

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

ИЗВЕСТИЯ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ
И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕДИНЕНИЙ СНГ

ЭНЕРГЕТИКА

Том 60, № 6
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

22 декабря – День энергетика

СОДЕРЖАНИЕ

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Романюк Ф. А., Булойчик Е. В., Гурьянчик О. А., Шевалдин М. А. Определение вида повреждения в токовых защитах линий электропередачи 6–35 кВ	497
Короткевич М. А., Подгайский С. И., Голомуздов А. В. Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Часть 2	505
Александров О. И. Алгоритм для коррекции режима энергосистемы с учетом трансформаций и неоднородности сети	523
Кривонос В. Е. Диагностика состояния изоляции асинхронного двигателя и питающего кабеля в условиях локальной компенсации	536
Козловская В. Б., Калечиц В. Н. Учет влияния высших гармоник при выборе сечений проводников линий наружного освещения	544

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

Генбач А. А., Байбекова В. О. Моделирование теплообмена в пористой системе охлаждения подшипника турбины	558
Седнин В. А., Абразовский А. А. Анализ и параметрическая оптимизация энерготехнологических установок на базе силового оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов	571
Перечень статей, опубликованных в журнале «Энергетика» в 2017 г.	
I. Тематический указатель	584
II. Именной указатель	587

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 21.11.2017. Формат бумаги 60×84¹/₈. Бумага мелованная.
Печать цифровая. Гарнитура Таймс. Усл. печ. л. 12,0. Уч.-изд. л. . Тираж 150 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 6
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

22nd December – Day of Power Engineer

CONTENTS

ELECTRICAL POWER ENGINEERING

Romaniuk F. A., Bulovich E. V., Huryanchyk O. A., Shevaldin M. A. Determining a Type of a Damage in the Current Protection of Power Lines of 6–35 kV	497
Korotkevich M. A., Podgaitskiy S. I., Golomuzdov A. V. The Efficacy of the Cables of 6–110 kV with XLPE Insulation. Part 2	505
Alexandrov O. I. The Algorithm for Correcting a Mode of the Power Supply System that Takes the Transformations and Heterogeneity of the Network into Account	523
Krivososov V. E. Diagnostic of the Insulation State of the Asynchronous Motor and the Power Supply Cable under Conditions of Local Compensation	536
Kozlovskaya V. B., Kalechyts V. N. Consideration of the Impact of High Harmonics when Selecting the Conductor Cross-Sections of Lines of Outdoor Lighting	544

HEAT POWER ENGINEERING

Genbach A. A., Baibekova V. O. Modeling of Heat Transfer in a Porous Turbine Bearing Cooling System.	558
Sednin V. A., Abrazovskii A. A. Analysis and Parametric Optimization of Energy- and-Technology Units on the Basis of the Power Equipment of Compressor Plants of Main Gas Pipelines.	571

List of Papers Published in “Energetika” Journal, 2017

I. Thematic index	584
II. Name index	587

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 21.11.2017. Dimension of paper 60×84¹/₈. Coated paper.
Digital printing. Type face Times. Conventional printed sheet .
An edition of 150 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: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-497-504

УДК 621.316.925

Определение вида повреждения в токовых защитах линий электропередачи 6–35 кВ

Ф. А. Романюк¹⁾, Е. В. Булойчик¹⁾, О. А. Гурьянчик¹⁾, М. А. Шевалдин¹⁾

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

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

Реферат. Рассмотрены методы выявления вида междуфазных коротких замыканий, которые могут быть использованы для улучшения показателей технического совершенства ступенчатых токовых защит линий распределительных сетей 6–35 кВ. Оценив целесообразность их применения в токовых защитах, выбор был сделан в пользу способа, основанного на контроле относительной несимметрии токов. Методом вычислительного эксперимента исследовано влияние переходных сопротивлений и нагрузочных токов различного уровня на величину и характер изменения относительной несимметрии при учете погрешностей измерительных трансформаторов тока. Показано, что во многих случаях дуговых коротких замыканий на нагруженной линии и в режиме холостого хода контроля одной несимметрии недостаточно для достоверного определения вида повреждения. Предложен более совершенный алгоритм определения вида междуфазного короткого замыкания, основанный на контроле и анализе двух относительных несимметрий токов, определяемых по действующим значениям разностей фазных токов линии. Выполнена оценка его работоспособности. Установлено, что во всех рассматриваемых режимах предложенный метод при правильно подобранных граничных условиях позволяет достоверно фиксировать трех- и двухфазные короткие замыкания как на защищаемой линии, так и в зоне дальнего резервирования. Исследованы динамические свойства предложенного метода для различных режимов работы линии. Установлено, что в наихудшем случае обеспечивается определение вида повреждения за время, не превышающее 25 мс.

Ключевые слова: линия электропередачи, токовая защита, техническое совершенство, относительная несимметрия, вид короткого замыкания, переходное сопротивление, быстрое действие

Для цитирования: Определение вида повреждения в токовых защитах линий электропередачи 6–35 кВ / Ф. А. Романюк [и др.] // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60, № 6. С. 497–504. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-497-504

Determining a Type of a Damage in the Current Protection of Power Lines of 6–35 kV

F. A. Romaniuk¹⁾, E. V. Bulovichik¹⁾, O. A. Huryanchyk¹⁾, M. A. Shevaldin¹⁾

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

Abstract. The methods to identify types of phase-to-phase short circuits that can be used to improve technical excellence by speed-current line protection of distribution networks of 6–35 kV are considered. As a result of the assessment of the appropriateness of their application in current

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

protection, the choice was made in favor of the method based on the control of the relative current unbalance. The influence of contact resistances and load currents of various levels on the magnitude and character of the change of relative unbalance taking into account the errors of measuring transformers of current has been studied with the aid of the method of numerical experiment. It is demonstrated that in a lot of cases of arch short circuits in the loaded power line and in idle mode, the control only asymmetry is insufficient for reliable determination of the type of damage. A better algorithm has been proposed for determining phase-to-phase short circuit based on the control and the analysis of the two relative unbalance currents determined by the current values of the differences of the phase currents of the line. Its serviceability was evaluated. It was found out that in all the modes being considered, the proposed method – when boundary conditions are properly chosen – makes it possible to fix three-phase and two-phase short circuit on the protected line, and in the area of remote redundancy. The dynamic properties of the proposed method are investigated for different modes of the line. It is established that in the worst case, the determining of the damage is provided during the time not exceeding 25 ms.

Keywords: power line, current protection, technical excellence, relative unbalance, type of short circuit, contact resistance, performance

For citation: Romaniuk F. A., Bulochik E. V., Huryanichy O. A., Shevaldin M. A. (2017) Determining a Type of a Damage in the Current Protection of Power Lines of 6–35 kV. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (6), 497–504. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-497-504 (in Russian)

Введение

В распределительных сетях 6–35 кВ для защиты линий электропередачи от междуфазных коротких замыканий (КЗ) преимущественно применяются ступенчатые защиты, основанные на токовом принципе [1, 2]. Характерный признак возникновения короткого замыкания – резкое и значительное увеличение тока в элементах электрической сети между точкой повреждения и источником питания. Таким образом, входной воздействующей величиной указанных защит является ток контролируемой линии, а действие на отключение обеспечивается по факту превышения им установленного тока срабатывания. Методика выбора параметров срабатывания ступеней защиты [3, 4] предполагает отстройку от максимальных токов в наиболее тяжелых условиях работы защищаемой линии, в качестве которых рассматриваются трехфазные КЗ и симметричные нагрузочные режимы. Поэтому во многих случаях двухфазных повреждений показатели технического совершенства существующих токовых защит обычного исполнения могут не удовлетворять требуемым значениям.

Улучшить показатели технического совершенства токовых защит линий возможно путем реализации предложенного в [5] адаптивного принципа, суть которого заключается в выявлении вида возникшего междуфазного КЗ и выборе соответствующих режиму токов срабатывания ступеней защиты.

Для определения вида междуфазных повреждений на линиях 6–35 кВ могут быть использованы способы на основе контроля и анализа:

- относительной несимметрии токов фаз либо разностей фазных токов линии [6, 7];
- симметричных составляющих в токах фаз линии [8].

Наиболее целесообразным для реализации в токовых защитах линий представляется первый способ как более простой и не требующий использования частотозависимых элементов.

Определение вида междуфазного короткого замыкания

Принципы определения вида междуфазного КЗ по относительной несимметрии токов изложены в [7]. Однако анализ их работоспособности выполнен в режимах повреждений, когда в качестве информационных величин используются значения первичных токов линии. Входными величинами защиты являются вторичные токи. В этом случае на достоверность определения вида КЗ проявляется влияние погрешностей трансформаторов тока, которые могут быть существенными в режимах насыщения или близких к ним. При этом иначе могут восприниматься нагрузочные токи и переходные сопротивления в месте повреждения.

С учетом этого в статье предложен более совершенный алгоритм определения вида междуфазного КЗ, основанный на контроле и анализе нескольких несимметрий токов.

Уровень относительной несимметрии токов линии ΔI_1 определяется по следующему выражению согласно [7, 9, 10]:

$$\Delta I_1 = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{I_{\min}}, \quad (1)$$

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

Согласно [7], при металлических коротких замыканиях на ненагруженной линии, исходя из векторных диаграмм токов для выражения (1), справедливо следующее: относительная несимметрия $\Delta I_1 = 0$ – при трехфазных КЗ; $\Delta I_1 = 1$ о. е. – при двухфазных КЗ. Предварительно пороговое значение относительного уровня несимметрии $\Delta I_{1,п}$, при равенстве или превышении которого фиксируется двухфазное КЗ, может быть принято $\Delta I_{1,п} = 1$ о. е. Однако указанный критерий требует уточнения, так как в нагрузочном режиме при наличии переходных сопротивлений в месте повреждения и с учетом погрешностей трансформаторов тока уровень ΔI_1 может отклоняться от приведенных значений, вследствие чего вид повреждения может быть установлен неверно.

Для достоверного определения вида КЗ предлагается рассчитывать второе значение относительной несимметрии ΔI_2 по выражению

$$\Delta I_2 = \frac{I_{\max} - I_{\min}}{I_{\text{mid}} - I_{\min}}, \quad (2)$$

где I_{mid} – среднее действующее значение из разностей токов фаз линии.

Исследование работоспособности предложенного алгоритма проводилось методом вычислительного эксперимента на базе программного комплекса, воспроизводящего математическую модель узла распределительной сети 6–35 кВ с односторонним питанием [11, 12]. Используемая модель включает в себя измерительные трансформаторы тока, что позволило учесть влияние их погрешностей на достоверность определения вида повреждения. Зависимости $\Delta I_1 = f(l_*)$ и $\Delta I_2 = f(l_*)$ для случаев трех- и двухфазного КЗ, полученные по результатам вычислительного эксперимента, представлены на рис. 1, 2. При этом если $l_* \leq 1$ о. е., то местом повреждения является контролируемая линия, а если $l_* > 1$ о. е. – смежная.

При трехфазных металлических КЗ, независимо от величины нагрузки, уровень относительной несимметрии ΔI_1 близок к 0 (рис. 1а, зависимости 1 и 5) и вид повреждения фиксируется достоверно. Наличие переходного сопротивления в месте короткого замыкания приводит к значительному увеличению относительной несимметрии ΔI_1 , значение которой может попадать в область двухфазных КЗ ($\Delta I_1 \geq 1$ о. е.). Особенно сильно влияние переходных сопротивлений проявляется в режиме холостого хода, а с ростом нагрузочных токов ΔI_1 имеет тенденцию к снижению (рис. 1а, зависимости 2–4, 6–8).

