorithm for calculation of mechanical characteristics of the motor is presented. The method was applied to calculate static mechanical characteristic of an electric traction motor for a small urban electric truck.

Keywords: electric vehicle, mathematic model, traction characteristic, static mechanical characteristic

For citation: Phuong Le Ngo, Gulkov G. I. (2017) Calculation of a Mechanical Characteristic of Electric Traction Motor of Electric Vehicle. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (1), 41–53. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-41-53 (in Russian).

Введение

Потребность в оздоровлении экологической обстановки окружающей среды и энергетический кризис вызвали ускоренное развитие транспортных средств с тяговым электроприводом (ТЭД). Для приведения в движение транспортных средств используются три вида привода:

- с двигателем внутреннего сгорания (ДВС);
- с двигателем внутреннего сгорания и электрическим;
- с электрическим двигателем (ЭД).

Благодаря своим механическим характеристикам электродвигатель по сравнению с двигателем внутреннего сгорания позволяет обеспечить высокий тяговый момент при низкой скорости транспортного средства, широкий диапазон регулирования скорости, рекуперативное торможение ЭД при снижении скорости транспортного средства. Помимо этого, при остановке транспортного средства отпадает необходимость во вращении электродвигателя, чем исключаются потери холостого хода. Использование указанных преимуществ ЭД дает возможность создавать более компактные и эффективные в энергетическом отношении электрические транспортные средства – электромобили.

К тяговому электроприводу предъявляются следующие основные требования [1–3]:

- точная реализация тяговой характеристики электромобиля во всем диапазоне изменения тягового усилия и скорости от минимальных значений до максимальных;
- высокий КПД во всем диапазоне изменения тягового усилия и скорости, включая максимальные значения;
- высокий КПД для режима рекуперативного торможения;
- минимально возможные масса и габариты;
- приемлемая стоимость.

Тяговая характеристика электромобиля представляет собой зависимость тягового усилия на ведущих колесах от скорости движения электромобиля. Реализация данной характеристики обеспечивается соответствующим регулированием угловой скорости ω и момента M ТЭД в системе автоматического регулирования. Статическая механическая характеристика тягового электродвигателя в системе автоматического регулирования (САР) $M = f(\omega)$ – важнейшее свойство для проектирования ТЭД, так как номинальный электромагнитный момент определяет геометрические размеры машины и ее массу.

Цель работы – создание методики расчета механической характеристики тягового электродвигателя электромобиля.

Математическая модель механической системы электромобиля

Тяговый электропривод (ТЭП) электромобиля (рис. 1) в общем случае структурно содержит источник электрической энергии (ИЭЭ), ЭД и механическое передаточное устройство (механическую трансмиссию – МТ), передающее механическое усилие от двигателя к ведущему валу (ВВ) электромобиля.



Рис. 1. Схема тягового электропривода электромобиля

Fig. 1. The scheme of the traction electric drive of electric vehicle

На основании анализа рассмотренных схем ТЭП электромобиля [4] для проектирования и реализации выбрана схема, представленная на рис. 2, отличающаяся простотой механической части, повышенным КПД, высокими массогабаритными показателями электропривода, а также повышенной надежностью. Для математического описания динамических процессов в механической части электропривода используются уравнения движения в обобщенных координатах – уравнения Лагранжа [5, 6]

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial W_k}{\partial \dot{q}_i} \right) - \frac{\partial W_k}{\partial q_i} = Q_i, \quad (1)$$

где W_k – запас кинетической энергии системы, выраженный через обобщенные координаты q_i и обобщенные скорости $\dot{q}_i$; $Q_i = \delta A_i / \delta q_i$ – обобщен-

ная сила, определяемая суммой элементарных работ δA_i всех действующих сил на возможном перемещении δq_i .

За обобщенную координату q_i в электроприводе, как правило, принимается угловое перемещение φ вала ЭД, к которому приводятся параметры всех механических звеньев механической системы [5, 6]. Применительно к механической системе электромобиля с одной степенью свободы и обобщенной координатой углом φ поворота вала ТЭД уравнение (1) запишем в виде

$$\frac{d}{dt} \left(\frac{\partial W_3}{\partial \dot{\varphi}} \right) - \frac{\partial W_3}{\partial \varphi} = Q, \quad (2)$$

где W_3 – запас кинематической энергии электромобиля; $\dot{\varphi}$ – угловая скорость вала тягового электродвигателя; Q – обобщенная сила, действующая на перемещении φ .

На основании выбранной схемы ТЭД, приведенной на рис. 2, составлена обобщенная расчетная механическая схема электромобиля [7], которая показана на рис. 3.

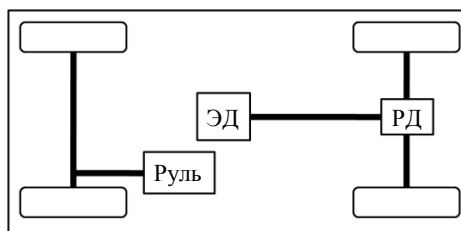


Рис. 2. Схема тягового электродвигателя

Fig. 2. The scheme of the traction motor

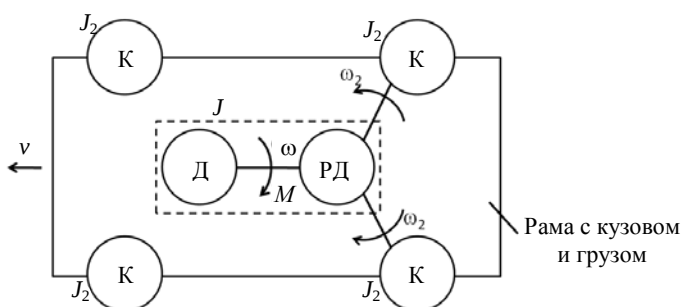


Рис. 3. Расчетная механическая схема электромобиля: v – линейная скорость движения автомобиля; M – момент тягового электродвигателя; ω , ω_2 – угловая скорость тягового электродвигателя с редуктором и колеса; J , J_2 – момент инерции тягового электродвигателя с редуктором и колеса; K – колесо; $PД$ – редуктор и дифференциал; $Д$ – двигатель

Fig. 3. Design mechanical scheme of an electric vehicle: v – is a linear speed of the vehicle; M – torque of the traction motor; ω , ω_2 – is an angular velocity of the traction motor with a reducing gear and of a wheel; J , J_2 – is a moment of inertia of the traction motor with a reducing gear and of a wheel; K – is a wheel; $PД$ – is a reducing gear and differential; $Д$ – is an engine

Получим уравнение движения, соответствующее расчетной схеме на рис. 3. Запас кинетической энергии автомобиля W_3 определяется суммой кинетических энергий ТЭД с редуктором W , рамы автомобиля с кузовом и грузом W_1 и четырех колес $4W_2$

$$W_3 = W + W_1 + 4W_2. \quad (3)$$

Подставив выражения кинематических энергий W , W_1 и W_2 в (3), получим

$$W_3 = \frac{1}{2} \left[(m + m_1 + 4m_2) v^2 + J \omega^2 + 4J_2 \omega_2^2 \right], \quad (4)$$

где m , m_1 , m_2 – масса ТЭД с редуктором, рамы с кузовом и грузом и колеса соответственно; v – линейная скорость движения автомобиля; ω , ω_2 – угловая скорость ТЭД с редуктором и колеса; J , J_2 – момент инерции ТЭД с редуктором и колеса.

Учитывая, что передаточное число редуктора $i = \omega/\omega_2$ и линейная скорость колеса $v = \omega_2 r$, выражение (4) преобразуется к виду

$$W_3 = \frac{1}{2} \left[(m + m_1 + 4m_2) \frac{r^2}{i^2} + J + \frac{4J_2}{i^2} \right] \dot{\phi}^2 = \frac{1}{2} J_\Sigma \dot{\phi}^2, \quad (5)$$

где r – радиус колеса; $\dot{\phi} = \frac{d\phi}{dt} = \omega$; $J_\Sigma = (m + m_1 + 4m_2) \frac{r^2}{i^2} + J + \frac{4J_2}{i^2}$ – суммарный приведенный к валу тягового электродвигателя момент инерции автомобиля.

Для определения обобщенной силы Q необходимо вычислить элементарную работу всех моментов, действующих на движущийся электромобиль, на перемещении $\delta\phi$

$$\delta A = (M - M_{\text{тр.к}} - M_{\text{с.в}} - M_{\text{с.с}} - M_{\text{п}}) \delta\phi, \quad (6)$$

где M – момент ТЭД, $M = f(\omega)$; $M_{\text{тр.к}}$, $M_{\text{с.в}}$, $M_{\text{с.с}}$ – моменты силы трения качения колес, силы сопротивления воздуха, скатывающей силы, приведенные к валу ТЭД; $M_{\text{п}}$ – момент, учитывающий потери на трение в механизмах передачи от ТЭД к колесам.

Из уравнения (6)

$$Q = \frac{\delta A}{\delta\phi} = M - M_{\text{тр.к}} - M_{\text{с.в}} - M_{\text{с.с}} - M_{\text{п}}. \quad (7)$$

Подставив (5) и (7) в (2), после дифференцирования получим уравнение движения автомобиля

$$M - M_{\text{тр.к}} - M_{\text{с.в}} - M_{\text{с.с}} - M_{\text{п}} = J_\Sigma \ddot{\phi} = J_\Sigma \frac{d\omega}{dt}. \quad (8)$$

Определим моменты, действующие на движущийся электромобиль [8]. Момент силы трения качения колес, приведенный к валу ТЭД:

$$M_{\text{тр.к}} = \frac{N\delta}{i}, \quad (9)$$

где $N = G \cos \alpha$ – нормальная составляющая сила тяжести электромобиля на дорогу; α – угол уклона дороги; $G = (m_1 + 4m_2 + m_3)g$ – сила тяжести электромобиля; g – ускорение свободного падения; δ – коэффициент трения качения колес.

Момент силы сопротивления воздуха, приведенный к валу ТЭД:

$$M_{\text{с.в}} = \frac{1}{2} \rho C_d A_f v^2 \frac{r}{i} = \frac{1}{2} \rho C_d A_f \left(\frac{r}{i} \right)^3 \omega^2, \quad (10)$$

где ρ – удельная плотность воздуха; C_d – коэффициент сопротивления; A_f – площадь лобового сопротивления.

Момент скатывающей силы, приведенный к валу ТЭД:

$$M_{\text{с.с}} = G \sin \alpha \frac{r}{i}. \quad (11)$$

Момент, характеризующий потери в узлах трения:

$$M_{\text{п}} = (1 - \eta_{\text{п}}) M, \quad (12)$$

где $\eta_{\text{п}}$ – КПД в механизмах передачи от ТЭД к колесам.

Подставив (9)–(12) в выражение (8), получим уравнение движения электромобиля

$$M\eta_{\text{п}} - \frac{N\delta}{i} - \frac{1}{2} \rho C_d A_f \left(\frac{r}{i} \right)^3 \omega^2 - G \sin \alpha \frac{r}{i} = J_{\Sigma} \frac{d\omega}{dt}. \quad (13)$$

Определение требуемой механической характеристики тягового электродвигателя

Тяговая характеристика электромобиля, представляющая собой зависимость тягового усилия F на ведущих колесах от скорости движения электромобиля, является основной характеристикой механической системы транспортного средства, отражающей его главные эксплуатационные показатели. Типичная тяговая характеристика электромобиля [9], состоящая из трех основных участков, приведена на рис. 4.

Тяговая характеристика электромобиля определяется из выражения:

$$F = \begin{cases} F_{\text{max}} & \text{при } 0 \leq v \leq v_{\text{min}}; \\ \frac{P_{\text{н}} \eta}{v} & \text{при } v_{\text{min}} \leq v \leq v_{\text{max}}; \\ F_{\text{min}} & \text{при } v = v_{\text{max}}, \end{cases} \quad (14)$$

где F_{max} , F_{min} – максимальное и минимальное значения тягового усилия соответственно; $P_{\text{н}}$ – номинальная мощность автономной энергоустановки электромобиля; v_{min} , v_{max} – минимальная и максимальная скорость соответственно; η – КПД передачи энергии от энергоустановки к движителю.

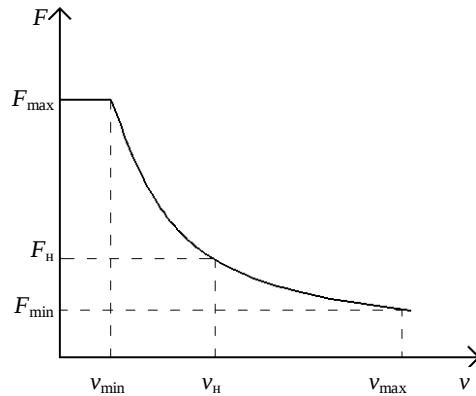


Рис. 4. Типичная тяговая характеристика транспортного средства:
 F_H – номинальное значения тягового усилия; v_H – номинальная скорость

Fig. 4. A typical traction characteristic of a vehicle:
 F_H – is the nominal value of the traction; v_H – is the nominal speed

Согласно (14), первый участок соответствует постоянству максимального тягового усилия $F_{\max}$, второй – постоянству P_H , третий – постоянству $v_{\max}$. Реализация тяговой характеристики $F = f(v)$ обеспечивается соответствующим регулированием угловой скорости ω и момента M ТЭД в САР.

Типичная статическая механическая характеристика $M = f(\omega)$ ТЭД в САР, соответствующая характеристике транспортного средства, представлена на рис. 5. На участке регулирования угловой скорости ТЭД от $\omega = 0$ до минимальной $\omega_{\min}$ САР должна поддерживать тяговый момент M на максимальном уровне $M_{\max}$, что необходимо для обеспечения заданного ускорения при разгоне.

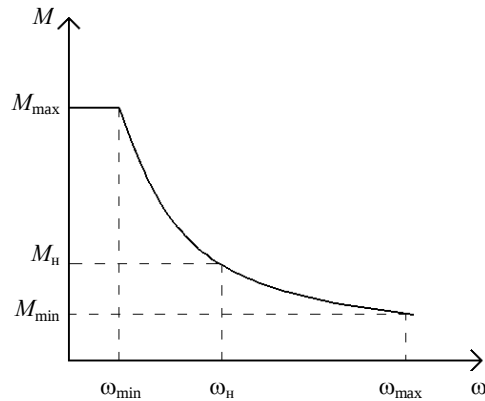


Рис. 5. Типичная статическая механическая характеристика тягового электродвигателя
 в системе автоматического регулирования

Fig. 5. A typical static mechanical characteristic of a traction motor
 in the system of automatic control

Регулирование угловой скорости в диапазоне от $\omega_{\min}$ до $\omega_{\max}$ осуществляется САР в функции тягового момента M для обеспечения постоянной мощности ТЭД, что обусловлено ограниченной на номинальном уровне мощностью автономной энергоустановки транспортного средства. Причем

на одной части данного диапазона – от $\omega_{\min}$ до ω_n – работа ТЭД допустима лишь кратковременно, так как момент двигателя M превышает номинальный M_n , а на другой части – от ω_n до $\omega_{\max}$ – длительно, так как $M \leq M_n$. При достижении угловой скоростью максимального значения САР осуществляет стабилизацию угловой скорости на уровне $\omega_{\max}$.

Конкретная статическая механическая характеристика $M = f(\omega)$ ТЭД в САР определяется на основе требуемого цикла движения и уравнения движения электромобиля (13). Для получения данной характеристики необходимо определить следующие параметры:

1) максимальный момент $M_{\max}$, ограничиваемый сцеплением колес с дорогой;

2) минимальный момент $M_{\min}$ при $\omega_{\min}$, необходимый для обеспечения движения электромобиля с максимальной скоростью $v_{\max}$;

3) номинальные величины P_n , M_n и ω_n .

Максимальный момент. Максимальный тяговый момент ТЭД [8] находим по формуле

$$M_{\max} = \frac{\frac{L_2}{L} \mu N}{1 + \frac{\mu h_g}{L}} \frac{r}{\eta_n i}, \quad (15)$$

где L_2 – расстояние задних колес до центра масс; L – расстояние между осями колес; μ – коэффициент сцепления колес и дорожного покрытия; h_g – высота центра масс.

Минимальный момент. Момент $M_{\min}$ определяется из решения уравнения (13) для равномерного движения при максимальной скорости электромобиля $v_{\max}$ по горизонтальному участку дороги. Подставив $M = M_{\min}$, $d\omega/dt = 0$, $\omega = \omega_{\max}$, $\alpha = 0$ в (13), получим:

$$\eta_n M_{\min} - \frac{1}{2} \rho C_d A_f \left(\frac{r}{i} \right)^3 \omega_{\max}^2 - G \delta \frac{1}{i} = 0. \quad (16)$$

Из (16) определим

$$M_{\min} = \frac{1}{\eta_n} \left(\frac{1}{2} \rho C_d A_f \left(\frac{r}{i} \right)^3 \omega_{\max}^2 + \frac{G \delta}{i} \right). \quad (17)$$

Минимальная мощность $P_{\min}$, необходимая для поддержания постоянной скорости движения электромобиля $v_{\max}$, вычисляется по формуле

$$P_{\min} = M_{\min} \omega_{\max} = \frac{\omega_{\max}}{\eta_n} \left(\frac{1}{2} \rho C_d A_f \left(\frac{r}{i} \right)^3 \omega_{\max}^2 + \frac{G \delta}{i} \right). \quad (18)$$

Номинальные величины. Номинальные величины P_n , M_n и ω_n должны выбираться таким образом, чтобы обеспечить разгон электромобиля с требуемым ускорением на всех интервалах заданного цикла движения. С другой стороны, значения P_n и M_n должны быть минимальными для обеспечения минимально возможной массы и габаритов электродвигателя, а номи-

нальная скорость ω_n такой, чтобы проектируемый двигатель обеспечил возможность регулирования скорости в диапазоне от ω_n до $\omega_{\max}$ при постоянной мощности.

Определим время разгона ТЭД от угловой скорости ω_1 до ω_2 для разгона электромобиля от скорости v_1 до v_2 . Из уравнения (13)

$$dt = \frac{J_{\Sigma} d\omega}{M\eta_{\pi} - \frac{N\delta}{i} - \frac{1}{2}\rho C_d A_f \left(\frac{r}{i}\right)^3 \omega^2 - G \sin \alpha \frac{r}{i}}. \quad (19)$$

Проинтегрировав (19), определим время разгона

$$t_{\text{pr}} = J_{\Sigma} \int_{\omega_1}^{\omega_2} \frac{d\omega}{M\eta_{\pi} - \frac{N\delta}{i} - \frac{1}{2}\rho C_d A_f \left(\frac{r}{i}\right)^3 \omega^2 - G \sin \alpha \frac{r}{i}}. \quad (20)$$

Разгон электромобиля по горизонтальному участку дороги ($\alpha = 0$) от скорости $v = 0$ ($\omega_1 = 0$) до стандартной скорости $v_{\text{ст}}$ ($\omega_2 = \omega_{\text{ст}}$) при условии $v_{\text{ст}} \leq v_n$ ($\omega_{\text{ст}} \leq \omega_n$) осуществляется при постоянстве момента $M_n = P_n / \omega_n$ (рис. 5). С учетом этого выражение (20) запишется в виде

$$t_{\text{pr}} = \int_0^{\omega_{\text{ст}}} \frac{J_{\Sigma} d\omega}{\frac{P_n}{\omega_n} \eta_{\pi} - \frac{N\delta}{i} - \frac{1}{2}\rho C_d A_f \left(\frac{r}{i}\right)^3 \omega^2}. \quad (21)$$

При условии $v_{\text{ст}} > v_n$ ($\omega_{\text{ст}} > \omega_n$) процесс разгона электромобиля от $v = 0$ до v_n (от $\omega = 0$ до ω_n) осуществляется с постоянством момента $M_n = P_n / \omega_n$, а от v_n до $v_{\text{ст}}$ (от ω_n до $\omega_{\text{ст}}$) – в режиме постоянной мощности с моментом $M(\omega) = P_n / \omega$ (рис. 5). С учетом этого время разгона

$$t_{\text{pr}} = \int_0^{\omega_n} \frac{J_{\Sigma} d\omega}{\frac{P_n}{\omega_n} \eta_{\pi} - \frac{N\delta}{i} - \frac{1}{2}\rho C_d A_f \left(\frac{r}{i}\right)^3 \omega^2} + \int_{\omega_n}^{\omega_{\text{ст}}} \frac{J_{\Sigma} d\omega}{\frac{P_n}{\omega} \eta_{\pi} - \frac{N\delta}{i} - \frac{1}{2}\rho C_d A_f \left(\frac{r}{i}\right)^3 \omega^2}. \quad (22)$$

Из (21) и (22) следует, что время разгона ТЭД от 0 до $\omega_{\text{ст}}$ является функцией трех переменных ω_n , $\omega_{\text{ст}}$ и P_n (рис. 6), то есть

$$t_{\text{pr}} = t_{\text{pr}}(\omega_n, \omega_{\text{ст}}, P_n). \quad (23)$$

Тяговый электродвигатель с номинальной мощностью P_n и номинальной скоростью ω_n при движении электромобиля в стандартном цикле должен обеспечить требуемое ускорение на всех интервалах

$$t_k = t_{\text{пр}}(\omega_n, \omega_k, P_n) \leq t_k^*, \quad (24)$$

где t_k – время разгона от 0 до скорости ω_k при номинальной скорости ω_n и номинальной мощности P_n ; ω_k – конечная скорость на интервале разгона k ; t_k^* – требуемое время разгона до скорости ω_k на интервале k ; $k = 1, \dots, n_{\text{пр}}$; $n_{\text{пр}}$ – количество интервалов разгона.