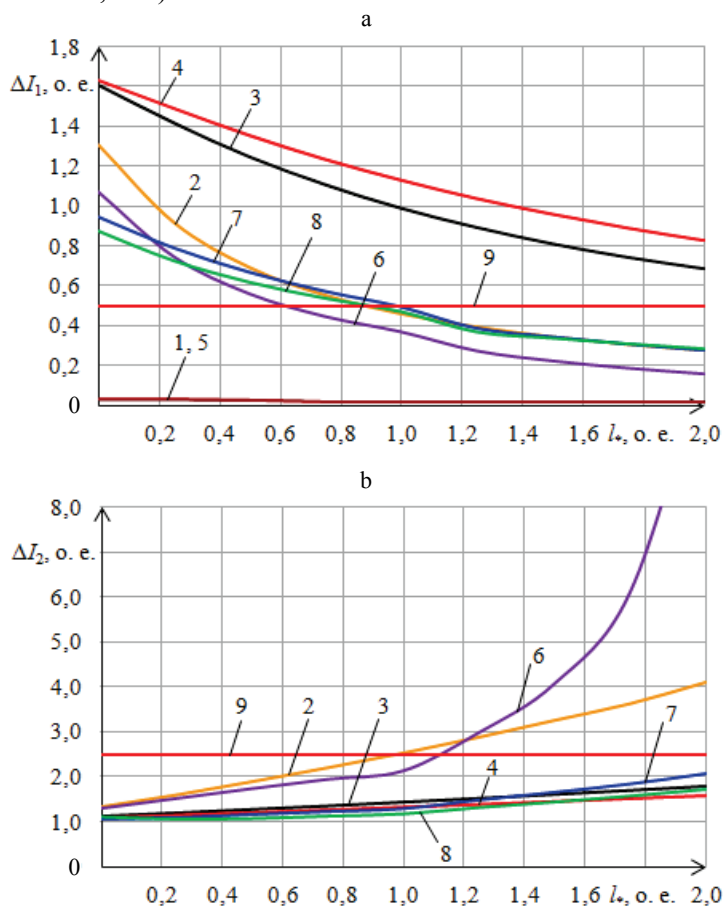


Рис. 1. Относительная несимметрия токов фаз ΔI_1 (а) и ΔI_2 (б) при трехфазных коротких замыканиях на контролируемой и смежной линиях в режимах холостого хода (1–4) и максимальной нагрузки (5–8): 1; 5 – металлические короткие замыкания; 2 и 6; 3 и 7; 4 и 8 – короткие замыкания через переходное сопротивление с $R_d = 5; 15; 20$ Ом соответственно; 9 – принятое пороговое значение относительной несимметрии

Fig. 1. The relative unbalance of phase currents of ΔI_1 (a) and ΔI_2 (b) when the three-phase short circuits in a controlled and a related lines take place in idle mode (1–4) and maximum load mode (5–8): 1; 5 – metallic short circuit; 2 and 6; 3 and 7; 4 and 8 – short circuit via contact resistance with $R_d = 5; 15; 20 \Omega$, respectively; 9 – adopted threshold value of the relative unbalance

При двухфазных коротких замыканиях на ненагруженной линии, независимо от уровней переходных сопротивлений в месте повреждения, относительная несимметрия $\Delta I_1 = 1,0$ о. е. (рис. 2а, зависимости 1–4). При металлических двухфазных КЗ на участке $l_* \leq 1,76$ о. е. в нагрузочном режиме уровень относительной несимметрии $\Delta I_1 \geq 1,0$ о. е. и находится в диапазоне 1,000–1,135 о. е. При удаленных КЗ (участок $l_* > 1,76$ о. е.) $\Delta I_1 < 1,0$ о. е. и снижается до 0,96 о. е. в конце смежной линии (рис. 2а, зависимость 5). При наличии переходных сопротивлений в месте повреждения уровни ΔI_1 опускаются ниже 1,0 о. е., попадая в область трехфазных КЗ (рис. 2а, зависимости 6–8).

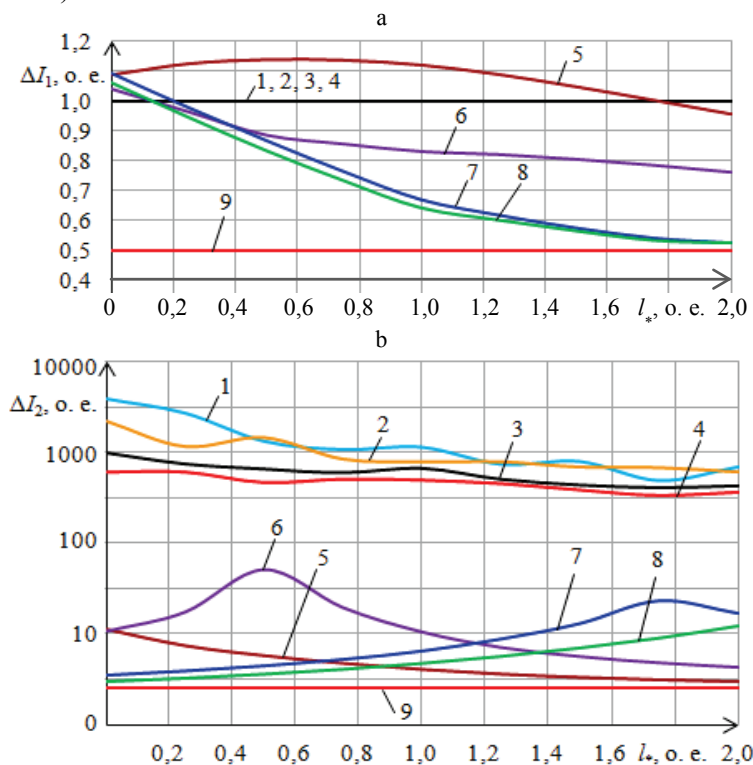


Рис. 2. Относительная несимметрия токов фаз ΔI_1 (а) и ΔI_2 (б) при двухфазных коротких замыканиях на контролируемой и смежной линиях в режимах холостого хода (1–4) и максимальной нагрузки (5–8): 1; 5 – металлические короткие замыкания; 2 и 6; 3 и 7; 4 и 8 – короткие замыкания через переходное сопротивление с $R_d = 5; 15; 20$ Ом соответственно; 9 – принятое пороговое значение относительной несимметрии

Fig. 2. The relative unbalance of phase currents of ΔI_1 (a) and ΔI_2 (b) when the two-phase short circuits in a controlled and a related lines take place in idle mode (1–4) and maximum load mode (5–8): 1; 5 – metallic short circuit; 2 and 6; 3 and 7; 4 and 8 – short circuit via contact resistance with $R_d = 5; 15; 20 \Omega$, respectively; 9 – adopted threshold value of the relative unbalance

Очевидно, что для достоверного установления вида КЗ во всех режимах работы линии недостаточно контролировать только ΔI_1 . Добиться этого позволяет сочетание двух относительных несимметрий ΔI_1 и ΔI_2 при соответствующем выборе их пороговых значений.

Относительная несимметрия ΔI_2 при двухфазных КЗ и переходных сопротивлениях различного уровня при наличии нагрузки не опускается ниже значения $\Delta I_2 = 2,5$ о. е., а в режиме холостого хода значительно превышает его. Для четкого установления вида повреждения по результатам вычислительного эксперимента были приняты пороговые значения $\Delta I_{1,n} = 0,5$ о. е. и $\Delta I_{2,n} = 2,5$ о. е. При этом если $\Delta I_1 < 0,5$ о. е. или $\Delta I_1 \geq 0,5$ о. е. и $\Delta I_2 < 2,5$ о. е., то КЗ считается трехфазным, при $\Delta I_1 \geq 0,5$ о. е. и $\Delta I_2 \geq 2,5$ о. е. – двухфазным. Покажем, что принятые граничные условия обеспечивают достоверное определение вида повреждения.

При металлических трехфазных КЗ, независимо от величины нагрузки линии, $\Delta I_1 \approx 0$ (рис. 1а, зависимости 1; 5). При малых переходных сопротивлениях и близких КЗ параметр ΔI_1 может превышать пороговое значение 0,5 о. е., а при удаленных ΔI_2 может быть больше 2,5 о. е. Однако благодаря выбранным пороговым критериям зоны, когда $\Delta I_1 \geq 0,5$ о. е. и $\Delta I_2 \geq 2,5$ о. е., не пересекаются, и симметричное повреждение в любой точке сети будет квалифицироваться как трехфазное. Так, для случая с $R_d = 5$ Ом при КЗ на ненагруженной линии в пределах $l_* \leq 0,88$ о. е. уровень $\Delta I_1 \geq 0,5$ о. е., но при этом $\Delta I_2 < 2,5$ о. е. на участке линии $l_* \leq 0,97$ о. е. (рис. 1а, б, зависимость 2). В нагрузочном режиме $\Delta I_1 \geq 0,5$ о. е. при повреждении в пределах $l_* \leq 0,62$ о. е., а $\Delta I_2 < 2,5$ о. е. на участке $l_* \leq 1,12$ о. е. (рис. 1а, б, зависимость 6). При больших переходных сопротивлениях $\Delta I_2 < 2,5$ о. е. в пределах всей защищаемой зоны (рис. 1б, зависимости 3; 4; 7; 8). Следовательно, во всех рассматриваемых режимах трехфазные короткие замыкания фиксируются достоверно.

Анализ представленных на рис. 2а, б зависимостей показывает, что двухфазные короткие замыкания в пределах всей защищаемой зоны во всех рассматриваемых режимах, независимо от уровней переходных сопротивлений и нагрузочных токов, будут фиксироваться достоверно, так как выполняются условия $\Delta I_1 \geq 0,5$ о. е. и $\Delta I_2 \geq 2,5$ о. е.

Оценить быстроедействие предложенного метода определения вида повреждения позволяют представленные на рис. 3 динамические характеристики, которые для наглядности имеют дискретный вид. Если уровни ΔI_1 и ΔI_2 соответствуют симметричным повреждениям, то признак вида КЗ принимает значение $K = 3$, в обратном случае $K = 2$. На основании результатов проведенных исследований, а также ввиду того что трехфазные КЗ в первую очередь фиксируются по уровню ΔI_1 , а для двухфазных в обязательном порядке контролируется ΔI_2 , критериями, определяющими быстроедействие метода, являются: ΔI_1 – при симметричных повреждениях; ΔI_2 – при несимметричных.

Динамические характеристики построены для наихудшего режима, когда быстроедействие метода минимально: нагрузочный режим для двухфазного и режим холостого хода для трехфазного КЗ. Их анализ показывает, что предложенный метод позволяет определить вид повреждения при КЗ в начале контролируемой и в конце смежной линий за время, не превышающее 25 мс. При КЗ в конце защищаемой линии указанное время не превышает периода промышленной частоты и составляет 18 мс.

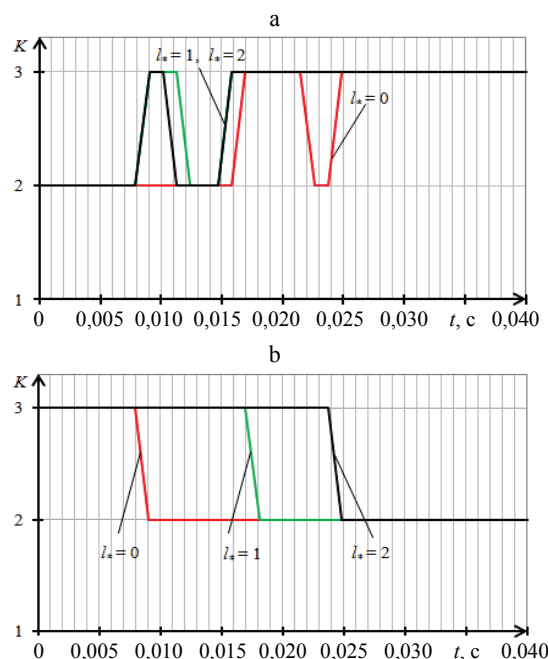


Рис. 3. Динамические характеристики алгоритма определения вида повреждения при трехфазных (а) и двухфазных (б) коротких замыканиях в наихудшем режиме:

K – признак вида короткого замыкания;

$K = 3, K = 2$ – трех- и двухфазные короткие замыкания соответственно

Fig. 3. The dynamic characteristics of the algorithm for determining the type of damage in three-phase (a) and two-phase (b) short circuits in the worst mode: K – type characteristic of short circuit;

$K = 3, K = 2$, three-phase and two-phase short circuits, respectively

ВЫВОДЫ

1. Достоверное определение вида короткого замыкания при учете влияния погрешностей трансформаторов тока, переходных сопротивлений и токов нагрузки может быть обеспечено на основе оценки нескольких относительных несимметрий токов.

2. Предложенный метод на основе контроля двух несимметрий позволяет правильно выявить трех- и двухфазные короткие замыкания на защищаемой и смежной линиях во всех возможных режимах повреждений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Федосеев, А. М. Релейная защита электроэнергетических систем / А. М. Федосеев, М. А. Федосеев. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1992. 528 с.
2. Басс, Э. И. Релейная защита электроэнергетических систем / Э. И. Басс, В. Г. Дорогунцев; под ред. А. Ф. Дьякова. М.: Изд-во МЭИ, 2002. 296 с.
3. Шабад, М. А. Максимальная токовая защита / М. А. Шабад. Л.: Энергоатомиздат, 1991. 96 с. (Библиотека электромонтера. Вып. 640).
4. Шабад, М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей / М. А. Шабад. 5-е изд., испр. и доп. СПб.: ПЭИПК, 2012. 350 с.
5. Романюк, Ф. А. Принципы выполнения адаптивной микропроцессорной защиты от междофазных коротких замыканий / Ф. А. Романюк, А. А. Тишечкин, А. В. Ковалевский // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2005. № 2. С. 11–14.
6. Перспективные технологии реализации микропроцессорных защит линий распределительных сетей / Ф. А. Романюк [и др.] // Перспективные материалы и технологии: в 2 т. / Витебский гос. технолог. ун-т; под ред. В. В. Клубовича. Витебск, 2015. Т. 1. С. 115–139.

7. 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. № 1. С. 5–15. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-5-15.
8. Гимоян, Г. Г. Релейная защита горных электроустановок / Г. Г. Гимоян. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1978. 349 с.
9. Романюк, Ф. А. Определение вида повреждения на линиях распределительных сетей в объеме функций микропроцессорных токовых защит / Ф. А. Романюк, А. А. Тишечкин, Е. В. Булойчик // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2011. № 4. С. 5–10.
10. Romaniuk, F. Ocena Porównawcza Metod Lokalizacji Zwarć Niesymetrycznych w Sieciach Rozdzielczych / F. Romaniuk, E. Bulochyk, P. Węgierek // Przegląd Elektrotechniczny (Electrical Review). 2012. R. 88, NR 7a. P. 319–320.
11. Новаш, И. В. Математическое моделирование коммутационных режимов в электроустановках с трансформаторами / И. В. Новаш, Ф. А. Романюк. Минск: БНТУ, 2013. 225 с.
12. Романюк, Ф. А. Информационное обеспечение вычислительного эксперимента в релейной защите и автоматике энергосистем / Ф. А. Романюк, В. И. Новаш. Минск: ВУЗ-ЮНИТИ, 1998. 174 с.

Поступила 08.08.2017 Подписана в печать 16.10.2017 Опубликовано онлайн 28.11.2017

REFERENCES

1. Fedoseev A. M. (1992) *Relay Protection of Electric Power Systems*. 2nd ed. Moscow, Energoatomizdat Publ. 528 (in Russian).
2. Bass E. I., Doroguntsev V. G., D'yakov A. F. (ed.) (2002) *Relay Protection of Electric Power Systems*. Moscow, MEI Publ. 296 (in Russian).
3. Shabad M. A. (1991) *Overcurrent Protection. Library of Electrician, Issue 640*. Leningrad, Energoatomizdat Publ. 96 (in Russian).
4. Shabad M. A. (2012) *Calculations of Relay Protection and Automation of Distribution Networks*. 5th ed. St.-P., Petersburg Power Engineering Institute for Advanced Studies Ministry of Energy of the Russian Federation, 350 p. (in Russian).
5. Romaniuk F. A., Tishechkin A. A., Kovalevsky A. V. (2005) Principles for Execution of Adaptive Microprocessor Current Protection against Inter-Phase Short-Circuits. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (2), 11–14 (in Russian).
6. Romaniuk F. A., Novash I. V., Rumiantsev V. Iu., Rumiantsev Iu. V., Klubovich V. V. (ed.) (2015) Prospective Implementation Technologies of Microprocessor-Based Line Protection of Distribution Grids. *Advanced Materials and Technologies*. Vol. 1. Vitebsk, Vitebsk State Technological University, 115–139 (in Russian).
7. Romaniuk F. A., Huryanichy 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 kW. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (1), 5–15 (in Russian). DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-1-5-15.
8. Gimoyan G. G. (1978) *Relay Protection of Mining Electrical Installations*. 2nd ed. Moscow, Nedra Publ. 349 (in Russian).
9. Romaniuk F. A., Tishechkin A. A., Bulochik E. V. (2011) Determination of Damages on the Lines of the Distribution Grids in the Scope of Functions of the Microprocessor Current Protections. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (4), 5–10 (in Russian).
10. Romaniuk F., Bulochyk E., Węgierek P. (2012) Ocena Porównawcza Metod Lokalizacji Zwarć Niesymetrycznych w Sieciach Rozdzielczych [Comparative Estimation of Methods of Asymmetrical Fault Determination on Distribution Networks Lines]. *Przegląd Elektrotechniczny* [Electrical Review], 88 (7a), 319–320 (in Poland).
11. Novash V. I., Romaniuk F. A. (2013) *Mathematical Modeling of Switching Modes in Electrical Systems with Transformers*. Minsk, BNTU. 225 (in Russian).
12. Romaniuk F. A., Novash V. I. (1998) *Information Support of Computing Experiment in Relay Protection and Automation of Power Systems*. Minsk, VUZ-YuNITI Publ. 174 (in Russian).

Received: 8 August 2017 Accepted: 16 October 2017 Published online: 28 November 2017

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-505-522

УДК 621.316

Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена

Часть 2

М. А. Короткевич¹⁾, С. И. Подгайский²⁾, А. В. Голомуздов²⁾

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

²⁾ПО «Энергокомплект» (Витебск, Республика Беларусь)

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

Реферат. Оценка целесообразности применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена по сравнению с кабелями на те же напряжения с бумажно-масляной изоляцией выполнена на основе метода многоцелевой оптимизации, позволяющего учесть не только количественные (приведенные затраты), но и качественные показатели. В качестве показателя надежности работы кабельной линии принята максимальная наработка на отказ (значение, обратно пропорциональное параметру потока отказов), которая у кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена на порядок больше, чем у кабельных линий с бумажной изоляцией. Комплексная оценка удобства монтажа кабельной линии показала, что монтаж кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена отличается большим в 1,2–1,6 раза удобством монтажа по сравнению с трехжильными (на напряжение 10 кВ) и в 1,4 раза – по сравнению с одножильными маслонаполненными кабелями на напряжение 110 кВ. Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена доказана нами на основе метода многоцелевой оптимизации, где учитывались как приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию кабельных линий, так и надежность ее работы, удобство монтажа и другие качественные показатели. Если учитываемые цели одинаково важны, то кабели с полиэтиленовой изоляцией на напряжение 10–110 кВ более эффективны по сравнению с трехжильными (на напряжение 10 кВ) и одножильными (на напряжение 110 кВ) кабелями с бумажной изоляцией. При этом стоимость кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена может превышать стоимость кабеля с бумажной изоляцией до двух раз. Если наиболее важная цель состоит в обеспечении минимума приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию кабельной линии, то применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ наиболее целесообразно в отдельных случаях.

Ключевые слова: кабельные линии электропередачи, напряжение 6–110 кВ, изоляция из сшитого полиэтилена, бумажно-масляная изоляция, надежность, удобство монтажа, многоцелевая оптимизация

Для цитирования: Короткевич, М. А. Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Часть 2 / М. А. Короткевич, С. И. Подгайский, А. В. Голомуздов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60, № 6. С. 505–522. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-505-522

Адрес для переписки

Короткевич Михаил Андреевич
Белорусский национальный технический университет
просп. Независимости, 65/2
220013, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 292-65-82
elsyst@tut.by

Address for correspondence

Korotkevich Mishail A.
Belarusian National Technical University
65/2 Nezavisimosty Ave.,
220013, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 292-65-82
elsyst@tut.by

The Efficacy of the Cables of 6–110 kW with XLPE Insulation

Part 2

M. A. Korotkevich¹⁾, S. I. Podgaitskiy²⁾, A. V. Golomuzdov²⁾

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

²⁾JSC “Energokomplekt” Industrial Association (Vitebsk, Republic of Belarus)

Abstract. The assessment of the suitability of cables of 6–110 kW with XLPE insulation in comparison with cables of the same voltage but possessing paper-oil insulation has been fulfilled on the basis of the method of multi-objective optimization that makes it possible to account not only the quantitative characteristics (of reduced costs), but also qualitative ones. As an indicator of the reliability of the cable line the maximum mean time to failure (the value inversely proportional to the parameter of succession of failures), which is an order more for cable lines with XLPE insulation than for cable lines with paper insulation, is adopted. A comprehensive assessment of the convenience of installation of cable lines revealed that the installation of cable with XLPE insulation features a 1.2–1.6 times easier installation as compared to three-wire (voltage 10 kW) and 1.4 times easier installation as compared to single-core oil-filled cables (voltage of 110 kW). The efficacy of the cables 6–110 kW with XLPE insulation is proved on the basis on the method of multi-objective optimization, that took into account as the costs for the construction and operation of cable lines and the reliability of its operation, ease of its installation and other quality indicators. If the goals taken into account are considered as equally important, the polyethylene-insulated cables for a voltage of 10–110 kW is more efficient as compared to three-wire (voltage 10 kW) and solid (110 kW) cables with paper insulation. Herewith, the cost of the cable with XLPE insulation may exceed the cost of cable with paper insulation up to two times. If the most important aim is to provide the minimum reduced costs for the construction and operation of the cable line, the use of cables with XLPE insulation for voltage of 10 kW is most advisable in individual cases.

Keywords: cable lines, voltage of 6–110 kW, XLPE, paper-oil insulation, reliability, ease of installation, multi-purpose optimization

For citation: Korotkevich M. A., Podgaitskiy S. I., Golomuzdov A. V. (2017) The Efficacy of the Cables of 6–110 kW with XLPE Insulation. Part 2. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (6), 505–522. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-505-522 (in Russian)

Введение

Целесообразность использования кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена по сравнению с кабелями с бумажно-масляной изоляцией рассмотрим, в отличие от [1], на основе метода многоцелевой оптимизации применительно к кабельным линиям, выполненным кабелями:

- трехжильными площадью поперечного сечения жил 35–240 мм², напряжением 6–35 кВ;
- одножильными площадью поперечного сечения жил 35–240 мм² (кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена) и трехжильными площадью поперечного сечения жил 35–240 мм² (кабели с бумажно-масляной изоляцией), напряжением 6–35 кВ;
- одножильными площадью поперечного сечения жил 150, 185, 240, 300, 400, 500, 630 мм² (кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена) и од-

ножилыми тех же площадей поперечного сечения жил (кабели маслонаполненные с бумажно-масляной изоляцией), напряжением 110 кВ.

Метод многоцелевой оптимизации позволяет учесть не только количественные (стоимостные) показатели, но и качественные, стоимостное выражение которых дать затруднительно.

В терминах метода многоцелевой оптимизации задачу сформулируем следующим образом: необходимо оценить целесообразность использования кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6–110 кВ по сравнению с кабелями с бумажно-масляной изоляцией при достижении следующих целей:

- минимума приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию кабельных линий;
- максимума надежности работы;
- максимума удобства монтажа;
- максимальной длины линии без компенсации зарядной мощности;
- максимума допустимой разности высот прокладки кабеля;
- минимального воздействия на окружающую среду.

Целесообразность использования более дорогих кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена обеспечивается при достижении максимального значения критерия оптимизации $E \rightarrow \max [2, 3]$, т. е.

$$E = \sum_{i=1}^n v_i e_i \rightarrow \max, \quad (1)$$

где v_i – оценка важности i -й цели, $i = 1, \dots, n$; e_i – относительная эффективность i -й цели.

Оценка важности i -й цели может быть задана, например, так:

- все цели одинаково важны, тогда $v_i = 0,167 \sum_{i=1}^n v_i = 1,0$;
- одна из целей наиболее важная, тогда $v_i = 0,6$; $\sum_{j \neq i}^{n-1} v_j = 0,4$; $j \neq i$ (при

допущении, что все остальные цели одинаково важны).

Получение точечной оценки значений v_i может быть достигнуто на основе ранжирования указанных целей экспертами – специалистами по проектированию, сооружению и эксплуатации электрических сетей, суммарное количество которых должно быть не менее десяти [2].

Результаты ранжирования оформляются, как показано в табл. 1.

Расчетный коэффициент R_i для каждой цели определяется по формуле

$$R_i = 1 + \frac{1}{n} - \frac{A_i}{nN}, \quad (2)$$

где N – количество экспертов.