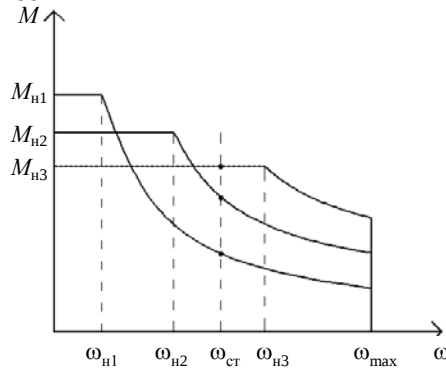


Рис. 6. Механические характеристики тягового электропривода с разными значениями номинальной мощности электродвигателя

Fig. 6. Mechanical characteristics of an electric traction drive with different values of rated power of the motor

На область определения функции (24) накладывается ряд технических ограничений:

- максимальное значение тягового момента M_{max} из условия надежного сцепления колес с дорогой

$$M_n \leq M_{\text{max}};$$

- минимальное значение мощности, необходимое для движения электромобиля при максимальной скорости ω_{max} :

$$P_n \geq P_{\text{min}};$$

- максимальное значение скорости

$$\omega_n \leq \omega_{\text{max}};$$

- максимальный допустимый диапазон регулирования электродвигателя D_{max} , т. е. $D = \omega_{\text{max}}/\omega_n \leq D_{\text{max}}$. Минимальное значение номинальной скорости определяется выражением

$$\omega_n^{\text{min}} = \frac{\omega_{\text{max}}}{D_{\text{max}}}.$$

При заданной стандартной скорости ω_k существует минимальная номинальная мощность P_n^{min} , удовлетворяющая условию (24) и обеспечивающая разгон электромобиля на каждом k -м интервале цикла до скорости ω_k за время $t_k \leq t_k^*$:

$$P_{\text{н}}^{\min} = \max \{P_k\}, \quad (25)$$

где P_k – решение уравнения

$$t_{\text{пр}}(\omega_{\text{н}}, \omega_k, P_k) = t_k^*. \quad (26)$$

Мощность P_k представляет собой минимальную мощность, необходимую для обеспечения разгона электромобиля на интервале k за время $t_{\text{пр}} = t_k^*$.

Минимальный номинальный момент $M_{\text{н}}^{\min}$, необходимый для обеспечения разгона на всех интервалах цикла движения электромобиля:

$$M_{\text{н}}^{\min} = \frac{P_{\text{н}}^{\min}}{\omega_{\text{н}}}. \quad (27)$$

Изменяя значение скорости $\omega_{\text{н}}$ от 0 до ω_{max} , по выражениям (25), (26) можно построить график функции $P_{\text{н}}^{\min} = f(\omega_{\text{н}})$, а по (27) – график функции $M_{\text{н}}^{\min} = f(\omega_{\text{н}})$. Типичные кривые функции $P_{\text{н}}^{\min} = f(\omega_{\text{н}})$ и $M_{\text{н}}^{\min} = f(\omega_{\text{н}})$ представлены на рис. 7.

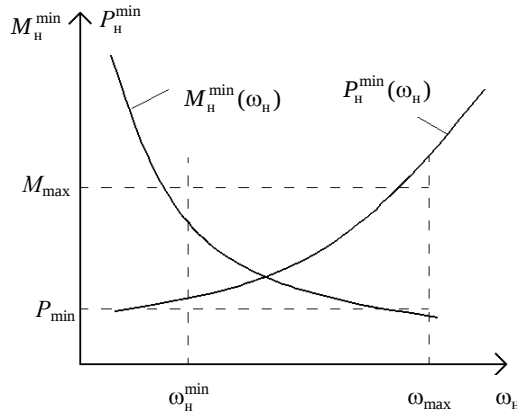


Рис. 7. Кривые минимальной мощности $P_{\text{н}}^{\min}(\omega_{\text{н}})$ и соответствующего момента $M_{\text{н}}^{\min}(\omega_{\text{н}})$

Fig. 7. The curves of the minimum power $P_{\text{н}}^{\min}(\omega_{\text{н}})$ and of the corresponding moment $M_{\text{н}}^{\min}(\omega_{\text{н}})$

Технические ограничения M_{max} , P_{min} , ω_{max} , $\omega_{\text{н}}^{\min}$ нанесены на рис. 7 штриховыми линиями. Из полученных графиков можно определить номинальные значения $P_{\text{н}}$, $\omega_{\text{н}}$ тягового электродвигателя следующим образом:

- задаем номинальный момент $M_{\text{н}} = M_{\text{max}}$; определяем значение $\omega_{\text{н}}$ из пересечения линии $M_{\text{н}} = M_{\text{max}}$ и кривой $M_{\text{н}}^{\min}(\omega_{\text{н}})$; находим значение $P_{\text{н}} = P_{\text{н}}^{\min}(\omega_{\text{н}})$;

- если полученная номинальная мощность меньше P_{min} , то задаем номинальную мощность $P_{\text{н}} = P_{\text{min}}$; определяем значение $\omega_{\text{н}}$ из пересечения линии $P_{\text{н}} = P_{\text{min}}$ и кривой $P_{\text{н}}^{\min}(\omega_{\text{н}})$; находим значение $M_{\text{н}} = M_{\text{н}}^{\min}(\omega_{\text{н}})$;

• если полученный диапазон регулирования не осуществляется, то задан $D = \omega_{\max}/\omega_n = D_{\max}$; определяем $\omega_n = \omega_{\max}/D_{\max}$, $P_n = P_n^{\min}(\omega_n)$, $M_n = M_n^{\min}(\omega_n)$.

На основе полученного метода проведен расчет механической характеристики ТЭД для городского цикла движения электромобиля по Правилам № 83-05 ЕЭК ООН [10]. Полученная характеристика представлена на рис. 8, исходные данные – в табл. 1.

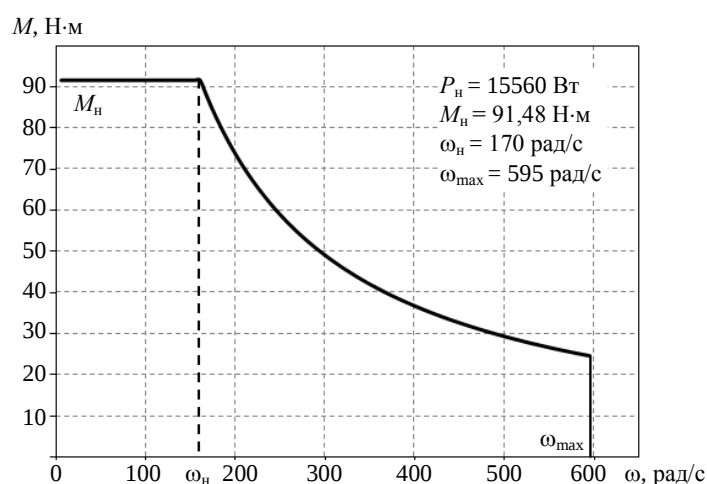


Рис. 8. Требуемая статическая механическая характеристика тягового электродвигателя

Fig. 8. The desired static mechanical characteristic of a traction motor

Таблица 1

Исходные данные электромобиля
The original data of an electric vehicle

Описание	Обозначение, единица измерения	Величина
Масса рамы с кузовом	m_1 , кг	900
Масса колеса	m_2 , кг	10
Общая масса тягового двигателя и редуктора	m , кг	50
Максимальная скорость электромобиля	$v_{\max}$, км/ч	60

ВЫВОДЫ

1. На основе анализа вариантов схем тягового электропривода выбрана схема для дальнейшего проектирования.
2. Получено уравнение движения электромобиля, соответствующее расчетной схеме.
3. Получены выражения для расчета характерных точек статической механической характеристики тягового электродвигателя.
4. Разработана методика определения номинальных значений мощности и угловой скорости тягового электродвигателя.
5. Осуществлен расчет требуемой статической механической характеристики тягового электродвигателя для городского грузового электромобиля малой грузоподъемности.

ЛИТЕРАТУРА

1. Электрические трансмиссии пневмоколесных транспортных средств / И. С. Ефремов [и др.]. М.: Энергия, 1976. 256 с.
2. Электрические машины в тяговом автономном электроприводе / Ю. М. Андреев [и др.]; под ред. А. П. Пролыгина. М.: Энергия, 1979. 240 с.
3. Zeraouila, M. Electric Motor Drive Selection Issues for HEV Propulsion Systems: a Comparative Study / M. Zeraouila, M. E. H. Benbouzid, D. Diallo // IEEE Transactions on Vehicular Technology. 2006. Vol. 55, No 6. P. 1756–1764.
4. Богданов, К. Л. Тяговый электропривод автомобиля / К. Л. Богданов. М.: МАДИ, 2009. 57 с.
5. Ключев, В. И. Теория электропривода / В. И. Ключев. М.: Энергоатомиздат, 1985. 560 с.
6. Фираго, Б. И. Теория электропривода / Б. И. Фираго, Л. Б. Павлячик. 2-е изд. Минск: Техноперспектива, 2007. 585 с.
7. Гурский, Н. Н. Виртуальное проектирование ходовой части мобильных машин / Н. Н. Гурский, Ан. М. Захарик, Ал. М. Захарик. Минск: БНТУ, 2010. 174 с.
8. Златин, П. А. Электромобили и гибридные автомобили / П. А. Златин, В. А. Кеменов, И. П. Ксенович. М.: Агроконсалт, 2004. 416 с.
9. Теория и расчет тягового привода электроавтомобилей / под ред. И. С. Ефремова. М.: Высш. шк., 1984. 383 с.
10. Правила ЕЭК ООН № 83 (06) / Пересмотр 4. Единообразные предписания, касающиеся официального утверждения транспортных средств в отношении выбросов загрязняющих веществ в зависимости от топлива, необходимого для двигателей. Взамен Правил ЕЭК ООН № 83 (05) / Пересмотр 3; введ. 01.01.2013. Минск: Госстандарт, Минск: БелГИСС, 2012. 311 с.

Поступила 08.11.2016 Подписана в печать 05.01.2017 Опубликовано онлайн 31.01.2017

REFERENCES

1. Efremov I. S., Prolygin A. P., Andreev Iu. M., Mindlin A. B. (1976) *Electric Transmissions of Rubber-Tired Vehicles*. Moscow, Energiya. 256 (in Russian).
2. Andreev Iu. M., Isaakian K. G., Mashikhin A. D., Mindlin A. B., Prolygin A. B., Tikhomirov B. D (1979) *Electric Machines in Autonomous Electric Traction*. Moscow. Energiya. 240 (in Russian).
3. Zeraouila M., Benbouzid M. E. H., Diallo D. (2006) Electric Motor Drive Selection Issues for HEV Propulsion Systems: a Comparative Study. *IEEE Transactions on Vehicular Technology*, 55 (6), 1756–1764. DOI: 10.1109/TVT.2006.878719.
4. Bogdanov K. L. (2009) *Electric Traction of a Vehicle*. Moscow, MADI [Moscow State Automobile and Road Technical University]. 57 (in Russian).
5. Klyuchev V. I. (1985) *Theory of Electric Drive*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 560 (in Russian).
6. Firago B. I., Pavlyachik L. B. (2007) *Theory of Electric Drive*. 2nd ed. Minsk, Tekhnoperspektiva Publ. 585 (in Russian).
7. Gursky N. N., Zakharik An. M., Zakharik Al. M. (2010) *Virtual Design of a Running Gear of Mobile Machines*. Minsk: BNTU. 174 (in Russian).
8. Zlatin P. A., Kemenov V. A., Ksenevich I. P. (2004) *Electric and Hybrid Cars*. Moscow, Agrokonsalt Publ. 416 (in Russian).
9. Efremov I. S., Prolygin A. P., Andreev Iu. M., Mindlin A. B. (1984) *Theory and Calculation of Traction Drive of Electric Cars*. Moscow, Vysshaya Shkola. 383 (in Russian).
10. UNECE Regulation 83 (06)/Revision 4. Uniform Provisions Concerning the Official Approval of Vehicles with Regard to the Emission of Pollutants Depending on the Fuel Required for the Engines. Instead of UNECE Regulation 83 (05)/Revision 3. Minsk, State Committee for Standardization, 2012. 311 (in Russian).

Received: 8 November 2016 Accepted: 5 January 2017 Published online: 31 January 2017

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-54-66

УДК 62.519

Автоматическое управление группой насосных агрегатов с целью снижения затрат электроэнергии

Г. Н. Здор¹⁾, А. В. Синицын¹⁾, О. А. Аврутин²⁾

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

²⁾УП «Минскводоканал» (Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2017
Belarusian National Technical University, 2017

Реферат. Повысительные насосные станции, оснащенные группой насосных агрегатов, работающих параллельно, являются типовыми объектами системы водоснабжения городов. Повышение их энергоэффективности – актуальная задача, поскольку энергопотребление станций составляет существенную долю в структуре энергопотребления водоканала. Цель исследования – определение возможностей повышения энергоэффективности насосных станций за счет автоматического управления режимами работы группой насосных агрегатов. В статье приведены результаты исследования изменения мгновенной эффективности повысительных насосных станций в условиях переменного водопотребления. Выявлены основные причины снижения эффективности работы насосных станций. Среди них – резкое снижение эффективности регулируемых насосных агрегатов при работе на гидравлическую сеть со значительной статической составляющей напора. Определены основные факторы, влияющие на длительность нахождения регулируемого насосного агрегата в неэффективной зоне. Предложен метод управления группой насосных агрегатов с учетом мгновенной эффективности каждого из них. Проведена апробация данного метода на локальных повысительных насосных станциях. Изучено влияние отключения регулируемого насосного агрегата, находящегося в неэффективной зоне, на общую эффективность работы насосной станции и на изменение ее выходного давления непосредственно после момента отключения насоса. Исследование показало, что своевременное отключение неэффективного регулируемого насосного агрегата может снизить энергопотребление насосной станции на 8–10 % по сравнению с управлением по традиционным методам. Диапазон изменения мгновенной эффективности насосной станции может служить критерием оценки правильности подбора насосного оборудования, а также быть обоснованием для его замены.

Ключевые слова: повысительные насосные станции, водопроводная сеть, КПД насосных агрегатов, энергоэффективность, автоматическое управление, преобразователь частоты

Для цитирования: Здор, Г. Н. Автоматическое управление группой насосных агрегатов с целью снижения затрат электроэнергии / Г. Н. Здор, А. В. Синицын, О. А. Аврутин // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60. № 1. С. 54–66. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-54-66

Адрес для переписки

Здор Геннадий Николаевич

Белорусский национальный технический университет

ул. Б. Хмельницкого, 9,

220013, г. Минск, Республика Беларусь

Тел.: +375 17 293-95-51

rts@bntu.by

Address for correspondence

Zdor Genadiy N.

Belarusian National Technical University

9 B. Hmelnitskogo str.,

220013, Minsk, Republic of Belarus

Tel.: +375 17 293-95-51

rts@bntu.by

Pump Group Automatic Control for Reducing its Energy Consumption

G. N. Zdor¹⁾, A. V. Sinitsyn¹⁾, O. A. Avrutin²⁾

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

²⁾UE "Minskvodokanal" (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. Booster pumping plants, equipped with a group of pump units operating in parallel, are typical objects of the city water supply system. Improving its power efficiency is a very urgent topical objective, because its power consumption is a significant part in the structure of power consumption of water utilities. The aim of the present study is to identify opportunities of improving the power efficiency of pumping stations due to the automatic control of the pump group. The paper presents results of the study of the instantaneous efficiency changes of booster pumping stations under the conditions of variable water consumption. The basic reasons of the reducing pumping plant efficiency are reported in the article. Among them, there is a sharp decline in the effectiveness of the regulated pump units, when they functioning for the hydraulic network with a significant static component of the pressure. The main factors affecting the duration of the adjustable pumping unit in inefficient area are determined. The method of controlling a group of pumping units, taking into account the instantaneous efficiency of each of them was suggested. The approbation of this method at the local booster pumping stations was fulfilled. The effects of disabling the controlled pump unit which is in the ineffective area, on the overall efficiency of the pumping station and on alteration of its output pressure immediately after the pump is switched off are studied. It was shown that the timely shutdown of an inefficiently controlled pump unit can reduce the power consumption of the pumping plant by 8–10 % as compared to the traditional control methods. The range of variation of the instantaneous efficiency of the pumping station can serve as a criterion of correct selection of pumping equipment as well it can be the rationale of the necessity for its replacement.

Keywords: booster pumping plant, water supply network, efficiency of pumping units, energy efficiency, automatic control, frequency converter

For citation: Zdor G. N., Sinitsyn A. V., Avrutin O. A. (2017) Pump Group Automatic Control for Reducing its Energy Consumption. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (1), 54–66. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-54-66 (in Russian)

Введение

Повысительные насосные станции используются для повышения давления воды в системах хозяйственно-питьевого водоснабжения. Насосные агрегаты берут воду из сети низкого давления и подают ее в сеть высокого давления [1]. Величина требуемого давления на выходе станции зависит от этажности обслуживаемой жилой застройки и определяется исходя из СНБ 4.01.01–03 [2]. Расход воды на насосной станции определяется режимом водопотребления, а также величиной потерь и утечек воды в водопроводной сети [3].

Режимы водопотребления, как правило, являются переменными и имеют ярко выраженные колебания в течение суток, недель, сезонов. На них оказывает влияние ряд факторов: погодные (температура и величина осадков), социальные (количество населения, структура промышленности) и др. [4]. Это требует регулирования производительности установленного на станции насосного оборудования. При этом существуют различные компоновочные схемы установки насосного оборудования [5] с использованием:

- одного насосного агрегата, производительность которого регулируется дросселированием или изменением частоты вращения;
- системы с группой параллельно работающих насосных агрегатов с каскадным включением. Часть из группы насосов может быть с постоянной производительностью, а часть – с регулируемой.

Для снижения энергопотребления насосных станций необходимо минимизировать внешние потери энергии в водопроводной сети. Они связаны с поддержанием завышенного давления на выходе насосной станции [6–8]. После определения необходимого и достаточного уровня выходного давления предлагается с помощью алгоритмов управления вывести насосы в наиболее оптимальные рабочие режимы.

Цель исследований – разработка метода управления группой параллельно работающих одинаковых насосных агрегатов, позволяющего минимизировать затраты электроэнергии на поддержание заданного давления в водопроводной сети.

Методология и методы исследования

Исследования проводили на повысительных насосных станциях, оборудованных группой из пяти параллельно работающих насосных агрегатов, два из которых – регулируемые. Эти насосные станции предназначены для подачи воды в многоэтажную жилую застройку. При такой схеме построения насосной станции достигается очень большой диапазон регулирования ее производительности, однако взаимное влияние насосных агрегатов в этом случае играет значительную роль. КПД совместной работы насосных агрегатов изменяется в весьма широких пределах.

Каждая из этих насосных станций оснащена типовой системой управления на базе программируемого логического контроллера. Производительность насосных агрегатов регулируется с помощью преобразователей частоты. Система управления оснащена средствами передачи данных по сети GSM. Вся информация о режимах работы насосной станции поступает на автоматизированное рабочее место (АРМ) диспетчера системы водоснабжения. На АРМ диспетчера одновременно поступает информация с большого числа станций. Она обрабатывается и сохраняется в общую базу данных. Схема системы управления насосной станцией представлена на рис. 1.