Таблица 1

Обработка результатов ранжирования целей

Processing of the results of ranking the goals

Номер эксперта	Ранг цели, номер						Сумма рангов
	1	2	3	4	5	6	
1							21
2							21
...							...
10							21
Общая сумма рангов i -й цели	A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	210
Расчетный коэффициент	R_1	R_2	R_3	R_4	R_5	R_6	$\sum_{i=1}^6 R_i = B$
Оценка важности целей	$v_1 = \frac{R_1}{B}$	$v_2 = \frac{R_2}{B}$	$v_3 = \frac{R_3}{B}$	$v_4 = \frac{R_4}{B}$	$v_5 = \frac{R_5}{B}$	$v_6 = \frac{R_6}{B}$	$\sum_{i=1}^6 v_i = 1,0$

В нашем примере $R_i = 1 + \frac{1}{6} - \frac{A_i}{6 \cdot 10} = 1,17 - \frac{A_i}{60}$.

Суммарное значение

$$B = \sum_{i=1}^6 R_i. \quad (3)$$

Численное значение значимости целей v_i

$$v_i = \frac{R_i}{\sum_{i=1}^6 R_i} = \frac{R_i}{B}, \quad (4)$$

при этом $\sum_{i=1}^6 v_i = 1,0$.

Дадим оценку каждой (кроме значения приведенных затрат) из указанных выше целей.

Оценка показателей надежности кабельных линий электропередачи

В соответствии с ГОСТ 27.002–89 [4] для объектов нижнего уровня электрических сетей (к каким относятся кабельные линии электропередачи) в качестве показателей надежности используют показатели, характеризующие безотказность, ремонтпригодность, долговечность и сохраняемость.

Для оценки безотказности работы ремонтпригодного объекта (в частности, кабельных линий электропередачи) применяются показатели: пара-

метр потока отказов λ и средняя наработка на отказ $t_{\text{ср}}$, равная для стационарного потока отказов [5]

$$t_{\text{ср}} = \frac{1}{\lambda}. \quad (5)$$

Вероятность безотказной работы кабельной линии электропередачи на интервале времени t определяется по формуле

$$p = e^{-\lambda_0 \ell t}, \quad (6)$$

где λ_0 – параметр потока отказов, приходящийся на один километр линии, отказ/(км·год); ℓ – длина линии, км; средняя длина распределительной кабельной линии напряжением 10 кВ, связывающая между собой соседние трансформаторные подстанции, равна 0,6–0,8 км; максимальная длина питающих кабельных линий напряжением 10 кВ составляет в Республике Беларусь 6 км; t – рассматриваемый интервал времени, $t = 1$ год и $t = 30$ лет (срок службы кабеля).

Расчеты по формуле (6) показали, что к концу срока службы вероятность безотказной работы кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена значительно, не менее чем в 3 раза, превышает вероятность безотказной работы кабелей с бумажно-масляной изоляцией.

Таким образом, у кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена наработка на отказ больше в 10 раз, а вероятность безотказной работы – не менее чем в 3 раза по сравнению с кабелями с бумажно-масляной изоляцией.

Оценка удобства монтажа кабельных линий с кабелями с различной изоляцией

Удобство монтажа кабельных линий зависит от следующих факторов, характерных для кабелей с традиционной изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена: массы барабанов с кабелем, который необходимо вывезти на трассу для последующего монтажа одного километра линии; внешнего диаметра кабеля; допустимого радиуса изгиба; допустимой отрицательной температуры наружного воздуха, при которой кабель прокладывается без его предварительного подогрева.

Известно, что чем меньше диаметр монтируемого кабеля, тем более легкие условия его монтажа.

Значения наружных диаметров кабелей на напряжения 10 и 110 кВ с изоляцией из различных материалов, по данным [6–9], приведены в табл. 2.

Из табл. 2 видно, что диаметр трехжильных кабелей на напряжение 10 кВ с бумажной изоляцией меньше диаметра таких же кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена примерно в 1,23 (кабели типов ААБ и АПвП) и в 1,16 (кабели типов ЦАСБ и АПвП) раза, или в среднем в 1,2 раза.

Диаметр одножильного маслонаполненного кабеля с бумажной изоляцией на напряжение 110 кВ в 1,1–1,15 раза больше диаметра кабеля на то же номинальное напряжение с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Таблица 2

**Наружные диаметры кабелей на напряжение 6–110 кВ
с изоляцией из различных материалов****The outer diameters of the cables for 6–110 kV
with insulation of different materials**

Номинальное напряжение, кВ	Площадь поперечного сечения жил, мм ²	Наружный диаметр кабеля, мм, типа				
		АПвП		ААБ	ЦАСБ	МНСК
		Одножильный	Трехжильный	Трехжильный	Одножильный	
6	70	25,71	49,49	—	—	—
	185	32,41	64,58			
	240	34,91	70,98			
10	70	27,51	57,87	47,0	49,9	—
	185	34,01	73,27	59,7	63,5	
	240	36,41	78,22	65,9	—	
20	70	31,71	67,07	—	—	—
	185	38,21	83,15			
	240	40,61	88,31			
35	70	37,71	80,57	—	—	—
	185	44,21	96,45			
110	240	70.00	—	—	—	76.9/80.9

Диаметр трехжильных кабелей на напряжение 10 кВ с бумажной изоляцией больше диаметра одножильного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена в 1,75 (кабели типов ААБ и АПвП) и в 1,83 (кабели типов ЦАСБ и АПвП) раза, или в среднем в 1,8 раза.

Оценка допустимого радиуса изгиба кабеля

Трехжильные кабели с полиэтиленовой изоляцией имеют меньший допустимый радиус изгиба по сравнению с трехжильными кабелями с бумажной изоляцией:

- в 1,5 раза – для кабелей со свинцовой оболочкой;
- в 2,5 раза – для кабелей с алюминиевой оболочкой.

Одножильные кабели с полиэтиленовой изоляцией имеют меньший (в 1,7 раза) допустимый радиус изгиба по сравнению с трехжильными кабелями с бумажной изоляцией и алюминиевыми оболочками.

Диапазон допустимых температур при прокладке кабеля без предварительного подогрева

Возможный диапазон температур, при которых производится прокладка кабеля без его предварительного подогрева:

- кабели с бумажно-масляной изоляцией: 41 °С (от 0 до 40 °С);
- кабели с полиэтиленовой изоляцией: 61 °С (от минус 15 или минус 20 °С до плюс 40 °С, включая 0 °С).

Следовательно, максимальный диапазон температур, при которых производится прокладка кабеля без его предварительного подогрева, для кабелей с полиэтиленовой изоляцией в 1,4 раза больше, чем для кабелей с бумажно-масляной изоляцией.

Интегральное соотношение удобства монтажа дадим на основе метода многоцелевой оптимизации применительно к кабельным линиям напряжениями 10 и 110 кВ. Относительные значения показателей целей приведены в табл. 3–5.

Таблица 3

Относительные значения показателей и эффективности целей
для трехжильных кабелей с различной изоляцией

The relative values of the indicators and efficiency targets
for three-core cables with various insulation

Наименование цели	Относительное значение показателя цели x_i			Относительная эффективность цели		
	Трехжильный кабель на напряжение 10 кВ					
	с бумажно-масляной изоляцией типа		с изоляцией из сшитого полиэтилена типа	с бумажно-масляной изоляцией типа		с изоляцией из сшитого полиэтилена типа
	ААБ	ЦАСБ	АПвП	ААБ	ЦАСБ	АПвП
Минимальная масса барабанов с кабелем	1,0	1,0	1,22 (ААБ); 0,77 (ЦАСБ)	1,0	0,77	0,89 1,00
Минимальный наружный диаметр кабеля	1,0	1,0	1,2	1,0	1,00	0,83
Минимальный радиус изгиба	1,0	1,0	0,67 (ЦАСБ); 0,40 (ААБ)	0,40	0,67	1,0 1,0
Максимальный диапазон допустимых температур при прокладке кабеля	1,0	1,0	1,4	0,71	0,71	1,0
			Итого	3,11	3,15	3,72 (при сравнении с ААБ); 3,83 (при сравнении с ЦАСБ)

Относительная эффективность целей e_i определяется по формулам:

– для минимизируемых целей:

$$e_i = \frac{\min x_i}{x_i}; \quad (7)$$

– для максимизируемых целей:

$$e_i = \frac{x_i}{\max x_i}, \quad (8)$$

где x_i – текущее значение показателей целей; $\max x_i$, $\min x_i$ – максимальное и минимальное значения критерия оптимизации.

Таблица 4

**Относительные значения показателей и эффективности целей
для трехжильных кабелей с бумажной изоляцией
и одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена**
**The relative values of the indicators and the effectiveness of the objectives
for three-core cables with paper insulation and single-conductor cables
with insulation of cross-linked polyethylene**

Наименование цели	Относительное значение показателя цели x_i			Относительная эффективность цели		
	Трехжильный кабель на напряжение 10 кВ		Одножильный кабель на напряжение 10 кВ	Трехжильный кабель на напряжение 10 кВ		Одножильный кабель на напряжение 10 кВ
	с бумажно-масляной изоляцией типа		с изоляцией из сшитого полиэтилена типа	с бумажно-масляной изоляцией типа		с изоляцией из сшитого полиэтилена типа
	ААБ	ЦАСБ	АПвП	ААБ	ЦАСБ	АПвП
Минимальная масса барабанов с кабелем	1,0	1,0	0,97 (ААБ); 0,67 (ЦАСБ)	0,97	0,67	1,0
Минимальный наружный диаметр кабеля	1,0	1,0	0,57 (ААБ); 0,55 (ЦАСБ)	0,57	0,55	1,0
Минимальный радиус изгиба	1,0	1,0	0,59	0,59	0,59	1,0
Максимальный диапазон допустимых температур при прокладке кабеля	1,0	1,0	1,40	0,71	0,71	1,0
			Итого	2,84	2,52	4,0

При одинаковой важности всех целей значение критерия оптимизации E вычисляется как

$$E = \frac{1}{4} \sum_{i=1}^4 e_i. \quad (9)$$

Монтаж трехжильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена ($E = 0,95$) отличается большим в 1,2 раза по сравнению с монтажом кабелей типов ААБ и ЦАСБ удобством.

Монтаж одножильного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ отличается большим удобством соответственно в 1,4 и 1,6 раза по сравнению с монтажом трехжильных кабелей типов ААБ и ЦАСБ, имеющих бумажно-масляную изоляцию.

Монтаж линии из одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 110 кВ представляется в 1,4 раза более удобным, чем монтаж одножильного маслонаполненного кабеля с бумажной изоляцией на то же напряжение.

Таблица 5

**Относительные значения показателей и эффективности целей
для одножильных кабелей с различной изоляцией**
**The relative values of the indicators and the effectiveness of the objectives
for single-core cables with different insulation**

Наименование цели	Относительное значение показателя цели x_i		Относительная эффективность цели	
	Одножильный кабель на напряжение 110 кВ			
	с бумажно-масляной изоляцией типа	с изоляцией из сшитого полиэтилена типа	с бумажно-масляной изоляцией типа	с изоляцией из сшитого полиэтилена типа
	МНС	АПвП	МНС	АПвП
Минимальная масса барабанов с кабелем	1,0	0,71	0,71	1,0
Минимальный наружный диаметр кабеля	1,0	0,87	0,87	1,0
Минимальный радиус изгиба	1,0	0,59	0,59	1,0
Максимальный диапазон допустимых температур при прокладке кабеля	1,0	1,40	0,71	1,0
		Итого	2,88	4,0

Оценка значения зарядного тока кабельной линии

Известно, что у кабелей с полиэтиленовой изоляцией значение зарядного тока меньше (из-за меньшей рабочей емкости по сравнению с кабелями с бумажно-масляной изоляцией), почти на порядок меньше диэлектрические потери мощности, учитываемой у кабелей напряжением 110 кВ. Потери активной мощности у обоих типов рассматриваемых кабелей с площадью поперечного сечения жил до 240 мм², пропорциональные активному сопротивлению жил, можно считать одинаковыми (или в 1,07 раза больше у кабелей с полиэтиленовой изоляцией из-за большей допустимой температуры их нагрева) [10]. Потери напряжения и потери реактивной мощности из-за большего индуктивного сопротивления одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена будут больше по сравнению с кабелями с бумажно-масляной изоляцией.