Система управления (СУ), обозначенная на рис. 1 цифрой 1, работает в режиме поддержания заданного выходного давления по датчику 4. Исходя из величины входного давления (датчик 3) на станции, текущего режима водопотребления и величины заданного давления, система управления определяет необходимый состав работающих насосных агрегатов 2. Традиционно СУ настраивают таким образом, чтобы обеспечить наиболее точное поддержание заданного давления. Система управления оснащена устройством сбора и передачи данных, которое передает всю информацию о режимах работы насосной станции на АРМ диспетчера. Анализ режимов

проводили на основании собранных на АРМ диспетчера данных о работе насосной станции.

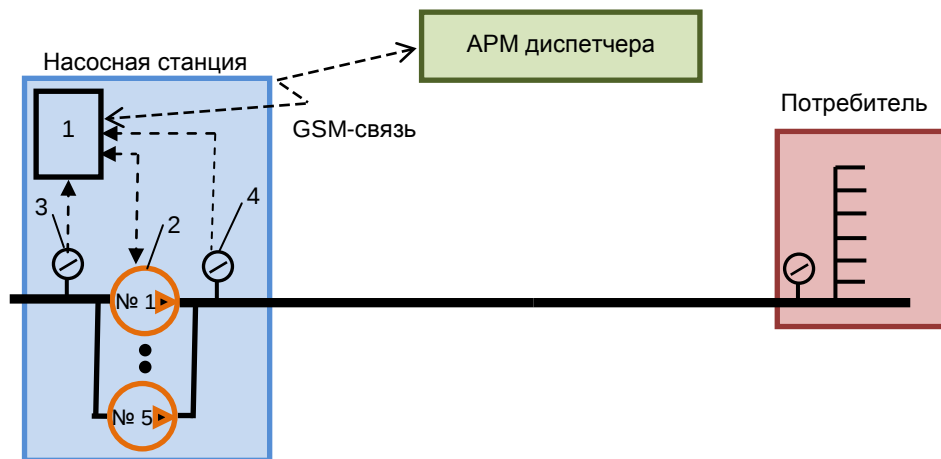


Рис. 1. Структурная схема работы насосной станции

Fig. 1. Block diagram of operation of the pumping plant

Насосная станция работает следующим образом: первоначально в системе работает один регулируемый насос, в случае, когда его производительности не хватает и давление продолжает падать, СУ переключает насос на работу от сети, а другой насос становится регулируемым. Насосы, запитанные от сети, работают в стабильном режиме и создают основную долю расхода. Регулируемый насос постоянно подстраивается под изменяющееся водопотребление, в результате чего его режим работы – переменный. При этом включение и выключение дополнительных насосных агрегатов происходит исходя из разницы между фактическим и заданным давлениями, а также с учетом текущей частоты вращения рабочих колес регулируемых насосов. Обычно электрическая схема системы управления позволяет любой из насосов включить от преобразователя частоты, т. е. сделать его регулируемым.

Данный метод обеспечивает надежное поддержание давления, однако при этом он имеет ряд недостатков:

- система управления не контролирует эффективность использования электроэнергии на поддержание заданного давления, а это приводит к росту энергопотребления насосной станцией;
- система не контролирует, в каких технологических режимах работают регулируемые насосные агрегаты. В результате регулируемые насосные агрегаты могут длительное время работать вне границ паспортной рабочей области. Это приводит к повышению нагрузок на детали насосного агрегата (рабочие колеса, уплотнители, подшипники и т. д.) и снижению срока их эксплуатации.

Поэтому в рамках исследования создан метод управления, ориентированный не только на поддержание заданного давления, но и на контроль эффективности работы насосной станции. В качестве критерия эффектив-

ности работы насосной станции использовали ее гидравлический КПД, который определяли по формуле [8]

$$\eta_{\text{гидр}} = \frac{P_{\text{гидр}}}{P_{\text{элект}}}, \quad (1)$$

где $P_{\text{гидр}}$ – гидравлическая мощность, развиваемая насосной станцией, т. е. мощность, передаваемая жидкости насосом; $P_{\text{элект}}$ – суммарная электрическая мощность, потребляемая приводами регулируемых насосных агрегатов и приводами насосов, работающих от сети.

Электрическая мощность является измеряемым параметром, гидравлическая (полезная мощность) определяется формулой

$$P_{\text{гидр}} = Q \rho g H, \quad (2)$$

где Q – подача насосной станции, м³/с; ρ – плотность жидкости кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; H – полный напор насоса, м.

Полный напор насоса

$$H = Z_2 - Z_1 + \frac{p_2 - p_1}{\rho g} + \frac{u_2^2 - u_1^2}{2g}, \quad (3)$$

где Z – высота центра поперечного сечения трубопровода над эталонной плоскостью; p – манометрическое давление, отнесенное к центру поперечного сечения; u – средняя осевая скорость, определяемая отношением объемной подачи к площади поперечного сечения трубы.

Поскольку сечение трубопроводов на повысительных насосных станциях на входе и выходе насосного агрегата одинаковое, динамической составляющей напора можно пренебречь. Предлагается непрерывно оценивать эффективность работы насосных агрегатов и производить их отключение с учетом динамики изменения эффективности.

Организация исследования

По предложенной выше методике система управления была переведена в режим контроля эффективности работы насосных агрегатов. Исследования проводили на ряде повысительных насосных станций УП «Минскводоканал». Полученные данные передавались по протоколу МЭК 60870-5-104 [9] на АРМ диспетчера, где анализировались в виде графиков. Типовой график КПД повысительной насосной станции, состоящей из пяти насосных агрегатов Wilo Helix V1603, представлен на рис. 2. Данные на графике приведены за одну неделю. Изменение КПД носит повторяющийся по суткам характер.

Красной линией на рис. 2 показан номинальный КПД насосной станции – 55 %. Мгновенный КПД станции изменяется от 35 до 55 %. При этом номинальных значений КПД достигал лишь в часы максимального разбора

воды, в остальное время КПД существенно меньше номинальных значений. Особенно заметно КПД снижается в ночное время.

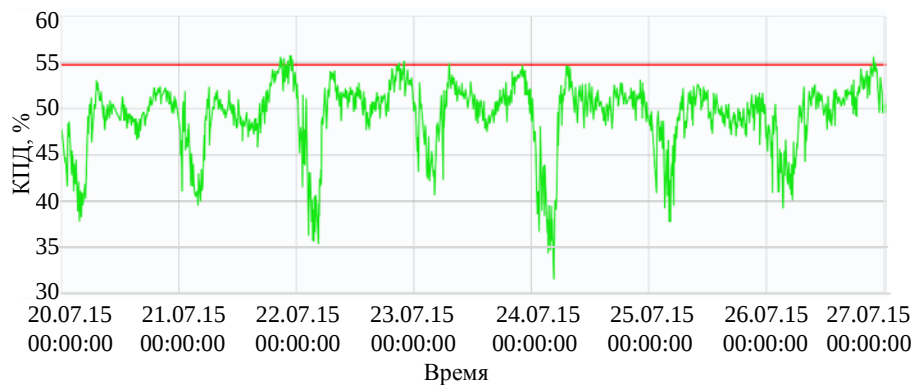


Рис. 2. График изменения коэффициента полезного действия
 повысительной насосной станции

Fig. 2. A graph of the alteration of efficiency
 of the booster pumping plant

Определим причины снижения КПД насоса в общем виде, для этого проанализируем режимы его работы при изменении частоты вращения рабочего колеса насоса. Воспользуемся следующей методикой [10]. Изменение напора и мощности при регулировании частоты вращения рабочего колеса для центробежных насосных агрегатов описывается уравнениями, приведенными ниже.

Напорная характеристика насоса

$$H = A_2 n^2 + B_2 Q n + C_2 Q^2, \quad (4)$$

где A_2 , B_2 , C_2 – коэффициенты, определяемые характеристиками насосного агрегата; n – частота вращения рабочего колеса; Q – расход, развиваемый насосным агрегатом.

Определим полезную мощность насосного агрегата, подставив (4) в (2)

$$P_{\text{гидр}} = \rho g (A_2 n^2 Q + B_2 Q^2 n + C_2 Q^3). \quad (5)$$

При этом на затрачиваемую насосом механическую мощность при изменении скорости вращения существенное влияние оказывают циркуляционные и механические потери в насосе. В общем виде уравнение механической мощности

$$P_{\text{мех}} = A n^2 Q - B Q^2 n + D n^3, \quad (6)$$

где A , B , D – коэффициенты, определяемые характеристиками насосного агрегата.

Для регулируемого насоса потребляемая энергия будет определяться формулой

$$P_{\text{элект}} = \frac{P_{\text{мех}}}{\eta_{\text{дв}} \eta_{\text{пч}}}, \quad (7)$$

где $\eta_{\text{дв}}$, $\eta_{\text{пч}}$ – КПД электродвигателя и преобразователя частоты.

Подставив уравнения (5)–(7) в (1), получим аналитическую зависимость изменения КПД насоса от частоты вращения

$$\eta_{\text{гидр}} = \frac{(\rho g (A_2 n^2 Q + B_2 Q^2 n + C_2 Q^3)) \eta_{\text{дв}} \eta_{\text{пч}}}{A n^2 Q - B Q^2 n + D n^3}. \quad (8)$$

Анализ уравнения (8) показывает, что характеристика КПД имеет один максимум, который и определяет зону оптимального использования насоса.

Напорные характеристики (уравнение (4)) и графики полного КПД насосного агрегата Wilo Helix V1603 (уравнение (8)) при различных частотах вращения его рабочего колеса показаны на рис. 3. График КПД насосного агрегата приведен с учетом КПД электродвигателя и КПД преобразователя частоты. Графики параметров для равной частоты вращения выполнены с одинаковым стилем линий.

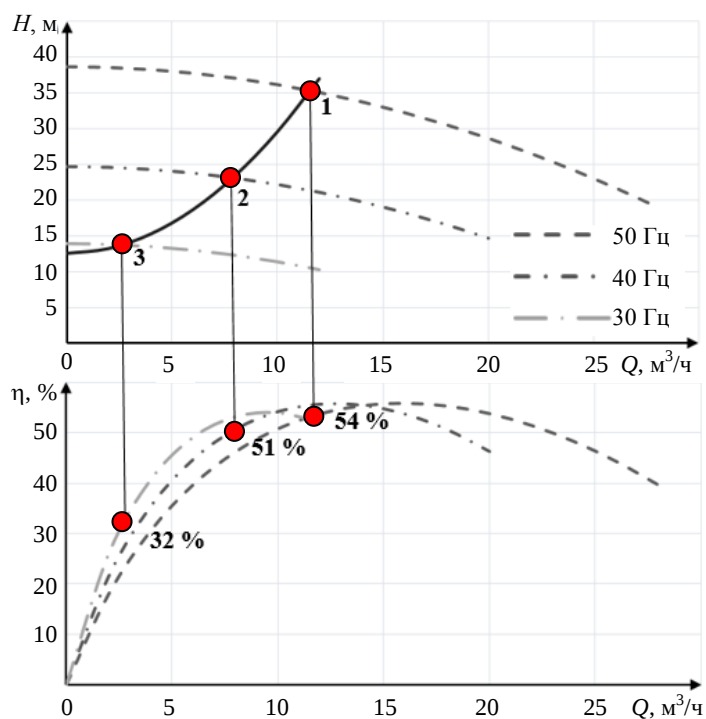


Рис. 3. Изменение коэффициента полезного действия регулируемого насосного агрегата

Fig. 3. The alteration of the efficiency of the adjustable pumping unit

Графики демонстрируют частоты вращения: 50 Гц (100 % номинальной скорости), 40 Гц (80 % номинальной скорости), 30 Гц (60 % номинальной скорости). Также на рис. 3 показана характеристика водопроводной сети. Особенностью водопроводной сети для повысительной насосной станции является значительная высота подъема воды. Такой вид водопроводной сети называется сетью с большой статической составляющей напора. В данной сети при снижении давления расход уменьшается значительно быстрее, чем в сети без статической составляющей.

Рабочие точки насоса будут определяться пересечением характеристики водопроводной сети и напорных характеристик насоса. При изменении частоты вращения насос переходит из рабочей точки 1 (с КПД 54 %) в рабочие точки 2 (с КПД 51 %) и 3 (с КПД 32 %). Таким образом, КПД насосного агрегата будет низким в случае, когда он длительное время работает левее своей рабочей зоны: с малым расходом и большим напором. Анализ результатов замеров показал, что насос может оказаться в этой зоне, если:

- он работает один на сеть со значительной статической составляющей, и требуемый напор превышает его номинальный напор;
- одновременно на станции работают на общий водовод несколько насосных агрегатов, часть из которых работает напрямую от сети, а часть регулируется с помощью преобразователей частоты. В результате взаимного влияния насосных агрегатов регулируемые насосы могут оказаться в крайне неэффективных режимах работы. Из-за этого часть насосов в группе может работать с очень низким КПД, что приводит к общему снижению КПД насосной станции.

Влияние регулируемых насосов, находящихся в неэффективном режиме, на выходное давление станции незначительно. Для исключения неэффективной работы регулируемых насосных агрегатов предлагается определять мгновенную эффективность каждого из них, а затем отключать насосный агрегат в случае снижения его эффективности ниже заданного порога. Мгновенная эффективность оценивается исходя из мощности потребляемой каждым из насосов, а также из его развиваемых напора и расхода. При этом расход оценивается исходя из паспортной напорной характеристики насоса и текущей частоты вращения его рабочего колеса.

Покажем, как будут изменяться КПД насосной станции и ее выходное давление, если оперативно выключить неэффективный насосный агрегат (рис. 4).

В нижней части рис. 4 горизонтальными полосами показаны периоды работы насосных агрегатов, в верхней части отображаются графики основных параметров работы насосной станции. Всего за сутки отключение насосов происходило три раза, в эти моменты проведены вертикальные прямые, фиксирующие параметры графиков. При этом ни при одном из отключений выходное давление станции не снижалось.

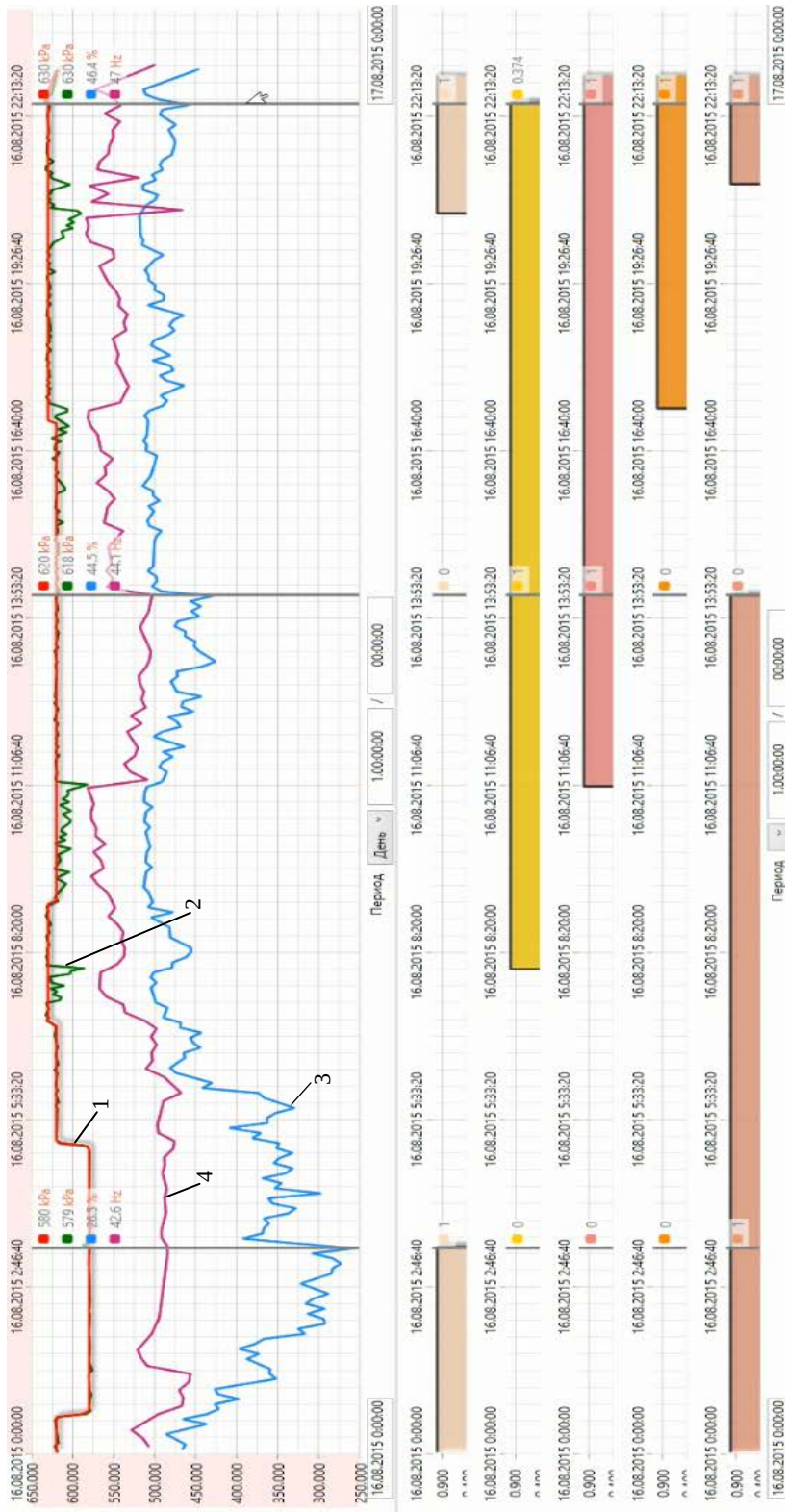


Рис. 4. Изменение коэффициента полезного действия насосной станции при отключении неэффективного насосного агрегата:

1 – заданное выходное давление; 2 – фактическое выходное давление; 3 – КПД насосной станции; 4 – частота регулируемого насоса

Fig. 4. The alteration of the efficiency of the pumping plant, disabling an ineffective pumping unit:

1 – the specified outlet pressure; 2 – the actual outlet pressure; 3 – efficiency of the pumping plant; 4 – the frequency of the regulated pump

Проанализируем моменты отключения насосов.

1. При переходе с двух насосов на один (рис. 4, крайняя левая линия) КПД станции скачкообразно изменился с 27,0 до 36,6 %, частота вращения рабочего колеса насоса составила 42,6 Гц.

2. При переходе с трех насосов на два (средняя линия) КПД станции скачкообразно изменился 44,4 до 50,2 %, частота вращения рабочего колеса насоса составила 44,1 Гц.

3. При переходе с пяти насосов на четыре (крайняя правая линия) КПД станции скачкообразно изменился 46,4 до 49,6 %, частота вращения рабочего колеса насоса составила 47 Гц.

Таким образом, можно сделать следующие выводы:

- частота вращения рабочего колеса насоса, при которой происходило отключение насосных агрегатов, является величиной непостоянной и может изменяться в достаточно широких пределах;
- при большом количестве параллельно работающих насосных агрегатов эффективность регулируемого насоса может стремительно падать даже при снижении частоты его вращения на 5 %;
- чем больше работает насосов параллельно, тем меньше влияние отключения одного регулируемого насоса на общий КПД насосной станции.

Результаты исследования и их обсуждение

Традиционные алгоритмы управления насосными станциями, основанные на фиксированных частотах вращения рабочего колеса насоса, при которых происходит отключение дополнительных насосных агрегатов, не могут обеспечить исключения длительных неэффективных режимов работы насосов. Поэтому предлагается при управлении их работой производить непрерывную оценку величины КПД каждого из насосов и выполнять включение/выключение насосных агрегатов с учетом их КПД.

Исследование показало, что длительность нахождения насосных агрегатов, работающих на станции, в неэффективных режимах может изменяться с течением времени в очень широких пределах. Она зависит от многих факторов:

- изменения характеристики водопроводной сети;
- изменения режима водопотребления (расхода воды на станции);
- состава группы работающих насосных агрегатов и их характеристик и т. д.