Компенсация емкостных токов однофазного замыкания на землю в электрических сетях напряжениями 6; 10; 20; 35 кВ должна предусматриваться тогда, когда значение указанных токов превышает 30; 20; 15; 10 А соответственно.

Предельная протяженность кабельных линий без компенсации емкостных токов замыкания на землю определяется по формуле

$$\ell_{\text{пред}} = \frac{I_{\text{Спред}}}{I_{\text{C0}}} = \frac{I_{\text{Спред}}}{3U_{\phi}\omega C_0 \cdot 10^{-3}}, \quad (10)$$

где $I_{\text{Спред}}$ – предельное значение емкостного тока замыкания на землю, когда допускается работа без применения средств компенсации указанного тока, равно 30; 20; 15; 10 А для сети напряжениями 6; 10; 20; 35 кВ; I_{C0} – удельное значение емкостного тока замыкания на землю кабельной сети, А/км, зависит от площади поперечного сечения жил кабелей; U_{ϕ} – фазное напряжение кабельных линий, кВ, равно $\frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}}$, $U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение сети, кВ; $\omega = 314$ 1/с – угловая частота; C_0 – емкость жилы кабеля относительно оболочки, мкФ/км.

Значение I_{C0} , вычисленное при U_{ϕ} , кВ, и C_0 , мкФ/км, будет иметь размерность А/км.

Емкость жилы кабеля относительно оболочки характеризует работу трехфазной кабельной линии при замыкании на землю и для одножильных кабелей и кабелей напряжениями 20 и 35 кВ, имеющих отдельно экранированные или покрытые отдельной металлической оболочкой круглые жилы, вычисляется по формуле

$$C_0 = \frac{0,0241\epsilon_r}{\lg \frac{R}{r}}, \quad (11)$$

где ϵ_r – относительная диэлектрическая проницаемость изоляции, принимается равной 3,5 – для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией; 3,7 – для маслонаполненных; 2,3 – для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена; R – радиус по изоляции, мм; r – радиус жилы, мм.

Емкость трех жил по отношению к металлической оболочке для трехжильных кабелей может быть подсчитана по приближенной формуле [10, 11]

$$C_0 = \frac{0,0241\epsilon_r}{\lg \frac{b + \delta_{\text{н}} + \delta_{\text{п}}}{b}}, \quad (12)$$

где b – расчетная высота сектора или диаметр жилы, мм; $\delta_{\text{н}}$ – толщина изоляции жилы, мм; $\delta_{\text{п}}$ – толщина поясной изоляции, мм.

Для кабельных линий с кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена предельная протяженность без компенсации емкостных токов определяется как

$$\ell_{\text{пред}}^n = \frac{I_{\text{Спред}}}{3U_{\phi}\omega C_0^n \cdot 10^{-3}}. \quad (13)$$

Тогда при одинаковых указанных геометрических размерах кабелей с различной изоляцией имеем

$$\frac{\ell_{\text{пред}}^n}{\ell_{\text{пред}}} = \frac{C_0}{C_0^n} = \frac{\varepsilon}{\varepsilon^n}. \quad (14)$$

При $\varepsilon_r = 3,5$; $\varepsilon^n = 2,3$ $\ell_{\text{пред}}^n = 1,5\ell_{\text{пред}}$, т. е. предельная протяженность кабельных линий с кабелями с полиэтиленовой изоляцией в 1,5 раза превышает допустимую протяженность линий с кабелями с бумажно-масляной изоляцией по условию работы без компенсации емкостных токов замыкания на землю.

Оценка допустимой разности высот прокладки кабеля

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена допускают неограниченную разность высот прокладки, в то время как допустимая разность высот прокладки кабелей с бумажной изоляцией составляет 15 м.

Если сравниваемые значения отличаются между собой на несколько порядков, для характеристики интенсивности их изменения может быть применен десятичный или натуральный логарифм отношения двух крайних (максимального и минимального) значений этой величины.

Неограниченная разность высот прокладки кабелей с полиэтиленовой изоляцией по сравнению с кабелями с бумажной изоляцией может быть описана следующим образом:

$$\delta h = \lg \frac{h^n}{h}, \quad (15)$$

где δh – оценка увеличения высоты прокладки кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена; h^n , h – допустимая разность высот прокладки кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (для условий Республики Беларусь больше 1000–1500 м не требуется) и допустимая разность высот прокладки кабелей с бумажно-масляной изоляцией (равна 15 м).

При указанных крайних значениях h^n и h их отношение равно 100 и $\delta h = 2,0$. Отмеченное значение может быть учтено в качестве показателя самостоятельной цели – максимальная допустимая разность высот прокладки кабеля.

Допустимая неограниченная разность высот прокладки кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена косвенно учитывается в надежности работы кабельной линии (отражается в меньшем значении параметра потока отказов по сравнению с кабелями с бумажно-масляной изоляцией, не пропитанной нестекающим составом).

Оценка воздействия кабелей на окружающую среду

Функционирование кабельных линий сопровождается влиянием на них окружающей среды и влиянием кабельных линий на окружающую среду (земля, вода, воздух).

Грунт, где прокладываются кабельные линии, характеризуется влажностью, степенью кислотной, щелочной, т. е. коррозионной, активности, удельным электрическим сопротивлением.

Природа и внешние факторы ограничивают условия прокладки кабелей:

- с изоляцией из сшитого полиэтилена и поливинилхлоридной наружной оболочкой – значением влажности грунта;
- с бумажной пропитанной изоляцией – значениями коррозионной активности грунта, вибрацией.

В целом можно сказать, что окружающая среда одинаково влияет на кабельные линии, независимо от материала изоляции кабелей.

Теперь рассмотрим влияние подземных кабельных линий на окружающую среду.

На трассах кабельных линий допускается проведение сельскохозяйственных работ, однако строительство домов и посадка крупных деревьев исключаются.

Электрическое и магнитное поля вокруг кабельной линии даже напряжением 500 кВ незначительны. Однако при работе кабеля он нагревается, что приводит к иссушению почвы и оказывает негативные воздействия на находящиеся там живые организмы.

Особенность применения кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена, по сравнению с кабелями с бумажно-масляной изоляцией, состоит в том, что в них отсутствует жидкий диэлектрик, который может вытекать в почву при выполнении ремонтных работ на линиях напряжением 6–35 кВ или утекать из баков давления, трубопроводов, концевых, соединительных и стопорных муфт на линиях с маслонаполненными кабелями напряжением 110 кВ (масса масла в канале одного километра кабеля – 100 кг, в бумажной изоляции – 620 кг [9]) при транспортировке, монтаже и эксплуатации. Для исключения попадания воздуха в изоляцию кабеля, заправленные маслом, наматываются на барабан и каждый барабан снабжается баком давления, размещаемым в шейке барабана и обеспечивающим избыточное давление масла при транспортировке, хранении и монтаже кабеля.

Сказанное позволяет установить соотношение факторов воздействия кабельных линий с бумажной и искусственной изоляцией на окружающую среду

$$\frac{I_{\text{окр}}^{\text{п}}}{I_{\text{окр}}} = \frac{a}{a + I_{\text{р}}} = \frac{1}{1 + \frac{I_{\text{р}}}{a}}, \quad (16)$$

где $I_{\text{окр}}^{\text{п}}$, $I_{\text{окр}}$ – факторы воздействия на окружающую среду кабельных линий с полиэтиленовой и бумажно-масляной изоляцией; a – годовые расходы по воспроизводству природных ресурсов, связанных с нагревом почвы; $I_{\text{р}}$ – годовые расходы по воспроизводству природных ресурсов, связанных с утечкой нефтяного масла в почву.

Структура формулы (16) позволяет указать, что при любых значениях отношения $\frac{I_{\text{р}}}{a}$ значение $I_{\text{окр}}^{\text{п}} < I_{\text{окр}}$, т. е. негативное воздействие кабелей

Таблица 7

**Относительные значения показателей и эффективности целей
для трехжильных кабелей с бумажной изоляцией
и одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена**
**The relative values of the indicators and the effectiveness of the objectives
for three-core cables with paper insulation and single-conductor cables
with insulation of cross-linked polyethylene**

Наименование цели	Относительное значение показателя цели x_i			Относительная эффективность цели		
	Трехжильный кабель на напряжение 10 кВ		Одножильный кабель на напряжение 10 кВ	Трехжильный кабель на напряжение 10 кВ		Одножильный кабель на напряжение 10 кВ
	с бумажно-масляной изоляцией типа		с изоляцией из сшитого полиэтилена типа	с бумажно-масляной изоляцией типа		с изоляцией из сшитого полиэтилена типа
	ААБ	ЦАСБ	АПвП	ААБ	ЦАСБ	АПвП
Минимум приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию кабельных линий	1,0	1,0	1,3/1,06	1,0	1,0	0,77/0,943
Максимум надежности работы (наработки на отказ)	1,0	1,0	10,0	0,1	0,1	1,0
Максимум удобства монтажа	1,0	1,0	1,4 (ААБ); 1,6 (ЦАСБ)	0,71	0,63	1,0
Максимальное значение длины линии без компенсации зарядной мощности	1,0	1,0	1,5	0,67	0,67	1,0
Максимальная допустимая разность высот прокладки кабеля	1,0	2,0	2,0	0,5	1,0	1,0
Минимальное воздействие на окружающую среду	1,0	1,0	0,5	0,5	0,5	1,0
Примечание. Стоимость кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена превышает стоимость кабеля с бумажной изоляцией в 2 раза (числитель) и в 1,2 раза (знаменатель).						

Значение относительной эффективности целей определено по формулам (7), (8).

Значение критерия оптимизации E равно:

– при одинаковой важности целей $E = 0,75$ и $0,83$ (соответственно кабели с бумажно-масляной изоляцией типов ААБ и ЦАСБ) и $E^n = 0,96$ и $0,99$ (соответственно кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена при стоимости кабеля в 2 и 1,2 раза больше стоимости кабелей типов ААБ и ЦАСБ).

Отношение $\frac{E^n}{E} \geq 1,2$, что говорит о большей эффективности применения

трехжильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ по сравнению с трехжильными кабелями с бумажно-масляной изоляцией при рассматриваемых стоимостях кабелей;

– если наиболее важная цель состоит в обеспечении минимума приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию кабельных линий (значение важности цели примем равным 0,6), то при важности цели по надежности работы (0,2) и одинаковой важности ($v_3 = v_4 = v_5 = v_6 = 0,05$) оставшихся целей критерий оптимизации будет равен:

– для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена:

$$E^{\text{п}} = (0,77 \cdot 0,6) + (1,0 \cdot 0,2) + 4 \cdot 0,05 = 0,862 \text{ (для данных числителя);}$$

$$E^{\text{п}} = (0,943 \cdot 0,6) + (1,0 \cdot 0,2) + 4 \cdot 0,05 = 0,9658 \text{ (для данных знаменателя);}$$

– для кабелей типа ААБ

$$E_{\text{ААБ}} = (1,0 \cdot 0,6) + (0,1 \cdot 0,2) + (0,83 + 0,67 + 0,5 + 0,5) \cdot 0,05 = 0,745;$$

– для кабелей типа ЦАСБ

$$E_{\text{ЦАСБ}} = (1,0 \cdot 0,6) + (0,1 \cdot 0,2) + (0,83 + 0,67 + 1,0 + 0,5) \cdot 0,05 = 0,77.$$

Таблица 8

**Относительные значения показателей и эффективности целей
для одножильных кабелей с различной изоляцией**

**The relative values of the indicators and the effectiveness of the objectives
for single core cables with different insulation**

Наименование цели	Относительное значение показателя цели x_i		Относительная эффективность цели	
	Одножильный кабель на напряжение 110 кВ			
	с бумажно-масляной изоляцией типа	С изоляцией из сшитого полиэтилена типа	с бумажно-масляной изоляцией типа	С изоляцией из сшитого полиэтилена типа
	МНС	АПвП	МНС	АПвП
Минимум приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию кабельных линий	1,0	1,23	1,0	0,81
Максимум надежности работы (наработки на отказ)	1,0	10,0	0,1	1,0
Максимум удобства монтажа	1,0	1,4	0,71	1,0
Максимальное значение длины линии без компенсации зарядной мощности	1,0	1,5	0,67	1,0
Максимальная допустимая разность высот прокладки кабеля	1,0	2,0	0,5	1,0
Минимальное воздействие на окружающую среду	1,0	0,53	0,33	1,0
Примечание. Стоимость кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена превышает стоимость кабеля с бумажной изоляцией в 2 раза.				