Типовая циклограмма работы насосной станции представлена на рис. 5. Если до оптимизации на станции работали два или три насоса, то после проведения оптимизации часть времени работал лишь один насос. А общее время работы двух и трех насосов изменилось значительно. На рис. 5 выделены временные зоны, в которых работа регулируемого насосного агрегата была неэффективна. Общая длительность неэффективной работы насосного агрегата составила 5 ч/сут.

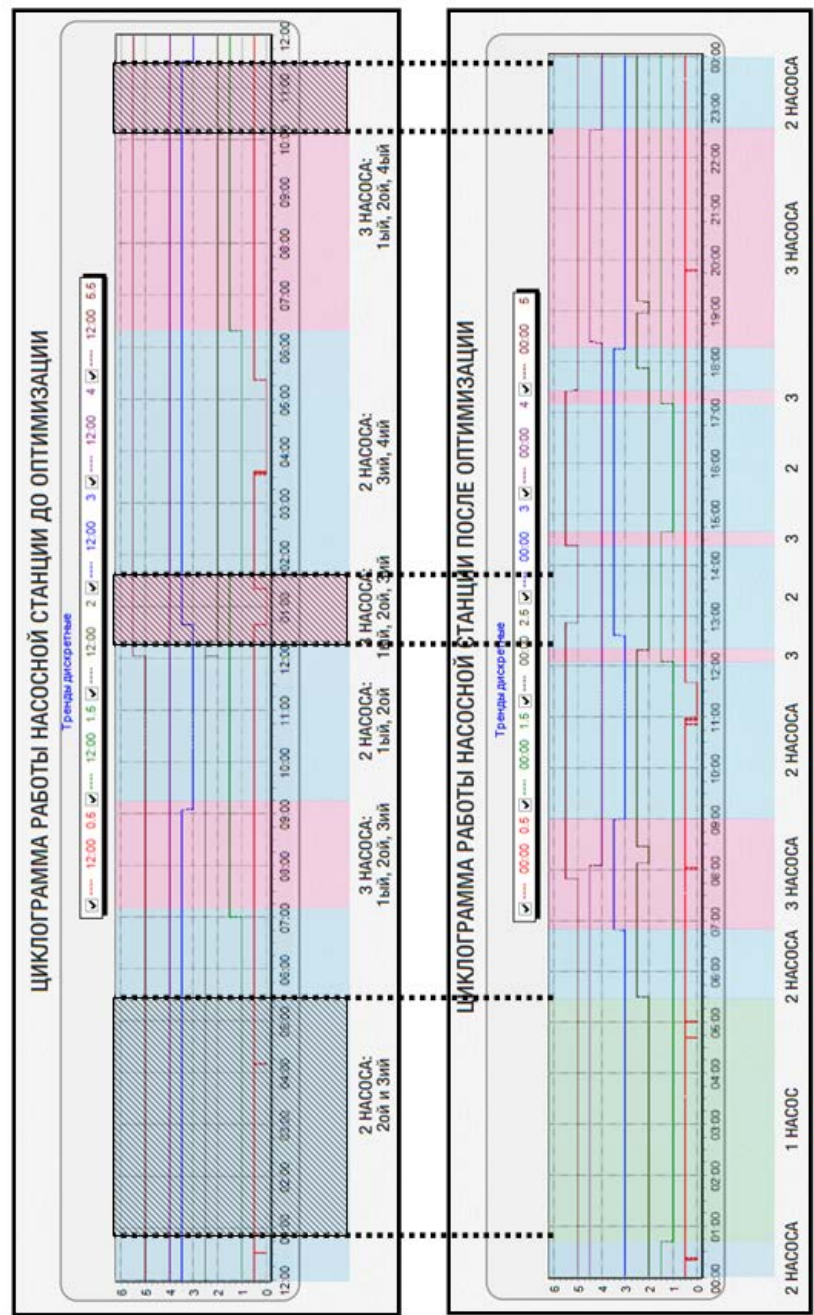


Рис. 5. Циклограмма работы насосной станции

Fig. 5. Sequence diagram of the operation of the pumping plant

Доля длительности работы определенного количества насосов от общего рабочего времени станции приведена в табл. 1.

Таблица 1

Длительность работы разного числа насосов за сутки
The duration of the functioning of a different number of pumps per day

Количество работающих насосов	Длительность работы, ч/сут	
	с использованием традиционных алгоритмов	при работе с учетом КПД насоса
1	—	4,8
2	16	11,6
3	8	7,6

К недостаткам предлагаемого метода можно отнести необходимость использования паспортных характеристик насосных агрегатов в расчетах. Это снижает точность метода при работе с изношенными насосными агрегатами.

ВЫВОДЫ

1. КПД работы повысительной насосной станции, оснащенной группой насосных агрегатов, изменяется в зависимости от режима водопотребления и может быть значительно меньше паспортных значений. Это вызвано тем, что регулируемые насосные агрегаты выходят за пределы своей рабочей области и работают с крайне малыми расходами.

2. В ходе исследования выявлено, что если насосный агрегат работает с низким КПД, его влияние на уровень выходного давления станции минимально. При его отключении нагрузка перераспределяется между оставшимися насосными агрегатами и существенного падения давления на выходе насосной станции не происходит.

3. При исключении неэффективных режимов работы насосных агрегатов с использованием автоматизированных систем управления общее энергопотребление насосной станции снижается в среднем на 8–10 % (по результатам исследований на локальных повысительных насосных станциях в г. Минске). В процессе управления можно производить анализ правильности подбора насосных агрегатов под фактические режимы работы насосной станции, а также оценивать целесообразность замены насосных агрегатов на новые.

ЛИТЕРАТУРА

1. Карелин, В. Я. Насосы и насосные станции. 2-е изд., перераб. и доп. / В. Я. Карелин, А. В. Минаев. М.: Стройиздат, 1986. 320 с.
2. Строительные нормы Республики Беларусь. Водоснабжение питьевое. Общие положения и требования: СНБ 4.01.01–03. Минск: Минстройархитектуры, 2003. 22 с.
3. Лезнов, Б. С. Экономия электроэнергии в насосных установках / Б. С. Лезнов. М.: Энергоатомиздат, 1991. 144 с.

4. Петросов, В. А. Устойчивость водоснабжения / В. А. Петросов. Харьков: Издательский дом «Фактор», 2007. 360 с.
5. KSB Know-How. Volume 5. Planning Information for Pressure Booster Systems [Electronic resource]. Mode of Access: <https://www.ksb.com/blob/18190/7c8b470ca972d3093491b5219d56cafd/band-5-en-planungshinweise-druckerhoehungsanlagen-data.pdf>. Date of Access: 03.07.2016.
6. Здор, Г. Н. Задачи оптимального управления на локальных повысительных насосных станциях / Г. Н. Здор, А. В. Синицын // Автоматизация и роботизация процессов и производств: материалы Республ. науч.-практ. семинара. Минск: Бизнесофсет, 2014. С. 127.
7. Здор, Г. Н. Управление режимами работы повысительных насосных станций в функции реального давления у потребителя / Г. Н. Здор, А. В. Синицын, Р. С. Кадемик // Инновационные технологии, автоматизация и мехатроника в машино- и приборостроении: материалы III междунар. науч.-практ. конф. / редкол.: Ф. И. Пантелеенко [и др.]. Минск: Бизнесофсет, 2015. С. 150.
8. Насосы динамические. Методы испытаний: ГОСТ 6134–2007 (ИСО 9906–1999). Введ. 01.01.2012. М.: Стандартиформ, 2004. 102 с.
9. Устройства и системы телемеханики. Ч. 5: Протоколы передачи. Разд. 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870-5-101 с использованием стандартных транспортных профилей: ГОСТ Р МЭК 60870-5-104–2004. Введ. 01.07.2005. М.: ИПК Изд-во стандартов, 2004. 45 с.
10. Онищенко, Г. Б. Электропривод турбомеханизмов / Г. Б. Онищенко, М. Г. Юнько. М.: Энергия, 1972. 240 с.

Поступила 08.08.2016 Подписана в печать 17.10.2016 Опубликовано онлайн 31.01.2017

REFERENCES

1. Karelin V. Ya., Minaev A. V. (1986) *Pumps and Pump Station*. 2nd ed. Moscow, Stroiizdat Publ. 320 (in Russian).
2. Construction Norms of the Republic of Belarus 4.01.01–03 (2003) Drinking Water-Supply. General Provisions and Requirements. Minsk: Ministry of Architecture and Construction of the Republic of Belarus. 22 (in Russian).
3. Leznov B. S. (1991) *Electricity Saving in the Pump Installations*. Moscow, Energoatomizdat. 144 (in Russian).
4. Petrosov V. A. (2007) *Sustainability of Water Supply*. Kharkov, Factor Publ. 360 (in Russian).
5. KSB Know-How. Volume 5. Planning Information for Pressure Booster Systems. Available at: <https://www.ksb.com/blob/18190/7c8b470ca972d3093491b5219d56cafd/band-5-en-planungshinweise-druckerhoehungsanlagen-data.pdf>. (Accessed 3 July 2016).
6. Zdor G. N., Sinitsyn A. V. (2014) Objectives of the Optimal Control in the Local Boosting Pump Stations. *Avtomatizatsiia i Robotizatsiia Protsessov i Proizvodstv: Mater. Respubl. Nauch.-Prakt. Sem.* [Automation and Robotics Processes and Production. Materials of the Republic Scientific-and-Practical Seminar] Minsk, Biznesofset Publ. 127 (in Russian).
7. Zdor G. N., Sinitsyn A. V., Kademik R. S. (2015) Operating Mode Control of the Booster Pump Station as a Function of the Actual Pressure at the Side of the Customer. *Innovatsionnye Tekhnologii, Avtomatizatsiia i Mekhatronika v Mashino- i Priborostroenii: Mater. III Mezhdunar. Nauch.-Prakt. Konf.* [Innovation Technologies, Automation and Mechatronics in Mechanical and Instrument Engineering: Proceeding of the 3rd International Scientific-and-Practical Conference]. Minsk, Biznesofset Publ. 150 (in Russian).
8. State Standard 6134–2007 (ISO 9906–1999) (2004). Dynamic Pumps. Test Methods. Minsk, Standartinform. 102 (in Russian).
9. State Standard R IEC 60870-5-104–2004 (2004) Telecontrol Equipment and Systems. Part 5. Transmission Protocols. Section 104. Network Access for IEC 60870-5-101 Using Standard Transport Profiles. Moscow, Standard Publ. House. 45 (in Russian).
10. Onishenko G. B., Yunko M. G. (1972) *The Electric Drive of Turbo Mechanism*. Moscow, Energiya. 240 (in Russian).

Received: 8 August 2016

Accepted: 17 October 2016

Published online: 31 January 2017

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-67-76

УДК 621.311

Когенерационные возможности повышения эффективности микроТЭС на базе двигателей внутреннего сгорания с воздушным охлаждением

П. А. Щинников¹⁾, Д. С. Синельников¹⁾

¹⁾Новосибирский государственный технический университет (Новосибирск, Российская Федерация)

© Белорусский национальный технический университет, 2017
Belarusian National Technical University, 2017

Реферат. Рассмотрены возможности работы генераторов электрического тока на базе двигателей внутреннего сгорания с воздушным охлаждением в условиях когенерации, когда с отпуском электроэнергии обеспечивается отпуск теплоты в различных вариантах. Такие установки, как правило, выполняются на основе карбюраторных двигателей внутреннего сгорания (т. е. в качестве топлива используется бензин). Могут применяться в быту профессиональными строителями, геологами, военными и спасателями в зоне чрезвычайных ситуаций, на территориях с отсутствием инфраструктуры. В основе установки использован бензогенератор «Хитачи-2400» с воздушным охлаждением мощностью 2,4 кВт. Представлены основные методические положения для исследования микроТЭС на базе двигателей внутреннего сгорания с воздушным охлаждением, в основе которых лежат балансовые уравнения. При работе установки обеспечивается измерение всех температур и расходов рабочих сред для определения тепловых потоков в соответствии с предложенной методикой. Представлены технические характеристики теплообменных аппаратов для утилизации теплоты отработавших дымовых газов. Построены энергетические диаграммы, иллюстрирующие полезный эффект от применения различных теплообменных аппаратов. Когенерационные возможности установки обеспечиваются, во-первых, отпуском теплоты с охлаждающим цилиндр двигателя внутреннего сгорания воздухом, во-вторых, отпуском теплоты с горячей водой, нагретой за счет утилизации теплоты уходящих дымовых газов, и в-третьих, в расчетном варианте – отпуском теплоты с воздухом, последовательно нагретым за счет охлаждения головки цилиндра, а затем – за счет утилизации теплоты уходящих газов. Показано, что коэффициент использования теплоты топлива может быть увеличен с 0,22 до 0,50–0,60 в зависимости от принятого технического решения.

Ключевые слова: микроТЭС, когенерация, двигатель внутреннего сгорания, воздушное охлаждение, тепловая пушка, коэффициент полезного действия

Для цитирования: Щинников, П. А. Когенерационные возможности повышения эффективности микроТЭС на базе двигателей внутреннего сгорания с воздушным охлаждением / П. А. Щинников, Д. С. Синельников // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60, № 1. С. 67–76. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-67-76

Адрес для переписки

Щинников Павел Александрович
Новосибирский государственный
технический университет
просп. К. Маркса, 20,
630073, г. Новосибирск, Российская Федерация
Тел.: +7 383 346-11-42
dekanat@power.nstu.ru

Address for correspondence

Shchinnikov Pavel A.
Novosibirsk State
Technical University
20 K. Marks Ave.,
630073, Novosibirsk, Russian Federation
Tel.: +7 383 346-11-42
dekanat@power.nstu.ru

Cogeneration Opportunities to Improve the Efficiency of Micro Heat Power Plants Based on Air Cooled Internal Combustion Engines

P. A. Shchinnikov¹⁾, D. S. Sinelnikov¹⁾

¹⁾Novosibirsk State Technical University (Novosibirsk, Russian Federation)

Abstract. The possibilities of operation of electric generators based on internal combustion engines with air cooling under conditions of cogeneration, when, along with the electricity, heat release in different embodiments is provided. Such facilities are usually realized on the basis of gasoline internal combustion engines (i.e. gasoline is used as a fuel). They can be used in the household, by professional builders, geologists, the military and rescuers in the area of emergencies and in areas with a lack of infrastructure. The basis of the facility is the gasoline generator Hitachi-2400 with an air-cooled power of 2.4 kW. The basic methodology for the study of micro-thermal power plants based on an air-cooled internal combustion engine which is based on balance equations is presented. The facility operation ensures the measurement of all temperatures and expenses of operating environments for determining heat flow in accordance with the proposed methodology. The specifications of heat exchangers for utilizing the heat of exhaust flue gases are presented. The energy diagram illustrating the useful effect of the application of various heat exchangers are plotted. Cogeneration possibilities of the facility are provided, firstly, by the release of heat with the air that cools a cylinder of the internal combustion engine, and, secondly, by the release of heat of hot water heated by utilizing the heat of the leaving flue gases, and, thirdly, in the calculated version, by the release of heat with air that is sequentially heated due to the cooling of the cylinder head and then by utilizing the heat of exhaust gases. It is demonstrated that the fuel heat utilization factor can be increased from 0.22 to 0.50–0.60, depending on the adopted technical solutions.

Keywords: micro heat power plant (micro-hpp), cogeneration, internal combustion engine, air-cooled, heat gun, efficiency

For citation: Shchinnikov P. A., Sinelnikov D. S. (2017) Cogeneration Opportunities to Improve the Efficiency of Micro Heat Power Plants Based on Air Cooled Internal Combustion Engines. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (1), 67–76. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-67-76 (in Russian)

Повышение эффективности топливоиспользующих энергетических установок на базе двигателей внутреннего сгорания (ДВС) – актуальная задача. Варианты повышения эффективности энергетических установок на базе ДВС являются: обеспечение когенерации [1–5], когда от теплоэнергетической установки потребителю отпускаются электроэнергия и теплота от контура охлаждения ДВС; тригенерация [6], когда в дополнение к указанным отпускам установка генерирует холод. В основе этих установок лежит работа ДВС с водяным контуром охлаждения. Вместе с тем на рынке широко представлен ряд микроТЭС (или бензогенераторов) на основе ДВС карбюраторного типа с воздушным охлаждением. Такие установки применяются в любое время года в быту, профессиональными строителями, геологами, военными и спасателями в зоне чрезвычайных ситуаций, на территориях с отсутствием инфраструктуры. В [7, 8] отмечено, что применение когенерации для таких микроТЭС увеличивает коэффициент использования теплоты топлива.

В данной статье приводятся результаты экспериментального исследования когенерационных возможностей бензогенератора на базе ДВС карбюраторного типа с воздушным охлаждением «Хитачи-2400» мощностью 2,4 кВт. Когенерационные возможности установки обеспечиваются, во-первых, отпуском теплоты с охлаждающим цилиндр ДВС воздухом, во-вторых, отпуском теплоты с горячей водой, нагретой за счет утилизации теплоты уходящих дымовых газов, и, в-третьих, в расчетном варианте – отпуском теплоты с воздухом, последовательно нагретым за счет охлаждения головки цилиндра, а затем – за счет утилизации теплоты уходящих газов (рис. 1).

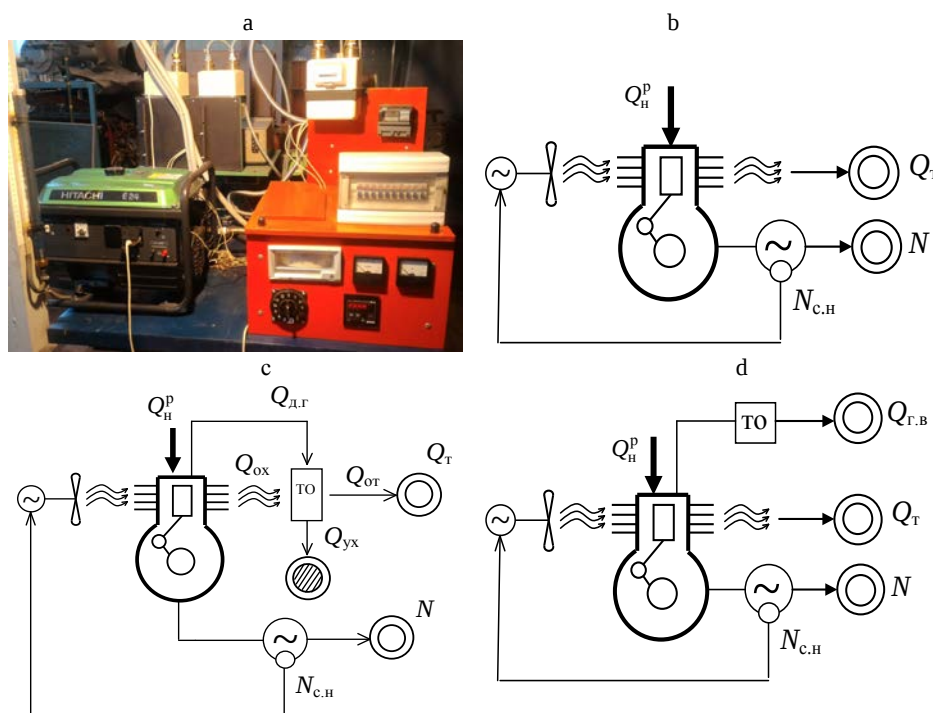


Рис. 1. Общий вид и схемы когенерационной установки на базе двигателя внутреннего сгорания с воздушным охлаждением: а – общий вид экспериментального стенда; б – схема без утилизации теплоты отработавших дымовых газов; в, д – схема с утилизацией теплоты отработавших дымовых газов в газоздушном и газоводяном теплообменниках;

ТО – теплообменник; Q_H^p – низшая рабочая теплота сгорания топлива;

$Q_{г.в}$, Q_T , N , $N_{с.н}$ – нагрузка горячего водоснабжения, теплофикационная, электрическая и собственных нужд соответственно; Q_{ox} , $Q_{от}$, $Q_{д.г}$, Q_{yx} – тепловые потоки с воздухом, охлаждающим головку цилиндра двигателя, воздухом, отпускаемым потребителю теплоты, дымовыми газами, отработавшими в камере сгорания двигателя, и уходящими дымовыми газами

Fig. 1. General view and different schemes of air-cooled cogeneration plants based on internal combustion engine: а – general view of the experimental stand; б – the one without utilization of the heat of exhaust flue gases; в, д – the one with utilization of the heat of the exhaust flue gases in the gas-air and gas-water heat exchanger; ТО – heat exchanger; Q_H^p – lower operating heat of fuel combustion; $Q_{г.в}$, Q_T , N , $N_{с.н}$ – hot water supply, cogeneration, electricity and own needs load, respectively; Q_{ox} , $Q_{от}$, $Q_{д.г}$, Q_{yx} – heat flows from the air, cooling the cylinder head of the engine with the air released to the consumer of heat, flue gas exhaust in the combustion chamber of the engine, the leaving flue gas

Распределение теплоты, полученной при сгорании вводимого в цилиндр топлива, называют тепловым балансом, который определяется экспериментальным путем. Уравнение теплового баланса имеет вид

$$Q = Q_e + Q_{г.в} + Q_г + Q_{пот} + Q_{от} + Q_{ост}, \quad (1)$$

где Q – теплота топлива, введенная в двигатель; Q_e – то же, превращенная в полезную работу; $Q_{от}$ – то же с охлаждающим агентом (водой или воздухом), направленная на нужды отопления; $Q_{г.в}$ – то же с горячей водой на нужды горячего водоснабжения (ГВС) (при наличии контура утилизации теплоты отработавших газов); $Q_г$ – то же, потерянная с отработавшими газами; $Q_{пот}$ – то же, потерянная в окружающую среду через стенки системы эвакуации дымовых газов; $Q_{ост}$ – остаточный член баланса, который равен сумме всех неучтенных потерь.