Если стоимость трехжильного кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена превышает стоимость трехжильного кабеля с бумажно-масляной изоляцией в 1,2 или 2 раза, то использование кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена более эффективно, так как $E^n > E_{\text{ААБ}}$ и $E^n > E_{\text{ЦАСБ}}$; при этом $E^n = (1,12\text{--}1,25)E$, т. е. $E^n \geq 1,2E$ в отдельных случаях.

Значение критерия оптимизации E равно:

– при одинаковой важности целей $E = 0,631$ (кабели типа ААБ) и $0,676$ (кабели типа ЦАСБ), $E^n = 0,961$ (кабели типа АПвП – при их стоимости, в 2 раза превышающей стоимость кабелей типов ААБ и ЦАСБ) и $0,99$ (при стоимости, в 1,2 раза превышающей стоимость кабеля с бумажной изоляцией).

Отношение $\frac{E^n}{E} = 1,52$ – при сравнении с кабелем типа ААБ и $1,42$ – при сравнении с кабелем типа ЦАСБ, стоимости которых меньше стоимости кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в 2 раза, что доказывает высокую эффективность и целесообразность применения одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ по сравнению с трехжильными кабелями с бумажно-масляной изоляцией;

– если наиболее важная цель состоит в обеспечении минимума приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию кабельных линий, то:

$E = 1 \cdot 0,6 + 0,1 \cdot 0,2 + (0,71 + 0,67 + 0,5 + 0,5)0,05 = 0,739$ – для кабелей типа ААБ;

$E = 1 \cdot 0,06 + (0,1 \cdot 0,2) + (0,63 + 0,67 + 0,1 + 0,5)0,05 = 0,76$ – для кабелей типа ЦАСБ;

$E^n = 0,77 \cdot 0,6 + 1,0 \cdot 0,2 + (1,0 + 1,0 + 1,0 + 1,0)0,05 = 0,862$ – для кабелей типа АПвП (когда их стоимость больше стоимости кабелей типов ААБ и ЦАСБ в 2 раза);

$E^n = 0,943 \cdot 0,6 + 1,0 \cdot 0,2 + (1,0 + 1,0 + 1,0 + 1,0)0,05 = 0,9658$ – для кабелей типа АПвП (когда их стоимость больше стоимости кабелей типов ААБ и ЦАСБ в 1,2 раза).

Как видно из полученных результатов, $E^n > E$, что подтверждает эффективность применения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена даже в условиях превышения его стоимости в 2 раза стоимости кабеля с бумажной изоляцией (здесь $E^n = 1,13E$).

ВЫВОДЫ

1. Оценка целесообразности применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена по сравнению с кабелями на те же напряжения с бумажно-масляной изоляцией выполнена на основе метода многоцелевой оптимизации, позволяющего учесть не только количественные (приведенные затраты), но и качественные показатели, стоимостное выражение которым дать затруднительно, в частности надежность работы, удобство монтажа линий, предельную длину кабельных линий без необхо-

димости компенсации зарядной мощности, разность высот прокладки кабеля и др. При этом сравнивались между собой кабели различных конструктивных исполнений и материала изоляции: трехжильные с бумажной изоляцией и трехжильные с изоляцией из сшитого полиэтилена; трехжильные с бумажной изоляцией и одножильные с изоляцией из сшитого полиэтилена; одножильные маслонаполненные кабели напряжением 110 кВ с бумажной изоляцией и одножильные кабели напряжением 110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.

2. В качестве показателя надежности работы кабельной линии принята максимальная наработка на отказ (значение, обратно пропорциональное параметру потока отказов), которая у кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена на порядок больше, чем у кабельных линий с бумажной изоляцией.

3. Комплексная оценка удобства монтажа кабельной линии, включающая оценки массы барабанов с кабелем, необходимых для монтажа одного километра линии, значений наружного диаметра и допустимого радиуса изгиба, а также диапазона допустимых температур при прокладке кабеля без его предварительного подогрева, выполненная нами на основе метода многоцелевой оптимизации, показала, что монтаж кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена отличается большим в 1,2–1,6 раза удобством монтажа по сравнению с трехжильными (на напряжение 10 кВ) и в 1,4 раза по сравнению с одножильными маслонаполненными кабелями на напряжение 110 кВ.

4. Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена доказана нами на основе метода многоцелевой оптимизации, где учитывались как приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию кабельных линий, так и надежность ее работы, удобство монтажа и другие качественные показатели. Оказалось, что если учитываемые цели одинаково важны, то критерий оптимизации для линий с одножильными кабелями с полиэтиленовой изоляцией на напряжение 10–110 кВ превышает такой же критерий, характерный для трехжильных (на напряжение 10 кВ) и одножильных (на напряжение 110 кВ) кабелей с бумажной изоляцией более чем в 1,2 раза, т. е. более целесообразно использование кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена. При этом стоимость кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена может превышать стоимость кабеля с бумажной изоляцией до двух раз. Кабельные линии с трехжильными кабелями на напряжение 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена не имеют существенных преимуществ перед такими же линиями с кабелями с бумажно-масляной изоляцией.

Если наиболее важная цель состоит в обеспечении минимума приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию кабельной линии, то применение кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 10 кВ наиболее целесообразно в случаях, когда стоимость кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена не превышает стоимость кабеля с бумажно-масляной изоляцией более чем в 1,2 или в 2 раза (кабели на напряжение 110 кВ).

ЛИТЕРАТУРА

1. Короткевич, М. А. Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Часть 1 / М. А. Короткевич, С. И. Подгайский, А. В. Голомуздов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2017. Т. 60, № 5. С. 417–432. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-5-417-432
2. Гук, Ю. Б. Анализ надежности электротехнических установок / Ю. Б. Гук. Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1988. 224 с.
3. Короткевич, М. А. Эксплуатация электрических сетей / М. А. Короткевич. Минск: Вышэйш. шк., 2014. 350 с.
4. Надежность в технике. Основные понятия, термины и определения: ГОСТ 27.002–89. М.: Изд-во стандартов, 1989. 37 с.
5. Скопинцев, В. А. Качество электроэнергетических систем: надежность, безопасность, экономичность, живучесть / В. А. Скопинцев. М.: Энергоатомиздат, 2009. 332 с.
6. Кабели и провода. Каталог продукции. Витебск: Производственное объединение «Энергокомплект», 2015. 58 с.
7. Кабели маслonaполненные на переменное напряжение 110–500 кВ. Технические условия: ГОСТ 16441–78. М.: Изд-во стандартов, 1978. 39 с.
8. Пантелеев, Е. Г. Монтаж и ремонт кабельных линий: справочник электромонтажника / Е. Г. Пантелеев. М.: Энергоатомиздат, 1990. 228 с.
9. Бронгулеева, М. Н. Кабельные линии высокого напряжения / М. Н. Бронгулеева, С. С. Городецкий. М.; Л.: Госэнергоиздат, 1963. 512 с.
10. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С. С. Рокотьяна, И. М. Шапиро. М.: Энергоатомиздат, 1985. 352 с.
11. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / под ред. И. А. Баумштейна, С. А. Бажанова. М.: Энергоатомиздат, 1989. 768 с.

Поступила 28.03.2017 Подписана в печать 25.05.2017 Опубликовано онлайн 28.11.2017

REFERENCES

1. Korotkevich M. A., Podgaitskiy S. I., Golomuzdov A. V. (2017) The Efficacy of the Cables of 6–110 kW with XLPE Insulation. Part 1. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, 60 (5), 417–432 (in Russian). DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-5-417-432.
2. Guk Yu. B. (1998) *Reliability Analysis of Electrical Installations*. Leningrad, Energoatomizdat Publ., Leningrad Branch. 224 (in Russian).
3. Korotkevich M. A. (2014) *Operation of Electric Networks*. Minsk, Vysheishaya Shkola Publ. 350 (in Russian).
4. State Standard 27.002–89 (1989). *Reliability in Technique. The Basic Concepts, Terms and Definitions*. Moscow, Publishers of Standards. 37 (in Russian).
5. Skopintsev V. A. (2009) *The Quality of Electric Power Systems: Reliability, Security, Economy, Survivability*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 332 (in Russian).
6. *The Cables and Wires. The Product Catalog*. Vitebsk, “Energocomplekt” Production Association, 2015. 58 (in Russian).
7. State Standard 16441–78 (1978). *Oil-Filled Cables for Alternating Voltage 110–500 kW. Specifications*. Moscow, Publishers of Standards. 39 (in Russian).
8. Panteleev E. G. (1990) *Installation and Repair of Cable Lines: the Handbook for Construction Electrician*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 228 (in Russian).
9. Bronguleeva M. N., Gorodetskii S. S. (1963) *Cable High-Voltage Lines*. Moscow – Leningrad, Gosenergoizdat Publ. 512 (in Russian).
10. Rokotyan S. S., Shapiro I. M. (eds.) (1985) *Handbook of Design of Power Systems*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 352 (in Russian).
11. Baumshtein A., Bazhanov S. A. (eds.) (1989) *Handbook of Electrical High-Voltage Installations*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 768 (in Russian).

Received: 28 March 2017 Accepted: 25 May 2017 Published online: 28 November 2017

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-523-535

УДК 621.311.016.1

Алгоритм для коррекции режима энергосистемы с учетом трансформаций и неоднородности сети

О. И. Александров¹⁾

¹⁾Белорусский государственный технологический университет (Минск,
Республика Беларусь)

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

Реферат. Задача оперативной коррекции имеет большое практическое значение для управления режимами электроэнергетической системы и является одной из наиболее важных и сложных задач автоматизированной системы управления электроэнергетической системой. Сложность объясняется динамикой и нелинейностью уравнений состояния электрической сети, записанных относительно узловых напряжений, а также многосвязностью элементов сети. Попытки решения поставленной задачи с помощью теории чувствительности приводят к появлению в дополнение к имеющимся матрицам обобщенных параметров сети нескольких матриц чувствительности, для формирования которых пока еще отсутствуют достаточно эффективные алгоритмы быстрого пересчета матриц при коммутациях в схемах. Это приводит к необходимости вычислять данные матрицы заново при каждой коммутации либо исходить из некоторого базового режима, считая остальные режимы практически неизменными при относительно небольших отклонениях параметров, что, в свою очередь, приводит к дополнительным погрешностям. Предложен новый метод расчета потоков распределения в сети, который основан не на физическом моделировании структуры исследуемой цепи, а на математическом моделировании структуры уравнений, описывающих потоков распределение, благодаря чему снимаются ограничения, накладываемые неоднородностью и наличием трансформаций.

Ключевые слова: электрическая сеть, коэффициенты распределения, матрица чувствительности, эффективный алгоритм, многосвязность элементов, полная комплексная мощность, неоднородная сеть, потоков распределение, коэффициенты трансформации

Для цитирования: Александров, О. И. Алгоритм для коррекции режима энергосистемы с учетом трансформаций и неоднородности сети / О. И. Александров // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60, № 6. С. 523–535. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-523-535

The Algorithm for Correcting a Mode of the Power Supply System that Takes the Transformations and Heterogeneity of the Network into Account

O. I. Alexandrov¹⁾

¹⁾Belarusian State Technological University (Minsk, Republic of Belarus)

Abstract. The problem of expeditious correction has great practical value for operation of the power supply system and is one of the most important and complex challenges of an automated

Адрес для переписки

Александров Олег Игоревич
Белорусский государственный
технологический университет
ул. Свердлова, 13а,
220006, г. Минск, Республика Беларусь
Тел.: +375 17 327-23-97
sanoleg@mail.ru

Address for correspondence

Alexandrov Oleg I.
Belarusian State
Technological University
13a Sverdlova str.,
220006, Minsk, Republic of Belarus
Tel.: +375 17 327-23-97
sanoleg@mail.ru

control system of an electrical power system. Its complexity is due to the dynamics and nonlinearity of equations of state of an electrical network, recorded as related to node voltages, and also due to multiply connected network elements. Attempts to solve the problem by using the theory of sensitivity lead to the appearance – in addition to the matrices of the generalized parameters of the network – of several sensitivity matrices, for the formation of which sufficiently effective algorithms for fast recalculation of the matrices when switching schemes are not yet developed. It results in a need to calculate matrix data anew at each switching, or to recognizing some mode as a basic one considering other modes virtually unchanged at relatively small deviations of the parameters, which, in its turn, leads to additional errors. The new method of calculation of the power flows distribution in the network is proposed that based is not on physical modeling of the structure of the investigated circuit, but on the mathematical modeling of the structure of the equations describing the flow distribution, thereby removing the limitations imposed by heterogeneity and the presence of transformations.