Количество располагаемой (введенной) теплоты

$$Q = \frac{B_i Q_i^p}{\tau}, \quad (2)$$

где τ – время, с; B_i – определяется по формуле

$$B_i = B_{изм} \rho \cdot 10^{-6}, \quad (3)$$

i – режим в зависимости от нагрузки; ρ – плотность топлива, кг/м³ ($\rho = 725\text{--}780$ кг/м³ – плотность жидкого топлива).

Теплота, превращенная в полезную работу:

$$Q_e = N_e. \quad (4)$$

Теплота, теряемая с отработавшими газами:

$$Q_г = \frac{V_г c_{pг} t_г}{\tau}, \quad (5)$$

где $V_г$ – расход газов, м³/кг; $c_{pг}$ – средняя объемная теплоемкость газов при постоянном давлении, кДж/(м³·К); $t_г$ – температура отработавших газов, °С.

Теплоту, отведенную от ДВС обдувающим воздухом (отопительная нагрузка), и потери теплоты находим по следующим формулам:

$$Q_{от} = Q_{от1} + Q_{от2} = \alpha F_{ц} \Delta t + V_в c_{pв} t_в; \quad (6)$$

$$Q_{пот} = \alpha F_{то} \Delta t, \quad (7)$$

где $F_{ц}$, $F_{то}$ – площадь поверхности головки цилиндра ДВС и поверхности теплообменника соответственно; α – коэффициент теплоотдачи; Δt – соответствующий температурный напор; $V_в$, $c_{pв}$, $t_в$ – расход, изобарная теплоемкость и температура нагретого (отопительного) воздуха; $Q_{от1}$ – теплота от

охлаждения головки цилиндра двигателя; $Q_{от2}$ – теплота от охлаждения дымовых газов в специальном теплообменнике.

В (6) теплота, направленная с воздухом на отопление, учитывает $Q_{от1}$ и $Q_{от2}$. Теплота, отведенная на нужды горячего водоснабжения:

$$Q_{г.в} = Gc_p \Delta t, \quad (8)$$

где G – расход воды через теплообменник; c_p – изобарная теплоемкость воды; Δt – температурный напор на теплообменнике.

Остаточный член теплового баланса определим по формуле

$$Q_{ост} = Q - (Q_e + Q_{г.в} + Q_{г} + Q_{пот} + Q_{от}). \quad (9)$$

Показатели эффективности установки с учетом [9, 10] оцениваются следующим образом.

Электрический КПД учитывает все виды потерь и не учитывает отпуск теплоты

$$\eta_e = \frac{N_e}{B_i Q_H^p}. \quad (10)$$

Удельный расход условного топлива на выработку электроэнергии, кг/(кВт·ч), рассчитывается по формуле

$$b_y = \frac{0,123}{\eta_e}. \quad (11)$$

Коэффициент использования теплоты топлива

$$\eta = \frac{Q_e + Q_{от} + Q_{г.в}}{B_i Q_H^p}. \quad (12)$$

В (12) в числителе первое слагаемое учитывает отпуск только электроэнергии (электрический КПД), второе и третье слагаемые обеспечивают учет эффекта когенерации за счет отпуска теплоты на отопление и на нужды горячего водоснабжения.

Технические характеристики теплообменных аппаратов для утилизации теплоты отработавших дымовых газов представлены в табл. 1, а их внешний вид – на рис. 2. Теплообменник для нагрева воздуха – это аппарат пластинчатого типа, у которого оребрение расположено со стороны нагреваемого воздуха при реализации многократно перекрестного тока (рис. 2а). Теплообменник для нагрева воды (рис. 2б) представляет собой кожухотрубный аппарат, в котором по медным трубам диаметром 8 мм движется нагреваемая вода, а в межтрубном пространстве – дымовые газы.

При работе установки обеспечивалось измерение всех температур и расходов рабочих сред для определения тепловых потоков в соответствии с предлагаемой методикой. Схема измерений установки подробно представлена в [7]. Тепловой нагрузкой для отопления было помещение объемом

150 м³, в которое поступал нагретый воздух. Тепловая нагрузка по горячему водоснабжению обеспечивалась непрерывным сливом нагретой в теплообменнике сетевой воды, а уходящие газы через газоход выводились в атмосферу.

Таблица 1

Технические характеристики теплообменных аппаратов

Technical characteristics of heat exchangers

Наименование показателя	Тип аппарата	
	Газо-газовый	Газо-водяной
Тепловая мощность, Вт	2700	3500
Расход дымовых газов, м ³ /с	0,0045	
Скорость дымовых газов, м/с	25	–
Расход воды, л/ч	–	220
Площадь поверхности нагрева, см ²	1100/2500*	1140
Материал труб/корпуса	Сталь/сталь	Медь/сталь
Площадь корпуса, см ²	1770	1032
Внешние размеры, мм	260×170×40	250×125×125
Температура газов: вход/выход, °С	410/80	410/77
Температура воды: вход/выход, °С	–	23/38
Температура воздуха: вход/выход, °С	64/95**	–
* Больше значение соответствует стороне оребрения.		
** При расходе ~0,02 м ³ /с.		

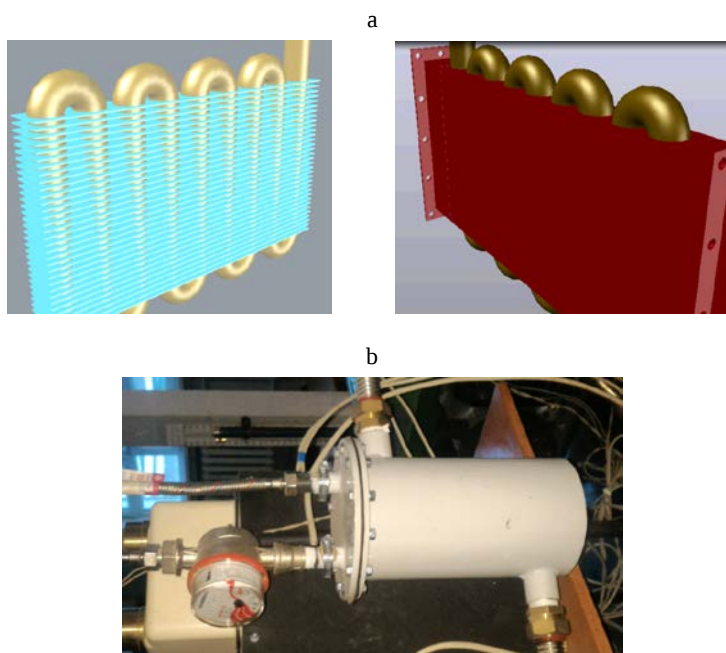


Рис. 2. Внешний вид теплообменных аппаратов: а – пластинчатый теплообменник для нагрева воздуха; б – кожухотрубный теплообменник для нагрева воды

Fig. 2. Outward appearance of heat exchangers: а – plate heat exchanger for heating the air; б – shell and tube heat exchanger to heat the water

Энергетическая диаграмма (рис. 3) работы установки иллюстрирует полезный эффект (стрелки вверх) и потери (стрелки вправо). КПД микроТЭС по отпуску электроэнергии составил $\eta_e \approx 22\%$, а остаточный член баланса $Q_{ост}$ включает в себя неполноту сжигания топлива на уровне 1,5 кВт ($> 14\%$).

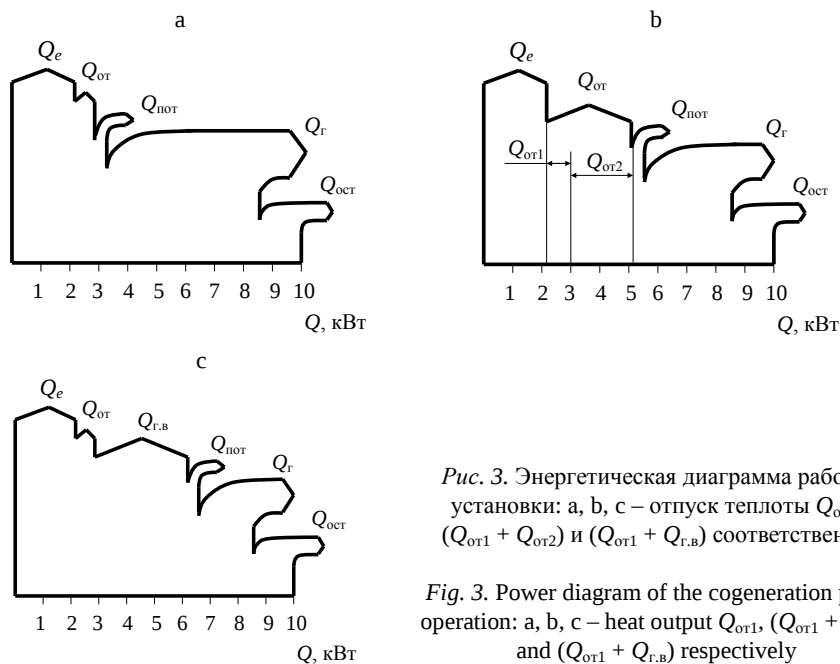


Рис. 3. Энергетическая диаграмма работы установки: а, б, с – отпуск теплоты $Q_{от1}$, $(Q_{от1} + Q_{от2})$ и $(Q_{от1} + Q_{г.в})$ соответственно

Fig. 3. Power diagram of the cogeneration plant operation: а, б, с – heat output $Q_{от1}$, $(Q_{от1} + Q_{от2})$ and $(Q_{от1} + Q_{г.в})$ respectively

По рис. 3 можно видеть, как меняется полезный эффект в зависимости от исполнения когенерационной установки. Следует отметить, что тепловой поток $Q_{г.в}$ (рис. 3с), по существу, является некоторым резервом исследуемой установки, который может быть использован после ее модернизации. Реальное применение когенерации для таких установок предпочтительно при нагреве воздуха внутри помещений, например технологический нагрев при малоэтажном строительстве в начальной стадии, когда отсутствует инфраструктура [8–11], нагрев штабной или медицинской палатки в зоне чрезвычайной ситуации и т. п. При этом воздух в теплообменник подают нагретым до $64\text{ }^{\circ}\text{C}$ (табл. 1) за счет охлаждения головки цилиндра двигателя, температура которой составляет $77\text{ }^{\circ}\text{C}$. После теплообменника температура воздуха может меняться в зависимости от его расхода в диапазоне $70\text{--}95\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Работа установки по схеме, представленной на рис. 1б, обеспечивает нагрев помещения объемом 150 м^3 на $3\text{ }^{\circ}\text{C}$ за 35–40 мин, а работа по схеме рис. 1с – увеличение теплового потока на отопление более чем в три раза (рис. 3б).

Когенерационный эффект растет с увеличением отопительной нагрузки (рис. 4), что очевидно и объясняется конструктивными особенностями бензогенераторов, когда независимо регулируется только электрическая нагрузка. Вместе с тем коэффициент использования теплоты топлива может быть увеличен с 0,22 до 0,50–0,60 для исследуемой установки (рис. 4). Некоторое снижение $\eta_{\text{нетто}}$ с ростом отопительной нагрузки обусловлено работой вентилятора, обеспечивающего перекачку нагреваемого воздуха и доставку его потребителю.

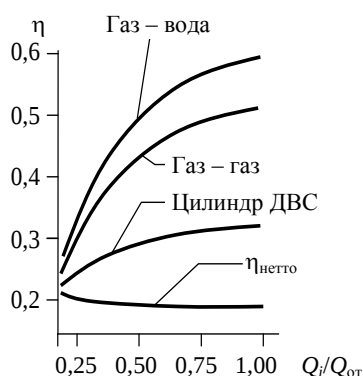


Рис. 4. Изменение эффективности (коэффициента использования теплоты топлива) микроТЭС в зависимости от отопительной нагрузки

Fig. 4. The alteration of efficiency (utilization rate of fuel heat) of a micro heat power plant, depending on the heating load

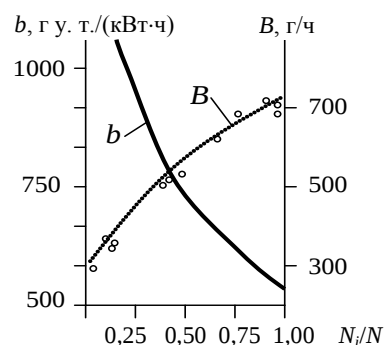


Рис. 5. Удельный (b) и массовый (B) расходы топлива теплоэнергетической установкой

Fig. 5. Specific (b) and mass (B) fuel consumption of thermal power plants

Расход топлива во всех случаях неизменен и не превышает 700 г/ч на нагрузках, близких к номинальным, что соответствует ~500 г у. т./(кВт·ч) отпускаемой электроэнергии (рис. 5). Отпуск теплоты в предложенном подходе является «даровым».

ВЫВОДЫ

1. Представлены основные методические положения для исследования микроТЭС на базе двигателей внутреннего сгорания с воздушным охлаждением, в основе которых лежат балансовые уравнения.
2. Предложены технические решения, обеспечивающие повышение коэффициента использования теплоты топлива для микроТЭС на базе двигателей внутреннего сгорания с воздушным охлаждением за счет когенерации.
3. Коэффициент использования теплоты топлива может быть увеличен с 0,22 до 0,50–0,60 в зависимости от варианта технического решения для установки мощностью 2,4 кВт.

ЛИТЕРАТУРА

1. Суда́вный, А. С. Развитие когенерации в контексте концепции интеллектуального распределения / А. С. Суда́вный // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2014. № 8. С. 117–120.
2. Интеграционные технологии при создании малых электротехнических систем и комплексов на основе методологии когенерации / Л. Н. Ахтулова [и др.] // Омский научный вестник. 2014. № 2 (130). С. 145–150.
3. Денисов-Винский, Н. Д. Мини-ТЭЦ как надежное средство решения проблемы энергообеспечения / Н. Д. Денисов-Винский // Энергобезопасность и энергосбережение. 2007. № 2. С. 10–18.
4. Ерофеев, В. Л. Термодинамические пределы энергоэффективности теплоэнергетических установок / В. Л. Ерофеев, А. С. Пряхин // Вестник Государственного университета морского и речного флота имени адмирала С. О. Макарова. 2013. № 2. С. 33–38.
5. Современное состояние когенерации в России: обзор публикаций, перспективное направление исследований / А. В. Казаков [и др.] // Теплофизические основы энергетических технологий: сб. науч. трудов IV Всероссийской науч.-практ. конф. с междунар. участием. Томск: Томский политехн. ун-т, 2013. С. 321–329.
6. Тонкошкур, А. Г. Обоснование принципов тригенерации на основе комбинирования ГТУ с АБХМ / А. Г. Тонкошкур, Е. И. Муслимов // Проблемы теплоэнергетики: сб. науч. трудов по материалам XII междунар. науч.-техн. конф. Саратов: Саратовский гос. техн. ун-т, 2014. Вып. 3. С. 203–206.
7. Синельников, Д. С. Эффективность когенерационной теплоэнергетической установки на базе ДВС с воздушным охлаждением / Д. С. Синельников, П. А. Щинников // Теплоэнергетика и теплотехника: сб. науч. трудов. Новосибирск: Изд-во Новосибирского гос. техн. ун-та, 2015. Вып. 19. С. 159–167.
8. Щинников, П. А. Методика оценки технико-экономической эффективности когенерационных установок на базе ДВС с воздушным охлаждением / П. А. Щинников, В. Г. Томилов, Д. С. Синельников // Научный вестник Новосибирского государственного технического университета. 2015. № 2. С. 134–143.
9. Ноздренко, Г. В. Тепловая электростанция на базе ДВС: метод. указания / Г. В. Ноздренко, Ю. И. Шаров, И. В. Бородихин. Новосибирск: Изд-во Новосибирского гос. техн. ун-та, 2008. 39 с.
10. Григорьева, О. К. Расчет тепловых схем теплофикационных паротурбинных установок: метод. указания / О. К. Григорьева, О. В. Боруш. Новосибирск: Изд-во Новосибирского гос. техн. ун-та, 2014. 63 с.
11. Щинников, П. А. Энергоснабжение при малоэтажном строительстве при отсутствии инфраструктуры = Power Supply in the Low-Rise Construction in the Lack of Infrastructure / П. А. Щинников, Д. С. Синельников // Известия высших учебных заведений. Строительство. 2015. № 7. С. 58–64.

Поступила 03.03.2016 Подписана в печать 06.06.2016 Опубликовано онлайн 31.01.2017

REFERENCES

1. Sudavniy A. S. (2014) Development of Cogeneration in the Context of the Concept of Intellectual Distribution. *Izvesiya Tulskogo Gosudarstvennogo Universiteta. Tekhnicheskiye Nauki* [Proceedings of Tula State University. Technical Sciences], (8), 117–120 (in Russian).
2. Akhtulova L. N., Akhtulov A. L., Leonov E. N., Petukhova N. N., Smirnov S. I. (2014) Integration Technologies Used for Creation of Small Electrotechnical Systems and Complexes on the Basis of Cogeneration Methodology. *Omskiy Nuchniy Vestnik* [Omsk Science Herald], 130 (2), 145–150 (in Russian).

3. Denisov-Vinski N. D. (2007) Mini-CHP as a Reliable Remedy of Solving the Problems of Power Supply. *Energobezopasnost i Energosbieriezheniye* [Power Safety and Power Saving], (2), 10–18 (in Russian).
4. Yerofiev V. L., Pryakhin A. S. (2013) Thermodynamic Limits of Efficiency of Thermal Power Facilities. *Vestnik Gosudarstvennogo Universiteta Morskogo i Rechnogo Flota Imeni Admirala S. O. Makarova* [Herald of the State University of Sea and River Fleet Named After Admiral S. O. Makarov], (2), 33–38 (in Russian).
5. Kazakov A. V., Zavorin A. S., Novoselcev P. Ju., Tabakaev R. B. (2013) Present State of Cogeneration in Russia: a Review of Publications, a Promising Direction of Research. *Teplofizicheskie Osnovy Jenergeticheskikh Tehnologij. Sbornik Nauchnyh Trudov IV Vserossijskoj Nauchno-Prakticheskoy Konferencii s Mezhdunarodnym Uchastiem* [Thermophysical Fundamentals of Power Technologies. Collection of Scientific Papers IV All-Russian Scientific-Practical Conference with International Participation]. Tomsk, Tomsk Polytechnic University, 321–329 (in Russian).
6. Tonkoshkur A. G., Muslimov Ye. I. (2014) Justification of the Principles of Trigeneration Based on a Combination of GTU with AFM. *Problems of Heat Power Engineering: Collected Works of the XII International Scientific-and-Technical Conference*. Saratov, Saratov State Technical University, Issue 3, 203–206 (in Russian).
7. Sinelnikov D. S., Shchinnikov P. A. (2015) The Efficiency of Cogeneration Heat and Power Facilities Based on Internal Combustion Engines with Air Coolin. *Heat Power Engineering: Collected Works*. Novosibirsk, Novosibirsk State Technical University Publ., Issue 19, 159–167 (in Russian).
8. Shchinnikov P. A., Tomilov P. A., Sinelnikov D. S. (2015) Method of Evaluation of Technical and Economic Efficiency of the Cogeneration Facilities Based on Internal Combustion Engines with Air Cooling. *Nauchny Vestnik Novosibirskogo Gosudarstvennogo Tekhnicheskogo Universiteta* [Science Herald of Novosibirsk State Technical University], (2), 134–143 (in Russian).
9. Nozdrenko G. V., Sharov Yu. I., Borodikhin I. V. (2008) *Thermal Power Plant Based on of the Internal Combustion Engine*. Novosibirsk, Novosibirsk State Technical University Publ. 39 (in Russian).
10. Grigorieva O. K., Borush O. V. (2014) *Calculation of Thermal Schemes of Cogeneration Steam Turbines*. Novosibirsk, Novosibirsk State Technical University Publ. 63 (in Russian)
11. Shchinnikov P. A., Sinelnikov D. S. (2015) Power Supply of Low-Rise Construction in the Absence of Infrastructure. *Izvestija Vysshih Uchebnyh Zavedenij. Stroitelstvo* [News of Higher Educational Institutions. Construction], (7), 58–64 (in Russian).