Keywords: electrical network, distribution coefficients, sensitivity matrix, efficient algorithm, multicoupling of elements, gross vector power, nonuniform network, flow distribution, transformation coefficients

For citation: Alexandrov O. I. (2017) The Algorithm for Correcting a Mode of the Power Supply System that Takes the Transformations and Heterogeneity of the Network into Account. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (6), 523–535. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-523-535 (in Russian)

При расчете параметров установившихся режимов в электрических сетях большой электроэнергетической системы (ЭЭС) наибольшие трудности вызывают сети с высокой степенью неоднородности [1]. Особенно это проявляется в высоковольтных питающих, системообразующих и межсистемных линиях электропередачи.

Как известно, любая линейная система уравнений с симметричной матрицей коэффициентов может быть промоделирована электрической цепью по методу электрических узлов. Сущность этого метода кратко можно охарактеризовать следующим образом [2, 3].

Пусть дана система линейных уравнений

$$\mathbf{Ax} = \mathbf{b}, \quad (1)$$

где $\mathbf{A}$ – симметричная матрица размером $n \times n$; $\mathbf{x}$ – вектор-столбец неизвестных; $\mathbf{b}$ – вектор-столбец свободных членов.

Запишем уравнение узловых напряжений для цепи с n независимыми узлами

$$\underline{\mathbf{Y}}_y \dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{I}}, \quad (2)$$

где $\underline{\mathbf{Y}}_y$ – матрица узловых проводимостей размером $n \times n$; $\dot{\mathbf{U}}$ – вектор-столбец неизвестных напряжений узлов относительно опорного узла; $\dot{\mathbf{I}}$ – вектор-столбец задающих токов в узлах, положительных в случае генераций.

Потребуем, чтобы системы (1) и (2) совпадали. Тогда:

$$\underline{\mathbf{Y}}_y = \mathbf{A}; \quad \dot{\mathbf{I}} = \mathbf{b}. \quad (3)$$

Если существует электрическая цепь, удовлетворяющая условиям (3), то в силу единственности решения линейной системы с квадратной неосо-

бенной матрицей вектор узловых напряжений в этой сети будет совпадать с вектором неизвестных исходной системы уравнений

$$\dot{\mathbf{U}} = \mathbf{x}.$$

Можно показать, что такая цепь действительно существует. В самом деле, из топологических свойств матрицы $\underline{\mathbf{Y}}$ следует, что недиагональные элементы этой матрицы определяются как [4, 5]

$$\underline{y}_{ij} = -\frac{1}{\underline{Z}_{ij}}, \quad (4)$$

где $\underline{Z}_{ij}$ ($i \neq j$) – сопротивление ветви, соединяющей узлы i и j в моделирующей цепи, откуда с учетом (3) получаем

$$\underline{Z}_{ij} = \underline{Z}_{ji} = -\frac{1}{a_{ij}}. \quad (5)$$

Диагональные элементы матрицы $\underline{\mathbf{Y}}$ определяются формулой

$$\underline{y}_{ii} = \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{1}{\underline{Z}_{ij}} + \frac{1}{\underline{Z}_{i0}},$$

где $\underline{Z}_{i0}$ – сопротивление ветви, соединяющей i -й узел с опорным узлом, откуда с учетом (3) и (5) имеем

$$\underline{Z}_{i0} = \frac{1}{\underline{y}_{ii} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{1}{\underline{Z}_{ij}}} = \frac{1}{\sum_{j=1}^n a_{ij}}. \quad (6)$$

Уравнения (5) и (6) однозначно определяют структуру и параметры электрической цепи, моделирующей систему уравнений (1), а (4) соответствует ее режиму.

Для того чтобы схема моделирующей цепи была реализуема с помощью пассивных элементов, необходимо, чтобы их сопротивления были положительны, а для этого достаточно, чтобы величины $\underline{Z}_{ij}$, $\underline{Z}_{i0}$, $i, j = 1, 2, \dots, n$, определенные по (5), (6), имели одинаковые знаки. Пусть, например:

$$\underline{Z}_{ij} \geq 0; \quad \underline{Z}_{i0} \geq 0. \quad (7)$$

Тогда из (5)–(7) получаем дополнительные условия, накладываемые на вид матрицы $\mathbf{A}$:

$$a_{ij} \leq 0; \quad a_{ii} \geq \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n |a_{ij}|, \quad i, j = 1, 2, \dots, n.$$

Покажем, что описанный метод применим и в том случае, когда матрица $\mathbf{A}$ несимметрична. В этом случае нужно только привести систему (1) к виду

$$\mathbf{B}\mathbf{x} = \mathbf{c}, \quad (8)$$

где

$$\mathbf{B} = \mathbf{A}^* \mathbf{A}; \quad (9)$$

$$\mathbf{c} = \mathbf{A}^* \mathbf{b}; \quad (10)$$

$\mathbf{A}^*$ – транспонированная матрица по отношению к матрице $\mathbf{A}$.

Действительно, матрица $\mathbf{B}$ – симметричная, так как

$$\mathbf{B}^* = (\mathbf{A}^* \mathbf{A})^* = \mathbf{A}^* (\mathbf{A}^*)^* = \mathbf{A}^* \mathbf{A} = \mathbf{B},$$

и, кроме того, система (8) эквивалентна (1), поскольку из (8)–(10) имеем

$$\mathbf{x} = \mathbf{B}^{-1} \mathbf{c} = (\mathbf{A}^* \mathbf{A})^{-1} \mathbf{A}^* \mathbf{b} = \mathbf{A}^{-1} (\mathbf{A}^*)^{-1} \mathbf{A}^* \mathbf{b} = \mathbf{A}^{-1} \mathbf{b},$$

что удовлетворяет (1).

Рассмотрим теперь задачу приближенного определения потокораспределения в электрической сети энергосистемы исходя из допущения одинаковых напряжений в узлах. При этом для каждого i -го независимого контура схемы исследуемой цепи уравнение имеет вид [6]

$$\sum_{j=1}^{m_i} \dot{S}_{ij} \dot{Z}_{ij} = \left(1 - \prod_{v=1}^{n_i} \dot{k}_{iv} \right) \dot{U}_{\text{cp}}^2,$$

где m_i – общее число ветвей в контуре; n_i – число трансформаторов в контуре; $\dot{S}_{ij}$, $j=1, 2, \dots, m_i$ – комплексная полная мощность в j -й ветви i -го контура; $\dot{Z}_{ij}$, $j=1, 2, \dots, m_i$ – комплекс приведенного сопротивления соответствующей ветви; $\dot{k}_{iv}$, $v=1, 2, \dots, n_i$ – комплексный коэффициент трансформации v -го трансформатора в i -м контуре, причем первичной считается обмотка, проходящая первой при обходе контура в принятом для него положительном направлении; $\dot{U}_{\text{cp}}$ – средняя величина напряжения той ступени, к которой приведены сопротивления ветвей.

Это комплексное уравнение распадается на два действительных:

$$\sum_{j=1}^{m_i} (P_{ij} R_{ij} + Q_{ij} X_{ij}) = \left(1 - \operatorname{Re} \left[\prod_{v=1}^{n_i} \dot{k}_{iv} \right] \right) \dot{U}_{\text{cp}}^2; \quad (11)$$

$$\sum_{j=1}^{m_i} (P_{ij} X_{ij} - Q_{ij} R_{ij}) = -\operatorname{Im} \left[\prod_{v=1}^{n_i} \dot{k}_{iv} \right] \dot{U}_{\text{cp}}^2, \quad (12)$$

где P_{ij} , Q_{ij} – потоки активной и реактивной мощностей в j -й ветви i -го контура; P_{ij} , X_{ij} – активное и реактивное сопротивления j -й ветви i -го контура.

Распространенное убеждение в том, что приближенный раздельный расчет потоков активных и реактивных мощностей в сети при приложении к независимым узлам задающих мощностей соответствующего рода в качестве необходимого допущения требует однородности сети, неверно [2].

В матричной форме уравнения второго закона Кирхгофа можно представить в виде

$$\begin{bmatrix} \mathbf{NR} & \mathbf{NX} \\ \mathbf{NX} & -\mathbf{NR} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{K}^{(\text{Re})} \\ \mathbf{K}^{(\text{Im})} \end{bmatrix},$$

где $\mathbf{N}$ – матрица контуров схемы размером $(m - k + 1) \times m$ (m – число ветвей; n – число узлов схемы); $\mathbf{R}$, $\mathbf{X}$ – диагональные матрицы соответственно активных и реактивных сопротивлений ветвей; $\mathbf{P}$, $\mathbf{Q}$ – векторы-столбцы потоков активных и реактивных мощностей в ветвях; $\mathbf{K}^{(\text{Re})}$, $\mathbf{K}^{(\text{Im})}$ – векторы правых частей уравнений вида (11) и (12) соответственно, обусловленные наличием трансформаций в контурах и равные нулю, если трансформации отсутствуют.

Аналогично уравнения первого закона Кирхгофа в матричной форме имеют вид

$$\begin{bmatrix} \mathbf{M} & \mathbf{O} \\ \mathbf{O} & \mathbf{M} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P}_y \\ \mathbf{Q}_y \end{bmatrix},$$

где $\mathbf{M}$ – матрица инцидентий схемы размером $(n - 1) \times m$; $\mathbf{O}$ – нулевая матрица размером $(n - 1) \times m$; $\mathbf{P}_y$, $\mathbf{Q}_y$ – векторы активных и реактивных мощностей в узлах.

Полное уравнение потокораспределения в сети с использованием коэффициентов распределения можно представить в виде

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{Q} \end{bmatrix} = \mathbf{C}_{\text{нагр}} \begin{bmatrix} \mathbf{P}_y \\ \mathbf{Q}_y \end{bmatrix} + \mathbf{C}_{\text{тр}} \begin{bmatrix} \mathbf{k}^{(\text{Re})} \\ \mathbf{k}^{(\text{Im})} \end{bmatrix},$$

где $\mathbf{C}_{\text{нагр}} = \mathbf{D}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{M}^* & \mathbf{O} \\ \mathbf{O}^* & \mathbf{M} \end{bmatrix}$; $\mathbf{C}_{\text{тр}} = \mathbf{D}^{-1} \begin{bmatrix} \mathbf{RN} & \mathbf{XN} \\ \mathbf{XN} & -\mathbf{RT} \end{bmatrix}$ – матрицы коэффициентов

распределения соответственно для нагрузочных и уравнительных потоков в ветвях; $\mathbf{D}$ – матрица коэффициентов напряжений.

При этом принимаем:

а) для определения коэффициентов распределения от активных мощностей в узлах:

$$P_{yv} = 1; Q_{yv} = P_{y\mu} = Q_{y\mu} = k_{\lambda}^{(\text{Re})} = k_{\lambda}^{(\text{Im})} = 0; \mu = 1, 2, \dots, n-1, \mu \neq v;$$

$$\lambda = 1, 2, \dots, m - n + 1; v = 1, 2, \dots, n-1;$$

б) для определения коэффициентов распределения реактивных мощностей в узлах:

$$Q_{yv} = 1; P_{yv} = P_{y\mu} = Q_{y\mu} = k_{\lambda}^{(Re)} = k_{\lambda}^{(Im)} = 0; \mu = 1, 2, \dots, n-1, \mu \neq v;$$

$$\lambda = 1, 2, \dots, m-n+1; v = 1, 2, \dots, n-1;$$

в) для определения коэффициентов распределения от действительных (продольных) составляющих результирующих трансформаций в контурах:

$$k_{\rho}^{(Re)} = 1, k_{\rho}^{(Im)} = k_{\lambda}^{(Re)} = k_{\lambda}^{(Im)} = P_{y\mu} = Q_{y\mu} = 0, \lambda = 1, 2, \dots, m-n+1, \lambda \neq \rho;$$

$$\mu = 1, 2, \dots, n-1; \rho = 1, 2, \dots, m-n+1;$$

г) для определения коэффициентов распределения от мнимых (поперечных) составляющих результирующих трансформаций в контурах:

$$k_{\rho}^{(Im)} = 1, k_{\rho}^{(Re)} = k_{\lambda}^{(Re)} = k_{\lambda}^{(Im)} = P_{y\mu} = Q_{y\mu} = 0, \lambda = 1, 2, \dots, m-n+1; \lambda \neq \rho;$$

$$\mu = 1, 2, \dots, n-1; \rho = 1, 2, \dots, m-n+1.$$

Выведем формулы для определения мощностей в начале и конце звена, если известны модули и фазы напряжений и параметры не приводятся к одной ступени трансформации.