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-77-96

УДК 622.276

О некоторых особенностях энергоснабжения жилых зданий в отопительный период

С. Н. Осипов¹⁾, В. М. Пилипенко¹⁾

¹⁾ГП «Институт жилища – НИПТИС имени Атаева С. С.» (Минск, Республика Беларусь)

© Белорусский национальный технический университет, 2017
Belarusian National Technical University, 2017

Реферат. Большой удельный вес потребления различных видов энергии жилым сектором, особенно в отопительный период, делает уже недостаточным для реальной экономии энергоресурсов повышение энергоэффективности только зданий без учета потерь топлива при существенном уменьшении почасовой нагрузки на электрогенераторы, особенно ночью. Поэтому в Беларуси с целью привлечения потребителей тарифы на электроэнергию для отопления в ночное время (с 23:00 до 6:00 ч) в три раза дешевле, чем в остальное. Значительно увеличить потребление электроэнергии в ночное время можно путем использования аккумуляторов теплоты для отопления и горячего водоснабжения жилого сектора. Особенно эффективны аккумуляторы теплоты на воде и напольного отопления, что позволяет использовать теплоноситель с температурой 40 °С и увеличивает полезный запас теплоты. Применение аккумуляторов теплоты для суточного отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий существенно снижает стоимость создания инфраструктуры территории под застройку благодаря отмене необходимости прокладки распределительной сети тепло- или газоснабжения. Необходимостью использования аккумуляторов теплоты является повышение средневзвешенной по времени температуры наружного воздуха, которое для г. Минска в отопительный период составляет в среднем около 0,1 °С в год и за последние 20 лет привело к уменьшению необходимой тепловой нагрузки помещений примерно на 10 %. Для успешного применения аккумуляторов теплоты следует провести научные и проектные работы по выбору наиболее эффективных вариантов их обустройства и использования в зданиях различного назначения. При этом строителям, энергетикам и эксплуатационникам необходимо совместно определить временные, технические и экономические условия зарядки и использования аккумуляторов теплоты.

Ключевые слова: отопление, горячее водоснабжение, аккумулятор теплоты, генератор электроэнергии, ночной режим, тепловой насос, технико-экономическая эффективность

Для цитирования: Осипов, С. Н. О некоторых особенностях энергоснабжения жилых зданий в отопительный период / С. Н. Осипов, В. М. Пилипенко // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60, № 1. С. 77–96. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-77-96

Адрес для переписки

Осипов Сергей Николаевич
ГП «Институт жилища – НИПТИС
имени Атаева С. С.»
ул. Ф. Скорины, 15б,
220114, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 263-81-91
up-niptis@rambler.ru

Address for correspondence

Osipov Sergey N.
UE “Institute of Housing – NIPTIS
named after Ataev S. S.”
15b F. Skoriny str.,
220114, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 263-81-91
up-niptis@rambler.ru

Some Features of the Power Supply of Residential Buildings during the Heating Season

S. N. Osipov¹⁾, V. M. Pilipenko¹⁾

¹⁾UE “Institute of Housing – NIPTIS named after Ataev S. S.” (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. A large proportion of consumption of different types of energy by the residential sector, especially in the heating period, makes the energy efficiency of buildings without considering the loss of fuel with a significant reduction in hourly load on the generators, especially at night, already insufficient for real energy savings. Therefore in Belarus, in order to attract the consumer, electricity tariff for heating at night hours (from 11 p.m. to 6.00 a.m.) is three times cheaper than at any other time. Significant increase of the electricity consumption of at night could be achieved by using heat accumulators for heating and hot water supply to the residential sector. Particularly effective are water accumulators of heat and accumulators of underfloor heating that enable to use a coolant with a temperature of 40 °C and to increase the useful supply of heat. The use of heat accumulators for daily heating, ventilation and hot water supply of buildings significantly reduces the cost of creating the infrastructure of the territory under construction by eliminating the necessity of running the distribution network of heat or gas supply. The use of the heat accumulators is necessary due to the increase of the time-weighted average outdoor temperature. The mentioned increase in the City of Minsk in the heating season is of about 0.1 °C per year in average, and as for the last 20 years, the increase has led to a reduction of the required heat load on the premises by about 10 %. Research and project work on choosing the most effective options for the arrangement and use the heat accumulators in buildings of the various functions ought to be fulfilled in order to make the application of heat accumulators successful. In this respect civil and power engineers as well as operators should work together so to determine the chronological, technical and economic conditions of charging and use of heat accumulators.

Keywords: heating, hot water supply, heat accumulator, power generator, night mode, heat pumps, techno-economic efficiency

For citation: Osipov S. N., Pilipenko V. M. (2017) Some Features of the Power Supply of Residential Buildings during the Heating Season. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (1), 77–96. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-77-96 (in Russian)

Известно несколько способов поддержания заданного теплового режима воздушной среды помещения внутри строения посредством регулирования параметров систем отопления и горячего водоснабжения здания [1, 2]. Общим недостатком этих способов является учет только текущих значений температур воздуха внутри и снаружи здания, а также неравномерности потребляемой горячей воды.

Известен способ [3] совместного регулирования систем отопления и горячего водоснабжения с учетом применения балансового коэффициента ($\chi = 1,2$) к среднему уровню расхода теплоты на горячее водоснабжение, основная часть которого должна компенсироваться за счет тепловой инерции зданий. Однако такая компенсация неравномерности, характеризуемая коэффициентом $K_n = 2-3$, применима для жилых зданий старой постройки с массивными стенами и перекрытиями из кирпича и железобетонных плит при небольшом термическом сопротивлении ограждающих конструкций ($R \approx 1,0 \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Вт}$). Для новых зданий с увеличением термического сопротивления наружных ограждений ($R \approx 2,5-3,5 \text{ м}^2 \cdot \text{°C/Вт}$) за счет эффек-

тивной легкой теплоизоляции с незначительной теплоемкостью даже двух-часовой перерыв в отоплении может привести к недопустимому понижению температуры, что является недостатком. Данный способ не учитывает изменений в тепловой нагрузке зданий с изменением времени суток.

Известно регулирование подачи теплоты для здания или группы зданий, горячее водоснабжение которых обеспечивается по централизованной схеме теплоснабжения от ТЭЦ [4], характеризующейся тем, что для здания подается суммарный расчетный максимальный расход теплоты, который соответствует сумме максимального расчетного расхода теплоты на отопление, среднесуточного расхода теплоты на горячее водоснабжение и расчетного расхода теплоты на вентиляцию здания. А при превышении максимального часового расхода теплоты $Q_{г.макс}$ на горячее водоснабжение по отношению к суммарному максимальному расходу теплоты, включающему расчетный расход $Q_{от}$ на отопление в соответствии с наружной температурой, среднесуточный расход теплоты $Q_{г.в}$ на горячее водоснабжение, а также расчетный расход теплоты $Q_{в}$ на вентиляцию здания, дополнительно производят ограничение подачи общего расхода теплоты в здание на уровне $\sum Q_t$ по времени реализации максимального теплопотребления на горячее водоснабжение (в течение которого действует неравенство $Q_{г.макс} > Q_{от} + Q_{г.в} + Q_{в}$) с учетом регулирования в сторону уменьшения подачи теплоты по наружной температуре. При отсутствии отопления в теплый период года регулирование подачи теплоты производят по суточному графику потребления горячей воды. Основным недостатком этого способа является отсутствие выбора режимов работы управляемых источников теплоты для поддержания заданного теплового режима внутри здания (аккумулятор теплоты, тепловой насос, рекуператор «воздух – воздух» и др.) с учетом динамического взаимодействия всех элементов системы. Для поддержания заданного теплового режима в помещении производится выбор режимов работы всех элементов внутридомовых систем электро-, водо-, теплоснабжения, кондиционирования и вентиляции, являющихся источниками поступления теплоты в помещение, с учетом их взаимодействия с целью уменьшения потребления теплоносителя от внешней централизованной системы вплоть до полного самообеспечения с учетом уменьшения стоимости потребляемой электроэнергии в ночное время.

Чтобы обеспечить поддержание необходимого теплового режима, определяют все источники поступления теплоты в помещение, все имеющиеся каналы потерь теплоты в помещении, устанавливают количество поступающей теплоты по каждому ее источнику и количество потерь теплоты по каждому каналу и составляют выражение теплового баланса за определенный промежуток времени Δt для данного помещения, приводя сумму установленных количеств поступающей за промежуток времени Δt в помещение теплоты и потерь теплоты из помещения к 0. Далее обеспечивают режимы работы управляемых элементов внутридомовой системы теплоснабжения с учетом динамического взаимодействия всех элементов

и тепловой энергии системы в соответствии с составленным выражением теплового (энергетического) баланса в виде

$$g_1(\Delta\tau) + g_2(\Delta\tau) + g_3(\Delta\tau) + g_4(\Delta\tau) + g_5(\Delta\tau) + g_6(\Delta\tau) - g_7(\Delta\tau) - g_8(\Delta\tau) \pm \dots \pm g_i(\Delta\tau) = 0, \quad (1)$$

где $g_1(\Delta\tau)$ – поток теплоты из централизованной внешней системы теплоснабжения здания в систему теплоснабжения помещения за промежуток времени $\Delta\tau$, Вт; $g_2(\Delta\tau)$ – то же в помещение из теплового насоса системы теплоснабжения здания за промежуток времени $\Delta\tau$, Вт; $g_3(\Delta\tau)$ – бытовое и техногенное выделение теплоты во внутреннюю атмосферу помещения за промежуток времени $\Delta\tau$, Вт; $g_4(\Delta\tau)$ – поток теплоты в помещение за промежуток времени $\Delta\tau$ от рекуперативного теплообменника «воздух – воздух» или от теплообменника «теплые стоки – холодная вода» при температуре наружного воздуха $t_b > -8$ °C, Вт; $g_5(\Delta\tau)$ – расход теплоты за промежуток времени $\Delta\tau$ на предварительный подогрев наружного воздуха, поступающего в рекуператор, при температуре наружного воздуха t_b менее минус (6–8) °C, Вт; $g_6(\Delta\tau)$ – приход (+) или расход (–) теплоты на тепловом аккумуляторе за промежуток времени $\Delta\tau$, Вт; $g_7(\Delta\tau)$ – потери теплоты в пространство (окружающее помещение) за промежуток времени $\Delta\tau$, Вт; $g_8(\Delta\tau)$ – расход теплоты на подогрев горячей воды за промежуток времени $\Delta\tau$, Вт; $g_i(\Delta\tau)$ – потоки теплоты для помещения из других (или в другие), кроме перечисленных ранее, источников или потребителей энергии в здании, Вт, которые в общем виде при конвективном теплообмене в помещении определяются из выражения

$$g_i(\Delta\tau) = \psi c_{pi} \rho_i (t_{i1} - t_{i2}) q_i(\Delta\tau) \Delta\tau, \quad (2)$$

$g_i(\Delta\tau)$ – поток теплоносителя за промежуток времени $\Delta\tau$, м³/ч; ψ – переводной коэффициент (для кДж и Вт), учитывающий особенности теплопередачи и размерностей входящих величин; $\Delta\tau = \tau_i - \tau_{i+1}$ (τ_i , τ_{i+1} – начальное и конечное значения промежутка $\Delta\tau$ текущего времени, ч); c_{pi} – удельная теплоемкость теплоносителя при постоянном давлении, Дж/(кг·°C); ρ_i – плотность теплоносителя, кг/м³; t_{i1} , t_{i2} – температура прямого и обратного потоков теплоносителя, °C.

Приведенное решение задачи базируется на схеме взаимодействия источников поступления теплоты в помещение, составляющих систему поддержания заданного теплового режима помещения внутри здания. Каждое из слагаемых (1) – сложная функция различных теплотехнических показателей, тем более с учетом нестационарности всех процессов. В качестве характерного примера можно использовать физико-математическую модель помещения здания [5].

Необходимо также учитывать возможные различия в тарифах на электроэнергию в дневное и ночное время, что существенно влияет на режим работы, например тепловых насосов и аккумуляторов теплоты. Учитывая

значительное облегчение ограждающих конструкций строящихся в настоящее время зданий и связанное с этим резкое снижение тепловой инерции, а также высокую суточную неравномерность теплоснабжения, например горячей воды в жилых зданиях, становятся необходимыми учет нестационарности и прогноз теплоснабжения в течение наиболее холодных суток в году в соответствии с климатическими характеристиками региона. Даже размеры земельного отвода для здания могут оказать влияние на схему теплоснабжения, так как от этого зависит возможное количество используемых теплонасосных установок и режимов их работы.

Особый интерес представляет обеспечение жилых зданий горячей водой, потребление которой в течение суток крайне неравномерно, что видно из графика относительного расхода горячей воды по часам суток (рис. 1) [1, рис. 3.3]. При таких условиях режим работы теплового аккумулятора во многом определяется расходом горячей воды по часам суток.

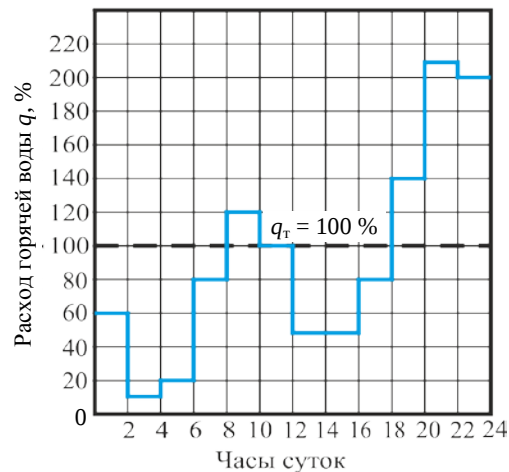


Рис. 1. График относительного расхода горячей воды по часам суток для 36-квартирного жилого дома при 120 потребителях

Fig. 1. Graph of relative hot water consumption per hours of the day for a 36-apartment house with 120 consumers

Большие колебания потребления электроэнергии, особенно в настоящее время, когда многие предприятия работают в одну смену, в немалой степени зависят от жилого сектора, режим потребления электричества в котором во многом напоминает потребление горячей воды (рис. 1) [1]. Если в жилом секторе нет энергоемких производств, то режим потребления электроэнергии зависит от общепринятого временного уклада жизни и световой продолжительности дня, что определяет необходимость утреннего и вечернего электрического освещения, особенно в зимний период времени [6].

С учетом изложенных обстоятельств в определенные, особенно ночные часы суток, потребление электроэнергии может сильно уменьшаться (в несколько раз) по сравнению с дневным пиком нагрузки. Однако необходи-

мость почасового изменения производительности электроагрегатов на КЭС, АЭС и даже ТЭЦ приводит к существенному понижению КПД. Для оценки этих процессов особый интерес представляет монография А. С. Горшкова, в которой подробно анализируется зависимость КПД электрогенераторов КЭС и ТЭЦ от нагрузки [6, с. 69, табл. 5.1; с. 96, табл. 5.14; с. 94, табл. 5.12; с. 122, табл. 7.2]. Согласно этим исследованиям, снижение электрической нагрузки на генератор менее оптимальной всегда приводит к понижению КПД производства электроэнергии. Так, снижение электрической нагрузки в четыре раза уменьшает КПД примерно на 20 %, в три раза – примерно на 15 %, в два раза – примерно на 10 %. Однако реально даже сильно уменьшенное количество вырабатываемой с пониженным КПД электроэнергии необходимо кому-то продавать, а это иногда бывает проблематично. Поэтому при достаточно длительных (в течение 5–7 ч) провалах нагрузки некоторые агрегаты приходится переводить на холостой ход или даже останавливать [7, с. 95, пример 5.10].

Пусковые потери топлива в зависимости от длительности простоя энергоблока сильно изменяются [7, с. 113]. Так, если принять за 100 % потери при пуске после простоя 50 ч, то потери после простоя 15 ч составляют 75 %, а после кратковременного простоя в 5 ч – 50 % (рис. 2). Поэтому остановка блока, связанная со значительной потерей топлива, может быть оправдана сокращением потерь на холостой ход во время снижения нагрузки.

Коэффициенты полезного действия современных турбоагрегатов на КЭС и АЭС обычно не менее 30 %, а на ТЭЦ при отборе части теплоты на теплофикацию могут снижаться до 24 % [7, с. 122, табл. 7.2]. При этом КПД теплофикационной части достигает 97,7 %. В процессе выработки электроэнергии на АЭС КПД примерно такой же, как на КЭС, т. е. 30 %. При проектировании магнетогидродинамического генератора авторы проекта [8] считали возможным достичь КПД = 55 %. Современные газопоршневые электрогенерирующие установки могут достигать КПД = 40–44 % [9].

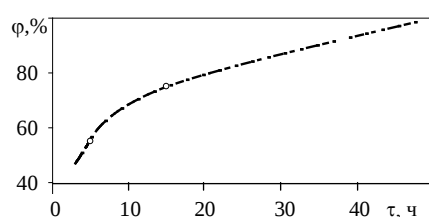


Рис. 2. Влияние простоя турбоагрегата на относительную величину дополнительного расхода топлива: точками обозначены данные из [7, с. 113]

Fig. 2. The impact of downtime of the turbine on the relative value of additional fuel consumption: dots are the data taken from [7, p. 113]

Атомные электростанции по ряду технических причин нуждаются в постоянном режиме работы [10], что определяет необходимость покрытия переменной части графика электрической нагрузки за счет существенного

увеличения потребления какими-то потребителями. Поэтому применение аккумуляторов теплоты, нагреваемых электроэнергией с 23:00 до 6:00 ч каждые сутки для обеспечения суточного режима отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилого сектора, является весьма удобным вариантом в стабилизации режима работы АЭС.

Расчет слагаемых, составляющих уравнение (1), основывается на данных о видах теплоносителя и соответствующих им характеристиках устройств – источников поступления теплоты в помещение, а также имеющихся каналов потерь теплоты в помещении. Такой расчет производится в соответствии с известными рекомендациями и методиками, изложенными, например, в [1]. Мощность теплового потока для $g_3(\Delta\tau)$ зависит как от вида используемых источников бытового и техногенного излучения, так и от их конструкции. Зная их технические характеристики, можно посчитать $g_3(\Delta\tau)$. В частности, поступление теплоты в помещение от искусственного освещения зависит от его эффективности, которая определяется светоотдачей ламп и выражается в люменах на 1 Вт потребляемой мощности (лм/Вт). Например, лампы накаливания мощностью 100 Вт отдают 3 лм/Вт, эффективность светодиодов – 150 лм/Вт. Известна также теплоотдача утюгов, электро- и газоплит и другой техники. При учете суммируемых тепловыделений от источников бытового и техногенного излучения за промежуток времени $\Delta\tau$ считают энергию, переходящую в теплоту $g_3(\Delta\tau)$, поступающую от них в воздух помещения. Касательно искусственного освещения принято считать, что вся энергия, затрачиваемая на его обеспечение, переходит в теплоту, поступающую в воздух помещения.

В качестве примера приведем расчет количества теплоты $g_4(\Delta\tau)$ (Вт) за промежуток времени $\Delta\tau = 3$ ч в помещение от рекуперативного теплообменника «воздух – воздух», установленного в двухкомнатной квартире, при расходе удаляемого воздуха $q_4 = 140$ м³/ч, температура которого $t_1 = 20$ °С, и подаваемого наружного воздуха температурой $t_2 = 0$ °С. Критерием выбора промежутка времени $\Delta\tau = 3$ ч определяем временной период, когда температура наружного воздуха была неизменна и составляла 0 °С. Расчет производили по формуле

$$Q_{4\Delta\tau} = 0,28\eta c_p \rho (t_1 - t_2) q_4 \Delta\tau, \quad (3)$$

где 0,28 – переводной коэффициент (для кДж и Вт); $\eta \approx 0,8$ – коэффициент теплопередачи; c_p – удельная теплоемкость воздуха при постоянном давлении, равная 1 кДж/(кг·град.); $\rho \approx 1,25$ кг/м³ – средняя плотность воздуха.

Тогда $Q_{4\Delta\tau} \approx 2352$ Вт. Однако в этом примере рассмотрен лишь частный случай применения рекуперативного теплообменника «воздух – воздух». Более интересным и новым является использование теплового аккумулятора на обычном теплоносителе – воде, циркулирующей в системе отопления и нагревания горячей воды двухсекционного жилого здания, расчет тепловой нагрузки помещений которого при температуре наружного воздуха $t_n = -25$ °С без необходимой корректировки приведен в [1, с. 19, табл. 1.3].

Такая корректировка необходима ввиду более высоких современных требований к термическому сопротивлению наружных стен ($R_{nc} \geq 3,5 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$ вместо $R_{nc} \geq 2,3 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C}/\text{Вт}$) [1, с. 12, табл. 1.2] и другим строительным элементам. Поэтому основные и добавочные суммарные потери теплоты через отдельные ограждающие конструкции помещений составляют около $\Sigma Q \approx 27000 \text{ Вт}$ вместо $\Sigma Q \approx 35220 \text{ Вт}$ [1, с. 19, табл. 1.3]. При расчете расхода теплоты на нагревание наружного воздуха, подаваемого в жилые и вспомогательные помещения ($Q_i \approx 20570 \text{ Вт}$), не учитывается работа теплообменника «воздух – воздух» с коэффициентом эффективности, по крайней мере, около 0,7, что уменьшает общий необходимый расход теплоты до $Q_i \approx 6200 \text{ Вт}$. В этом случае общая тепловая нагрузка помещений по всему жилому дому вместо $Q_4 = 53540 \text{ Вт}$ составила $Q_4 \approx 35400 \text{ Вт}$, или для одной секции $Q_c = 17700 \text{ Вт}$, что соответствует удельной тепловой нагрузке $q \approx 17700/320 \approx 55 \text{ Вт}/\text{м}^2$. Общая площадь помещений в одной секции расчетного трехэтажного жилого дома составляла $S_c \approx 320 \text{ м}^2$.

Использование аккумуляторов теплоты для отопления жилищ имеет многовековую историю (особенно у славян), выразившуюся в создании русской печи [11, с. 141–147]. Русская печь – универсальный тепловой прибор для отопления и различных хозяйственных целей, а также для обеспечения хорошей вентиляции помещения. Комбинированная русская печь при одной топке в сутки дает теплоотдачу около $4650 \text{ Вт} \cdot \text{ч}$ ($4000 \text{ ккал}/\text{ч}$) [11, с. 143, табл. 42], что обеспечивает отопление жилой площади в $30\text{--}40 \text{ м}^2$. При этом конструкция комбинированной русской печи позволяет в летнее время топить только плиту, предотвращая перегрев помещения. Русская печь «Теплушка-2» [12] может работать на любом топливе, в том числе и каменном угле. Наиболее мощными и удобными были угловые русские печи [13] с массой $G \approx 3800 \text{ кг}$ и объемом около $3,5 \text{ м}^3$. Интересно отметить, что средняя плотность угловой русской печи, являющейся суточным аккумулятором теплоты, примерно соответствует воде. Однако такой русской печи присущи два главных недостатка: относительно большая занимаемая площадь (около 2 м^2) и существенная неравномерность ($\pm 3 \text{ }^\circ\text{C}$ и более) нагревания комнатной атмосферы в течение суток. Этих недостатков лишены системы напольного отопления с жидким теплоносителем и с расположением водяного аккумулятора теплоты в подвале.

В жилом секторе наиболее опасными для людей круглогодичными, приходящими извне, энергоносителями являются горючий газ и электричество, которые при аварийных ситуациях могут вызвать пожары, взрывы, отравления и смерть людей. Свидетельство этого – отравление шести человек в городе Борисове в конце января 2015 г. Особенно следует избегать возможных непосредственных контактов людей, которые могут быть в различном состоянии, с источниками воспламенения и травматизма.

С данной точки зрения отопление на основе водяного теплоносителя является предпочтительнее электрического при подводе электроэнергии к квартирным отопительным приборам (электробатареям, нагреваемым

полам и т. п.). Это также относится и к газоиспользующим приборам (бытовым плитам и духовкам для приготовления пищи, водоподогревателям и квартирным отопителям). Поэтому при использовании нагреваемых полов для отопления желательнее применение водяного теплоносителя с невысокой температурой, протечка которого сразу видна без каких-либо приборов и не представляет опасности для жизни человека.

Большим преимуществом применения греющих полов при использовании аккумуляторов теплоты с электрическим нагревом и тепловых насосов является возможность эффективного применения воды с температурой 30–40 °С [1, с. 34], что позволяет получать не менее 50 % запаса теплоты при нагревании теплоносителя в аккумуляторе до 90–95 °С. При постоянном пребывании людей среднюю температуру поверхности подогреваемого пола помещений следует принимать не выше 26 °С [1, с. 34].

В 60-е гг. XX в. применение нашли системы отопления с греющими панелями [1, с. 216–252], которые могли располагаться в любом ограждении – в полу, потолке, во внутренних и наружных стенах. Плоские панели, расположенные в горизонтальных (межэтажных) перекрытиях, могут одновременно являться греющими полом и потолком [14, с. 239–245]. Применение в помещении плоских греющих поверхностей, отдающих значительное количество теплоты излучением, создает более благоприятный микроклимат по сравнению с обогревом помещений чисто конвективными приборами. Поэтому при отоплении помещения греющими панелями достаточно комфортная температура может быть примерно на 1 °С ниже нормативной расчетной температуры внутреннего воздуха для конвективных систем отопления [14, с. 218–219], что создает дополнительный запас необходимой мощности отопления.

Оценка эффективности обогрева помещения при различных нагревательных приборах может быть приближенно дана по распределению температуры по высоте помещения [15, с. 304, рис. VI.7]. Здесь наилучшим является обогрев при равномерном распределении температуры по высоте помещения, которому соответствуют напольные отопительные панели. Поэтому при тепловом расчете напольного отопления с паркетом или с ковровым покрытием нормативную температуру воздуха в помещении принимали $t_b = 18$ °С, а температуру воды на выходе из контура напольного отопления – по выражению, полученному из [1, с. 66, формула (1.39)] в виде

$$t_x = 2(\Delta t_{cp} + t_b) - t_r, \quad (4)$$

где Δt_{cp} – средняя разность температур на входе (t_r) и выходе (t_x) воды контура напольного отопления, °С, определяемая для пола с паркетом или с ковровым покрытием по номограмме на рис. 3 [1, с. 67, рис. 1.22в] при различном шаге укладки труб отопления (в м).

Тогда при $q = 55$ Вт/м², $\Delta t_{cp} = 17$ °С (пунктирные линии на рис. 3) и $t_r = 40$ °С

$$t_x = 2 \cdot (17 + 18) - 40 \approx 30 \text{ °С}. \quad (5)$$

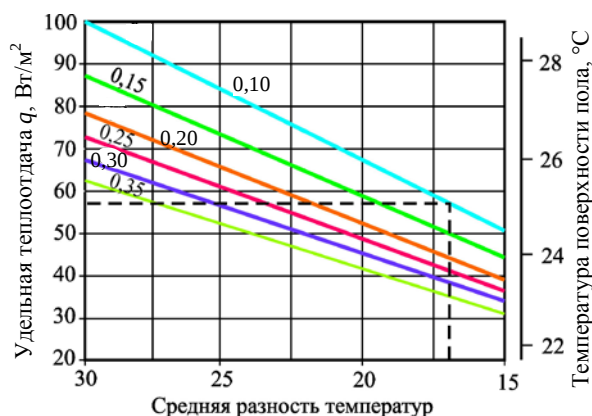


Рис. 3. Номограмма для определения удельной теплоотдачи q напольного отопления в зависимости от средней разности температур Δt_{cp} для различного шага укладки, м: 0,10; 0,15; 0,20; 0,25; 0,30; 0,35

Fig. 3. Nomogram for the determination of the specific heat transfer q of the underfloor heating depending on the average temperature difference Δt_{cp} for different steps of laying, m: 0,10; 0,15; 0,20; 0,25; 0,30; 0,35

Таким образом, при укладке труб системы напольного отопления с шагом 0,10 м по всей площади квартиры можно обеспечить нормативные температурные условия даже при расчетной предельной температуре наружного воздуха $t_n = -25^\circ\text{C}$. Однако необходимую площадь напольного отопления можно существенно уменьшить путем передачи части теплоты на нагрев поверхности потолка, как это описано в [14, с. 239–245].

После строительства в СССР мощных ГЭС, ТЭС и ТЭЦ обострилась проблема значительного изменения производства электроэнергии в течение суток, и особенно ночью, когда многие предприятия перестают работать, а люди спят. В настоящее время, особенно в Беларуси, расположенной практически в одном часовом поясе, упомянутая проблема стоит особенно остро. Поэтому у нас в стране тариф на электроэнергию для нужд отопления и горячего водоснабжения с присоединенной (суммарной) мощностью оборудования более 5 кВт в период минимальных нагрузок (с 23.00 до 6.00) с 01.01.2015 установлен в размере 942,5 бел. руб. за 1 кВт·ч, в остальное время суток – 2827,5 бел. руб., т. е. в три раза больше [16]. Следовательно, для нагревания теплоносителя в аккумуляторе теплоты наиболее благоприятны 7 ч в сутки.

Необходимый расход теплоты на отопление одной секции упомянутого выше трехэтажного дома в течение 1 ч составляет $Q_c = 17700$ кВт·ч, а в течение $24 - 7 = 17$ ч – примерно $Q_a = 17,7 \text{ кВт} \cdot 17 \text{ ч} = 300,9 \text{ кВт·ч}$. При нагревании 1 м^3 воды на 50°C ее теплосодержание увеличивается примерно на 58 кВт·ч. Следовательно, необходимая рабочая емкость аккумулятора теплоты на 17 ч с учетом 10%-го запаса на потери должна составлять $Q_{a,p} = 1,1 \cdot (300,9/58) \approx 5,7 \text{ м}^3$, что равно примерно $0,018 \text{ м}^3$ на $1,000 \text{ м}^2$ отапливаемой площади и почти в пять раз ($0,088/0,018$) меньше по сравнению с самой мощной русской печью.

Необходимая мощность электрического нагревателя для аккумулируемой воды с учетом КПД = 0,95 составляет

$$M_3 = 17,7 \cdot 24 \cdot 1,2 / (0,95 \cdot 7) = 76,7 \text{ кВт}, \quad (6)$$

что значительно больше 5 кВт [16].

Однако кроме отопления и вентиляции существенный расход теплоты необходимо затратить на подогрев горячей воды, без которой современное жилье не считается комфортным. При этом надо учесть возможность возврата около 50 % расходуемой теплоты в систему подогрева [17], но за сутки наибольшего водопотребления – 120 л/сут на одного человека. В одной секции расчетного дома проживает примерно $320/26 \approx 12$ человек, где 26 (м²) – примерная общая площадь на одного человека. Общий суточный расход горячей воды составляет около 2500 л/сут. Необходимый подогрев воды на 25–30 °С после первичного нагрева до 30 °С [17] требует затрат около 88 кВт·ч электроэнергии, для чего необходима мощность нагревателя $88/7 = 12,6$ кВт.

Таким образом, суммарная мощность нагревателя должна составлять 90–100 кВт. Общий рабочий объем воды в аккумуляторе теплоты для обеспечения суточного отопления, вентиляции и горячего водоснабжения одной секции расчетного дома должен составлять примерно $5,7 + 2,5 = 8,2$ м³. Примерно такой же рабочий объем (5–10 м³) теплоносителя аккумулятора теплоты за счет электрической энергии может обеспечить многочисленные ныне двух-, трехэтажные коттеджи отоплением, вентиляцией и горячим водоснабжением при отсутствии подвода распределительных сетей теплогазоснабжения, для прокладки которых необходимо затратить весьма значительные средства. Например, 1 пог. м ПИ-трубы стоит 100 у. е. и более.

Альтернативой использования аккумулятора теплоты является тепловой насос, который широко применяется в Скандинавских странах. Однако при наружной температуре минус 25 °С тепловой насос должен работать круглые сутки, что не всегда возможно по условиям теплообмена с источником теплоты. Кроме того, при необходимости получения горячей воды с температурой 55 °С коэффициент преобразования составляет около 3,0, что эксплуатационно уравнивает описанные аккумуляторы теплоты с тепловыми насосами. При этом использование аккумуляторов теплоты проще и надежнее.

Применение аккумуляторов теплоты для отопления небольших зданий особенно выгодно для КЭС и АЭС, которые испытывают серьезные трудности с почасовым регулированием нагрузки. Однако суточная нагрузка может колебаться при резком изменении наружной температуры. Сезонное изменение потребления электроэнергии на отопление и вентиляцию меняется от максимума при $t_n = -25$ °С до 0 при окончании отопительного сезона. Однако расход электроэнергии на приготовление горячей воды изменяется мало.

При расчете необходимой тепловой нагрузки и годового удельного расхода теплоты в жилых помещениях решающее значение имеют температуры наружного атмосферного воздуха и продолжительности стояния этих температур. При этом основные и добавочные потери теплоты помещения определяются суммой потерь теплоты через отдельные ограждающие конструкции в соответствии с выражением [1, с. 10]

$$Q = kA(t_p - t_{ext})(1 + \sum \beta)n, \quad (7)$$

где Q – потери теплоты через ограждающую конструкцию, Вт; $k = 1/R$ – коэффициент теплопередачи ограждающей конструкции, Вт/(м²·°C); R – сопротивление теплопередаче ограждающей конструкции (сопротивление теплопередаче конструкции следует определять по [18] (кроме полов на грунте; для полов на грунте $R = R_c$ – для неутепленных полов и $R = R_h$ – для утепленных), м²·°C/Вт; A – расчетная площадь ограждающей конструкции, м²; t_p – расчетная температура воздуха в помещении с учетом повышения ее в зависимости от высоты для помещений высотой более 4 м, °C; t_n – то же наружного воздуха для холодного периода года (параметр Б) [19] – при расчете потерь теплоты через наружные ограждения, или температура воздуха более холодного помещения – при расчете потерь теплоты через внутренние ограждения, °C; n – коэффициент, принимаемый в зависимости от положения наружной поверхности ограждающих конструкций по отношению к наружному воздуху [20, табл. 5.3]; β – добавочные потери теплоты в долях от основных потерь.

Как видно из (7), потеря теплоты через ограждающую конструкцию прямо пропорциональна разности температур расчетных значений температур воздуха в помещении (для жилых помещений $t_p = 18$ °C) и наружного воздуха. Поэтому для оценки величин расчетных тепловых нагрузок для отопления жилых помещений необходимо проанализировать климатологические особенности местности (города), для которой производятся расчеты.

При проектировании любых зданий в зависимости от их назначения и особенностей окружающей среды обязательно учитываются климатологические факторы, к основным из которых относятся температуры наружного атмосферного воздуха и время стояния (общей продолжительности) этих температур (часов). При оценке расходов теплоты на отопление в соответствии с действующими нормами необходимо учитывать температуру наружного атмосферного воздуха при $t_n \leq 6$ °C.

Следует отметить, что в связи с изменением климата в конце XX и начале XXI в. нормы строительной климатологии для Республики Беларусь претерпели существенные изменения [21, 22] по сравнению с действующими в СССР [19]. Так, последнее справочное пособие к СНиП СССР по строительной климатологии было издано в 1990 г., в котором приведена таблица [19, табл. 3] средней продолжительности температуры воздуха различных

градаций (ч) для всех характерных по климату заметных городов СССР, в том числе Бреста и Минска Белорусской ССР. После образования Республики Беларусь в 2001 г. были изданы СНБ 2.04.02–2000 «Строительная климатология» [21], в которых не упомянута таблица средней продолжительности температуры воздуха различных градаций. И только в изменении № 1, изданном в 2007 г., такая таблица появилась для Витебска, Минска, Гродно, Могилева, Бреста и Гомеля [22, с. 23]. Анализ приведенных в этой таблице данных для города Минска показал существенные изменения времени стояния и средних температур наружного воздуха в течение отопительного периода по сравнению с 1990 г., что видно из приведенных в табл. 1 сравнительных результатов расчетов.

Таблица 1

Изменение расчетных климатологических параметров наружного воздуха в отопительный период для определения основных потерь теплоты помещений через ограждающие конструкции для г. Минска

The change in the estimated climatological parameters of the outdoor air during the heating season taken into consideration to determine major heat loss areas through the building envelope for the city of Minsk

Страна, год	Нормативный показатель				
	Продолжительность и нагрузка отопительного сезона			Средний показатель отопительного сезона	
	Общая, $\frac{\text{ч}}{\%}$	Общая, $\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{ч}}{\%}$	При $t_n > -6^{\circ}\text{C}$, $\frac{\text{ч}}{\%}$	Температура, $^{\circ}\text{C}$	Эффективность обменника, $\frac{^{\circ}\text{C} \cdot \text{ч}}{\%}$
СССР, 1990 г.	$\frac{4857}{100}$	$\frac{101197}{100}$	$\frac{3419}{70,4}$	–2,8	$\frac{62093}{61,4}$
Беларусь, 2007 г.	$\frac{4323}{89}$	$\frac{82804}{81,8}$	$\frac{3569}{82,6}$	–1,2	$\frac{54219}{71,5}$

В табл. 1 приведены общие продолжительности отопительного сезона и стояния температур менее минус 6°C , при которых происходит замораживание ныне применяемых высокоэффективных и относительно простых прямоточных рекуперативных теплообменников-утилизаторов «воздух – воздух» для утилизации теплоты удаляемого из жилых помещений теплого воздуха, а также средневзвешенные по времени стояния температуры наружного воздуха и возможные эффективности утилизаторов теплого воздуха. Оказалось, что за прошедшие годы (примерно за 15 лет) продолжительность отопительного сезона в Минске сократилась почти на 20 % (с 101197 до 82804 ч), а средневзвешенная по времени стояния температура поднялась с минус 2,8 до минус $1,2^{\circ}\text{C}$, что уменьшает среднегодовой расход теплоты на отопление примерно на 8 %. При этом общая эффективность теплообменников без опасности замораживания за весь отопительный период увеличилась с 61,4 до 71,5 %. В остальной период (при $t_n < -6^{\circ}\text{C}$)

необходимо использовать различные способы предотвращения обмерзания теплообменных поверхностей.

Распределение времени стояния температур наружного воздуха в течение отопительного периода для г. Минска графически показано на рис. 4, где даже визуально видно заметное потепление за период с 1990 по 2007 г.

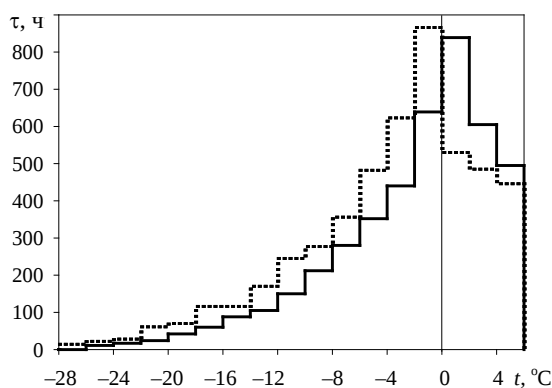


Рис. 4. Продолжительность стояния наружных температур в отопительном сезоне при $t_n < 6\text{ }^{\circ}\text{C}$ по г. Минску: сплошная линия – по [22]; пунктирная – по [19]

Fig. 4. Duration of sustenance of outdoor temperature values during the heating season when $t_n < 6\text{ }^{\circ}\text{C}$ in Minsk: the solid line – according to [22]; the dashed one – according to [19]

Как свидетельствуют данные ГУ «Республиканский центр по гидрометеорологии, контролю радиоактивного загрязнения и мониторингу окружающей среды» Министерства природных ресурсов и охраны окружающей среды Беларуси, среднегодовая температура в Беларуси за первое десятилетие XX в. выросла на $1,2\text{ }^{\circ}\text{C}$, т. е. примерно на $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ в год, что совпадает с приведенными выше расчетами.

Для девятиэтажных современных жилых зданий с термическими сопротивлениями ограждающих конструкций, аналогичными приведенным выше для трехэтажных жилых домов, использование водяных аккумуляторов теплоты для электрического теплоснабжения также может оказаться выгодным. При этом необходимо учитывать некоторые особенности отопления девятиэтажных зданий по сравнению с трехэтажными.

Так, расчетная тепловая нагрузка помещений 1-го и 3-го этажей (крайних в вертикальном направлении) составляет по $Q_r = 19060\text{ Вт}$ [1, с. 19, табл. 1.3], а 2-го этажа (промежуточного) $Q_r = 15300\text{ Вт}$, что примерно на 20 % меньше. В девятиэтажном жилом здании – при двух крайних семь промежуточных этажей, что существенно уменьшает удельную тепловую нагрузку крайних по длине ленточного здания секций с $q_3 \approx 35400/620 \approx \approx 55\text{ Вт/м}^2$ до $q_9 \approx 49\text{ Вт/м}^2$. Поэтому общую и среднюю поквартирную жилые площади девятиэтажного здания даже для крайних секций можно соответственно увеличить при тепловой нагрузке трехэтажного дома с $S_3 \approx \approx 52\text{ м}^2$ до $S_9 \approx 61\text{ м}^2$, что больше соответствует современным понятиям комфорта.

При количестве секций (подъездов) более двух в средних секциях уже только половина вертикальных ограждающих конструкций, а не $\frac{3}{4}$, как в крайних секциях, взаимодействует в процессе тепломассообмена с наружными атмосферными условиями (температура, ветер, солнечное облучение и др.), что также уменьшает необходимую тепловую нагрузку этих помещений примерно на 15–20 %. Поэтому расчетную удельную тепловую нагрузку для рассматриваемых ориентировочных расчетов можно взять как $q_9 \approx 40\text{--}45 \text{ Вт/м}^2$.

Принимая общую отапливаемую площадь одной секции девятиэтажного здания в размере примерно $S_c \approx 2300 \text{ м}^2$ при наружной температуре $t_n = -25 \text{ }^\circ\text{C}$, аналогично приведенному выше расчету, легко получить необходимое на 17 ч количество теплоносителя (воды) в аккумуляторе объемом $V_a \approx 30 \text{ м}^3$. Для приготовления горячей воды необходимой температуры (50–55 $^\circ\text{C}$) в течение 17 ч/сут для жителей одной секции девятиэтажного дома в соответствии с графиком расхода теплоты на приготовление горячей воды по часам суток (рис. 1) [1, с. 302, рис. 3.4]) необходимо нагреть объем воды $V_{г.в.} \approx 20 \text{ м}^3$. Однако этот объем можно уменьшить примерно на 25 % ($\sim 5 \text{ м}^3$), если приготовление текущего расхода горячей воды с 20:00 до 23:00 ч производить за счет электроэнергии по дневному тарифу.

Таким образом, при использовании на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение в промежутке с 6:00 до 23:00 ч запаса теплоты в аккумуляторе его полезный объем должен составлять $V_a \approx 45\text{--}50 \text{ м}^3 \text{ Н}_2\text{О}$ для одной секции девятиэтажного жилого дома. При этом необходимая мощность электрического нагревателя для аккумулируемой воды составляет примерно 500 кВт и еще около 200 кВт – на текущее теплоснабжение во время семичасового периода нагрева аккумулятора, что требует серьезных подводов, трансформации и систем управления используемой электроэнергией. При средней численности в одной секции жителей до 100 человек необходимая установочная мощность электронагрева содержимого аккумулятора теплоты составляет около 5 кВт на одного жителя, что примерно соответствует нынешнему предельному потреблению в квартире (электропредохранители автоматически отключают квартирное электроснабжение при потреблении более 5 кВт), в которой проживают два–четыре человека.

Для уменьшения необходимой полезной емкости аккумулятора теплоты следует просто в промежутке времени с 6:00 до 23:00 ч забирать часть необходимой электроэнергии из внешней сети. В этом случае расчет нужного полезного объема аккумулятора теплоты весьма простой: какую часть необходимой энергии с 6:00 до 23:00 ч забрали, на такую часть можно сократить полезный объем аккумулятора теплоты.

Если вблизи КЭС или АЭС жилые дома со 100 тысячами жителей перевести на электрическое теплоснабжение, то этим в ночное время можно обеспечить более 0,5 млн кВт потребления электроэнергии. Однако та-

кое потребление электрической мощности возможно в среднем около 9 ч в год [22, с. 23], а в остальные 4314 ч стояния температура наружного воздуха составляет $(-24)^\circ\text{C} < t_b < 6^\circ\text{C}$. Поэтому основной путь уменьшения необходимого объема аккумулятора теплоты – осуществление запаса для определенной величины наружной атмосферной температуры. Так, для сокращения необходимого полезного объема аккумулятора теплоты примерно на 32 % предельная наружная температура должна составлять $t_b > -13^\circ\text{C}$. При этом время стояния $t_b < 6^\circ\text{C}$ и $t_b > -13^\circ\text{C}$ составляет 2412 ч, или около 81 % от общего времени стояния при $t_b < 6^\circ\text{C}$ [22, с. 23]. В случае $t_b \leq -13^\circ\text{C}$ необходимо догревать систему аккумулятора теплоты по время дневного тарифа.

В связи с различным временем стояния разных температур наружного воздуха расходы теплоты на отопление в разные сутки могут существенно различаться, но в течение одних суток с 6:00 до 23:00 ч можно избежать необходимости резкого изменения нагрузки на КЭС или АЭС. При необходимости изменение нагрузки на КЭС или АЭС можно производить достаточно плавно в течение суток и более.

Современная электроника и теория управления позволяют разработать и произвести все необходимые элементы системы «интеллектуального здания» [5, с. 172–174], использование которой обеспечит необходимое сочетание всех параметров оптимальной тепловой нагрузки в сочетании с аккумулярованием теплоты. Если использование электроэнергии для работы тепловых насосов в ночное время (с 23:00 до 6:00 ч) дешевле в три раза дневного тарифа, то получаемая ночью теплота может оказаться значительно дешевле поставляемой распределительной системой теплоснабжения. Поэтому возможны различные варианты применения электроэнергии, аккумуляторов теплоты и тепловых насосов для обеспечения комфортных параметров отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Однако возможные мощности тепловых насосов достаточно ограничены как конструктивными возможностями для условий крупного жилого дома, так и возможностями извлечения теплоты из жидких отходов в самом жилом доме и примыкающей относительно небольшой в условиях города площади земельного участка. При этом существенную роль играют величины характерной постоянной температуры (для г. Минска – около $7-8^\circ\text{C}$ [23]) почвы и динамика подземных вод. Поэтому с помощью тепловых насосов можно только частично возместить необходимую тепловую нагрузку помещений и горячего водоснабжения. Также следует учесть достаточно высокую стоимость 1 кВт мощности теплового насоса по сравнению с электронагревателем (электрическим котлом).

Постоянное или переменное во времени использование теплового насоса для теплоснабжения каждой секции девятиэтажного жилого здания с замещением какой-то части необходимой тепловой емкости аккумулятора в определенных условиях может оказаться вполне приемлемым. При этом оставшуюся после замещения работой теплового насоса или из других ис-

точников часть полезной емкости аккумулятора теплоты удобно сначала определить отдельно для отопления и горячего водоснабжения в соответствии со следующими выражениями:

- для отопления и вентиляции

$$\Delta Q_{o.b} = \left(1 - \frac{\sum q_{\text{нас}} \tau_{\text{нас}}}{\sum q_o \tau_o} \right) Q_{o.b}; \quad (8)$$

- для горячего водоснабжения

$$\Delta Q_{г.в} = \left(1 - \frac{\sum q_{\text{нас}} \tau_{\text{нас}}}{\sum q_{г.в} \tau_{г.в}} \right) Q_{г.в}, \quad (9)$$

где $\Delta Q_{o.b}$ – оставшаяся после замещения работой теплового насоса или из других источников необходимая полезная емкость аккумулятора теплоты для отопления и вентиляции помещений, м^3 ; $\Delta Q_{г.в}$ – то же для обеспечения горячего водоснабжения, м^3 ; $q_{\text{нас}}$ – тепловая производительность теплового насоса с 6:00 до 23:00 ч в расчетные сутки, ч; q_o – часовой расход теплоты на отопление и вентиляцию, кВт; $q_{г.в}$ – расчетный средний расход теплоты на горячее водоснабжение с 6:00 до 23:00 ч, кВт; $\tau_{\text{нас}}$ – продолжительность работы теплового насоса с 6:00 до 23:00 ч в расчетные сутки, ч; τ_o – то же для отопления и вентиляции, ч; $\tau_{г.в}$ – то же для горячего водоснабжения, ч; $Q_{o.b}$ – полная необходимая полезная емкость аккумулятора теплоты для отопления и вентиляции помещений, м^3 ; $Q_{г.в}$ – то же для обеспечения горячего водоснабжения, м^3 ; $\sum$ – суммарная величина произведенной теплоты при переменных в разные часы мощностях генераторов.

Для существенного уменьшения необходимого объема аккумулятора теплоты следует сокращать промежутки времени между зарядками аккумуляторов или необходимого времени его непрерывной работы, что может быть осуществимо при корректировке периодов пониженных тарифных ставок на электроэнергию. Последнее, безусловно, связано с режимом электропотребления другими потребителями, кроме жилого сектора.

Как известно, многие организации, учебные заведения и промышленные предприятия работают с 7:00–8:00 ч утра до 17:00–18:00 ч вечера, что позволяет вне этого периода хотя бы часть электроэнергии отпускать жилому сектору для отопления и горячего водоснабжения по пониженным тарифам. В этом случае период использования аккумуляторов теплоты может сократиться с 17 до 10–12 ч, что позволяет уменьшить необходимую полезную емкость аккумуляторов теплоты примерно в 1,5 раза.

Устройство тепловой изоляции аккумуляторов теплоты при современных материалах не представляет особых трудностей. Кроме этого, размещение аккумуляторов теплоты внутри контуров жилых зданий позволяет полезно использовать большую часть утечек теплоты.

ВЫВОДЫ

1. Существенное повышение термического сопротивления ограждающих конструкций современных жилых домов, применение вторичных тепловых ресурсов отработанных воздуха и стоков использованной воды позволяют вернуться к аккумуляторам теплоты для суточного теплоснабжения жилых зданий. Использование напольного отопления повысит эффективность аккумуляции теплоты благодаря возможности понижения рабочей температуры теплоносителя до 40 °С. Возможность применения тепловых насосов для зарядки аккумуляторов теплоты и сочетание их работы следует проверить путем технико-экономических расчетов для природно-климатических и экономических условий Беларуси.

2. Использование аккумуляторов теплоты для суточного отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий позволит существенно снизить стоимость создания инфраструктуры территории под застройку благодаря отсутствию необходимости прокладки распределительной системы тепло- или газоснабжения.

3. Для выбора наиболее удобных и эффективных вариантов использования аккумуляторов теплоты для зданий различного назначения необходимо провести научные и проектные работы. При этом строителям, энергетикам и эксплуатационникам следует совместно разработать методики согласования режимов массовой зарядки аккумуляторов теплоты с режимами работы генераторов энергии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хрусталева, Б. М. Теплоснабжение и вентиляция / Б. М. Хрусталева, Ю. А. Кувшинов, В. М. Копко. М.: Изд-во ассоциации строительных вузов, 2007. 764 с.
2. Инженерное оборудование зданий и сооружений: энциклопедия / В. С. Алексеев [и др.]; под ред. С. В. Яковлева. М.: Стройиздат, 1994. 512 с.
3. Соколов, Е. Я. Теплофикация и тепловые сети / Е. Я. Соколов. М.: Энергоиздат, 1982. 360 с.
4. Способ регулирования подачи теплоты в здание или группу зданий: пат. 16152 Респ. Беларусь: МПК F24D 10/00, F24D 3/00 / В. М. Пилипенко, С. Н. Осипов; дата публ.: 30.03.2012.
5. Табунщиков, Ю. А. Математическое моделирование и оптимизация тепловой эффективности зданий / Ю. А. Табунщиков, М. М. Бродач. М.: АВОК-ПРЕСС, 2002. 194 с.
6. Системы электрооборудования жилых и общественных зданий: ТКП 45-4.04-149-2009. Минск: Минстройархитектуры, 2009. 78 с.
7. Горшков, А. С. Техничко-экономические показатели тепловых электростанций / А. С. Горшков. М.: Энергия, 1974. 240 с.
8. Саликов, А. П. Магнитогиродинамический способ получения электроэнергии / А. П. Саликов. М.: Промтеплоэнергетика, 1960. С. 22–29.
9. Что выбрать? Газопоршневые или газотурбинные установки? [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.manbw.ru/analitvcs/which_is_bener_gas_piston_or_gas_turbine_power_units.html. Дата доступа 21.09.2016.
10. Атомная электростанция [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Nuclear_power_plant. Дата доступа 21.09.2016.

11. Щекин, Р. В. Справочник по теплоснабжению и вентиляции в гражданском строительстве / Р. В. Щекин, С. М. Кореневский, Г. Е. Бем. Киев: Госиздат лит. по строит. и арх. УССР, 1959. 852 с.
12. Подгородников, И. С. Русские печи «Теплушка-2» и «Теплушка-4» / И. С. Подгородников. М.: Изд-во МКХ РСФСР, 1957. 48 с.
13. Альбом типовых деталей сельскохозяйственных построек. Вып. VIII. Отопительные печи. М.: Сельхозстройпроект, 1949. № 2207. 82 с.
14. Андреевский, А. К. Отопление / А. К. Андреевский. Минск: Вышэйш. шк., 1974. 432 с.
15. Богословский, В. Н. Строительная теплофизика / В. Н. Богословский. М.: Высш. шк., 1982. 416 с.
16. Петрова, И. Тариф за час. Насколько потяжелеет жировка в 2015 году / И. Петрова // Аргументы и факты. 2015. 13 января, № 3. С. 28.
17. Способ горячего водоснабжения жилого здания: пат. Респ. Беларусь 19474: МПК F24D 3/08, F24D 17/02 / В. М. Пилипенко, С. Н. Осипов.
18. Строительная теплотехника: СНБ 2.04.01–97. Минск: Минстройархитектуры, 1998. 33 с.
19. Строительная климатология: справ. пособие к СНиП / Научно-исследовательский институт строительной физики (НИИСФ). М.: Стройиздат, 1990. 89 с.
20. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха: СНБ 4.02.01–03. Минск: Минстройархитектуры, 2004. 48 с.
21. Строительная климатология: СНБ 2.04.02–2000. Минск: Минстройархитектуры, 2001. 37 с.
22. Строительные нормы Республики Беларусь. Строительная климатология: изменение № 1 СНБ 2.04.02–2000: Введ. 01.07.2007. Минск: Минстройархитектуры, 2007. 33 с.
23. Павловская, О. А. Применение ГИС для моделирования особенностей распределения температуры в пределах «нейтрального» слоя в Минской области / О. А. Павловская, В. И. Зуй // ГИС-технологии в науках о Земле: материалы конкурса ГИС-проектов студентов и аспирантов вузов Республики Беларусь, проведенного в рамках празднования Международного дня ГИС 2011. Минск: БГУ, 2012. С. 35–39.

Поступила 29.03.2016 Подписана в печать 01.06.2016 Опубликовано онлайн 31.01.2017

REFERENCES

1. Kroustalev B. M., Kuvshinov Yu. A., Kopko V. M. (2007) *Heating and Ventilation*. Moscow, Association of Educational Civil Engineering Institutions of Construction Publ. 764 (in Russian).
2. Alekseev V. S., Alekseev L. S., Altunin D. I., Alferova L. A., Amosova A. G., Askerniia A. A., Ass G. Iu., Babenkov E. D., Barkalov B. V., Belevtsev A. N., (ed.) Iakovlev S. V. (1994) *Engineering Equipment of Buildings and Constructions. Encyclopedia*. Moscow, Strojizdat. 512 (in Russian).
3. Sokolov Ye. Ya. (1982) *District Heating and Heat Networks*. Moscow, Energoizdat. 360 (in Russian).
4. Pilipenko V. M., Osipov S. N. (2012) Method of Regulating the Supply of Heat into the Building or Group of Buildings. Patent Republic of Belarus No 16152 (in Russian).
5. Tabunshchikov Yu. A., Brodach M. M. (2002) *Mathematical Modeling and Optimization of the Thermal Performance of Buildings*. Moscow, AVOK-PRESS Publ. 194 (in Russian).
6. TCP 45-4.04-149–2009. The Electrical System of Residential and Public Buildings. Minsk: The Ministry of Architecture and Construction. 78 (in Russian)
7. Gorshkov A. S. (1974) *Technical and Economic Indicators of Heat Power Plants*. Moscow, Energiya. 240 (in Russian).
8. Salikov A. P. (1960) *Magnetohydrodynamic Method of Generating Electricity*. Moscow, Promteploenergetika Publ. 22–29 (in Russian).
9. What to Choose? Gas-Piston or Gas-Turbine Installation? *New Generation*. Available at: http://www.manbw.ru/analytics/which_is_better_gas_piston_or_gas_turbine_power_units.html (Accessed 21 September 2016) (in Russian).

10. Nuclear Power Plant. *Wikipedia. The Free Encyclopedia*. Available at: https://en.wikipedia.org/wiki/Nuclear_power_plant (Accessed 21 September 2016) (in Russian).
11. Shchekin R. V., Korenevsky S. M., Bem G. E. (1959) *Handbook of Heating and Ventilation Systems in Civil Engineering*. Kiev, State Publ. of the Literature on Construction and Architecture of the USSR. 852 (in Russian).
12. Podgorodnikov I. S. (1957) *Russian Stoves "Teplushka-2" ["Boxcar-2"] and "Teplushka-4" ["Boxcar-4"]*. Moscow, RSFSR MCE Publ. 48 (in Russian).
13. *Album of Typical Parts of Agricultural Buildings. Issue VIII: The Heating Furnace* (1949). Moscow, Selkhozstrojproyekt Publ., (2207). 82 (in Russian).
14. Andreyevsky A. K. (1974) *Heating*. Minsk, Vysheishaya Shkola. 432 (in Russian).
15. Bogoslovski V. N. (1982) *Civil Engineering Thermophysics*. Moscow, Vysshaya Shkola. 416 (in Russian).
16. Petrova I. (2015) Rate per Hour. How Much More Expensive Utility Bills Will be in 2015. *Argumenty i Fakty* [Arguments and Facts], 13 January (3), 28 (in Russian).
17. Pilipenko V. M., Osipov S. N. (2015) Method of Hot Water Supply of Residential Buildings. Patent for Invention of the Republic of Belarus No 19474 (in Russian).
18. Building Code 2.04.01–97. Civil Engineering Heating Equipment. Minsk: Ministry of Architecture and Construction, 1998. 33 (in Russian).
19. Research Institute for Building Physics (1990) *Building Climatology. Handbook to the SNIP*. Moscow, Stroyizdat. 89 (in Russian).
20. Building Code 4.02.01–03. Heating, Ventilation and Air Conditioning. Minsk, Ministry of Architecture and Construction, 2004. 48 (in Russian).
21. Building Code 2.04.02–2000. Civil Engineering Climatology. Minsk, Ministry of Architecture and Construction, 2001. 37 (in Russian).
22. Building Code of the Republic of Belarus. Civil Engineering Climatology. Alteration N 1 of Building Code 2.04.02–2000. Minsk, Ministry of Architecture and Construction, 2007. 33 (in Russian).
23. Pavlovskaya O. A., Zui V. I. (2012) Application of Geographic Information Systems for Modeling the Specific Features of Temperature Distribution with the Borders of "Neutral" Layer of Minsk Oblast. *Geographic Information System Based Technologies in Earth Sciences: Materials of the Competition of Geographic Information System Based Projects of Students of Higher Educational Establishment of the Republic of Belarus Hold in the Framework of the International Geographic Information System Day Celebration 2011*. Minsk, BSU, 35–39 (in Russian).

Received: 29 March 2016

Accepted: 1 June 2016

Published online: 31 January 2016