Имеем

$$\dot{I}_i = \frac{\dot{U}_{in} - \underline{k}_i \dot{U}_{ik}}{\underline{Z}_i},$$

где $\dot{I}_i$ – ток; $\underline{Z}_i, \underline{k}_i$ – комплексные сопротивление и коэффициент трансформации в i -м узле; $\dot{U}_{in}, \dot{U}_{ik}$ – напряжение в начале и конце звена.

Мощность в начале звена

$$\begin{aligned} \dot{S}_{in} = \dot{U}_{in} \dot{I}_i &= \frac{U_{in}^2}{\underline{Z}_i} - \frac{\hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} \underline{k}_i}{\underline{Z}_i} = \frac{U_{in}^2}{\underline{Z}_i} e^{-j\varphi_i} - \frac{\hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} \underline{k}_i}{\underline{Z}_i} e^{j(\delta_{ik} - \delta_{in} + \gamma_i - \psi_i)} = \\ &= \frac{U_{in}^2}{\underline{Z}_i} (\cos \psi_i - j \sin \psi_i) - \frac{\hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} \underline{k}_i}{\underline{Z}_i} \times \\ &\times [\cos (\delta_i + \psi_i - \gamma_i) - j \sin (\delta_i + \psi_i - \gamma_i)], \end{aligned}$$

где δ_{in}, δ_{ik} – фазовые углы напряжений в начале и конце звена; ψ_i – фазовый угол сопротивления; γ_i – фазовый угол коэффициента трансформации; δ_i – фазовый угол разности напряжений.

Отсюда

$$\begin{aligned}
 P_{in} &= \frac{\hat{U}_{in}^2}{Z_i} \cos \psi_i - \frac{\hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i}{Z_i} \cos (\delta_i + \psi_i - \gamma_i) = \\
 &= \frac{\hat{U}_{in}^2}{Z_i} \cos \psi_i - \frac{\hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i}{Z_i} [\cos (\psi_i - \gamma_i) \cos \delta_i - \sin (\psi_i - \gamma_i) \sin \delta_i] = \frac{\hat{U}_{in}^2}{Z_i} \cos \psi_i - \\
 &- \frac{\hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i}{Z_i} [(\cos \psi_i \cos \gamma_i + \sin \psi_i \sin \gamma_i) \cos \delta_i - (\sin \psi_i \cos \gamma_i - \cos \psi_i \sin \gamma_i) \sin \delta_i] = \\
 &= \frac{\cos \psi_i}{Z_i} [\hat{U}_{in}^2 - \hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i (\cos \gamma_i \cos \delta_i + \sin \gamma_i \sin \delta_i)] - \\
 &- \frac{\sin \psi_i}{Z_i} \hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i (\sin \gamma_i \cos \delta_i - \cos \gamma_i \sin \delta_i).
 \end{aligned}$$

Учитывая, что $\frac{\cos \psi_i}{Z_i} = g_i$; $\frac{\sin \psi_i}{Z_i} = b_i$ – активная и реактивная проводимости, то линеаризуя тригонометрические функции параметра режима δ_i , т. е. принимая $\sin \delta_i = \delta_i$, а $\cos \delta_i = 1$, получим

$$\begin{aligned}
 P_{in} &\approx g_i U_{in} [\hat{U}_{in} - U_{ik} k_i (\cos \gamma_i + \sin \gamma_i \delta_i) - b_i \hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i (\sin \gamma_i - \cos \gamma_i \delta_i)] = \\
 &= g_i U_{in} (U_{in} - U_{ik} k_i') - b_i \hat{U}_{in} U_{ik} k_i'' - \hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} (g_i k_i'' - b_i k_i') \delta_i,
 \end{aligned} \quad (13)$$

где $k_i' = k_i \cos \gamma_i$, $k_i'' = k_i \sin \gamma_i$ – действительная и мнимая составляющие комплексного коэффициента трансформации.

Аналогично:

$$\begin{aligned}
 Q_{in} &= \frac{\hat{U}_{in}^2}{Z_i} \sin \psi_i - \frac{\hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i}{Z_i} \sin (\delta_i + \psi_i - \gamma_i) = \frac{\hat{U}_{in}^2}{Z_i} \sin \psi_i - \\
 &- \frac{\hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i}{Z_i} [\sin (\psi_i - \gamma_i) \cos \delta_i + \cos (\psi_i - \gamma_i) \sin \delta_i] = \\
 &= \frac{\hat{U}_{in}^2}{Z_i} \sin \psi_i - \frac{\hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i}{Z_i} [(\sin \psi_i \cos \gamma_i - \cos \psi_i \sin \gamma_i) \cos \delta_i + \\
 &+ (\cos \psi_i \cos \gamma_i + \sin \psi_i \sin \gamma_i) \sin \delta_i] = \frac{\sin \psi_i}{Z_i} \times \\
 &\times [\hat{U}_{in}^2 - \hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i (\cos \gamma_i \cos \delta_i + \sin \gamma_i \sin \delta_i)] - \\
 &- \frac{\cos \psi_i}{Z_i} \hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i (\cos \gamma_i \sin \delta_i - \sin \gamma_i \cos \delta_i) \approx \\
 &\approx b_i \hat{U}_{in} [\hat{U}_{in} - \dot{U}_{ik} k_i (\cos \gamma_i + \sin \gamma_i \delta_i)] + \\
 &+ g_i \hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i (\sin \gamma_i - \cos \gamma_i \delta_i) = b_i \hat{U}_{in} (\hat{U}_{in} - \dot{U}_{ik} k_i') + \\
 &+ g_i \hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} k_i'' - \hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} (b_i k_i'' + g_i k_i') \delta_i.
 \end{aligned} \quad (14)$$

Мощность в конце звена

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{ik} &= \hat{U}_{ik} \dot{I}_i = \frac{\hat{U}_{ik} \dot{U}_{ih}}{\underline{Z}_i} - \frac{k_i \dot{U}_{ik}^2}{\underline{Z}_i} = \frac{\hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik}}{\underline{Z}_i} e^{j(\delta_i - \psi_i)} - \frac{k_i \dot{U}_{ik}^2}{\underline{Z}_i} e^{j(\gamma_i - \psi_i)} = \\
 &= \frac{\hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik}}{\underline{Z}_i} [\cos(\delta_i - \psi_i) + j \sin(\delta_i - \psi_i)] - \frac{k_i \dot{U}_{ik}^2}{\underline{Z}_i} [\cos(\gamma_i - \psi_i) + j \sin(\gamma_i - \psi_i)]. \\
 P_{ik} &= \frac{\hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik}}{\underline{Z}_i} \cos(\delta_i - \psi_i) - \frac{k_i \dot{U}_{ik}^2}{\underline{Z}_i} \cos(\gamma_i - \psi_i) = \frac{\hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik}}{\underline{Z}_i} (\cos \delta_i \cos \psi_i + \sin \delta_i \sin \psi_i) - \\
 &\quad - \frac{k_i \dot{U}_{ik}^2}{\underline{Z}_i} (\cos \gamma_i \cos \psi_i + \sin \gamma_i \sin \psi_i) \approx \frac{\cos \psi_i}{\underline{Z}_i} (\hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik} - k_i \dot{U}_{ik}^2 \cos \gamma_i) + \\
 &\quad + \frac{\sin \psi_i}{\underline{Z}_i} (\hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik} \delta_i - k_i \dot{U}_{ik}^2 \sin \gamma_i) = g_i \dot{U}_{ik} (\dot{U}_{ih} - \dot{U}_{ik} k_i') - b_i \hat{U}_{ih}^2 k_i'' + b_i \hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik} \delta_i. \\
 Q_{ik} &= -\frac{\hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik}}{\underline{Z}_i} \sin(\delta_i - \psi_i) + \frac{k_i \dot{U}_{ik}^2}{\underline{Z}_i} \sin(\gamma_i - \psi_i) = \frac{\hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik}}{\underline{Z}_i} \times \\
 &\quad \times (\sin \delta_i \cos \psi_i - \cos \delta_i \sin \psi_i) + \frac{k_i \dot{U}_{ik}^2}{\underline{Z}_i} (\sin \gamma_i \cos \psi_i - \cos \gamma_i \sin \psi_i) = \\
 &= \frac{\cos \psi_i}{\underline{Z}_i} (k_i \dot{U}_{ik}^2 \sin \gamma_i - \hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik} \sin \delta_i) + \frac{\sin \psi_i}{\underline{Z}_i} (\hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik} \cos \delta_i - k_i \dot{U}_{ik}^2 \cos \gamma_i) \approx \\
 &\quad \approx g_i \dot{U}_{ik}^2 k_i'' + b_i \dot{U}_{ik} (\hat{U}_{ih} - \dot{U}_{ik} k_i') - g_i \hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik} \delta_i.
 \end{aligned} \tag{15}$$

Из (13) и (14) получаем линеаризованное выражение для полной мощности в начале звена

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{ih} &= P_{ih} - jQ_{ih} = \hat{U}_{ih} (\hat{U}_{ih} - \dot{U}_{ik} k_i') (g_i - j b_i) - \hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik} k_i'' (b_i + j g_i) - \\
 &- \hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik} k_i'' (g_i - j b_i) \delta_i + \hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik} k_i' (b_i + j g_i) \delta_i = \hat{U}_{ih} (\hat{U}_{ih} - \dot{U}_{ik} k_i') (g_i - j b_i) - \\
 &- j \hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik} k_i' (g_i - j b_i) - \hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik} k_i'' (g_i - j b_i) \delta_i + j \hat{U}_{ih} \dot{U}_{ik} k_i' (g_i - j b_i) \delta_i = \\
 &= (g_i - j b_i) \hat{U}_{ih} (\hat{U}_{ih} - k_i' \dot{U}_{ik} - j k_i'' \dot{U}_{ik}) + j (g_i - j b_i) \hat{U}_{ih} (\dot{U}_{ik} k_i' + j \dot{U}_{ik} k_i'') \delta_i.
 \end{aligned} \tag{16}$$

В матричной форме

$$\begin{aligned}
 \dot{\mathbf{S}}_{\mathbf{n}} &= (\mathbf{G} - j\mathbf{B}) \text{diag } \hat{\mathbf{U}}_{\mathbf{n}} [\hat{\mathbf{U}}_{\mathbf{n}} - \text{diag}(\mathbf{k}' + j\mathbf{k}'') \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{k}}] + \\
 &+ j(\mathbf{G} - j\mathbf{B}) \text{diag } \hat{\mathbf{U}}_{\mathbf{n}} \text{diag}(\mathbf{k}' + j\mathbf{k}'') \text{diag } \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{k}} \mathbf{M}^* \delta,
 \end{aligned} \tag{17}$$

где $\mathbf{G}$, $\mathbf{B}$ – диагональные матрицы активных и реактивных проводимостей; $\text{diag } \hat{\mathbf{U}}_{\mathbf{n}}$, $\text{diag } \dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{k}}$, $\text{diag}(\mathbf{k}' + j\mathbf{k}'') = \text{diag } \mathbf{k}$ – диагональные матрицы модулей напряжений в начале и конце звеньев и коэффициентов трансформации; $\dot{\mathbf{S}}_{\mathbf{n}}$, $\hat{\mathbf{U}}_{\mathbf{n}}$, $\dot{\mathbf{U}}_{\mathbf{k}}$ – столбцовые матрицы мощностей в начале звеньев и модули

напряжений в начале и конце; $\hat{\delta}$ – столбец фазовых напряжений узлов относительно балансирующего; $\mathbf{M}$ – действительная матрица инцидентий схемы (не учитывающая коэффициенты трансформации).

Из (5) получаем соответственно активные и реактивные столбцовые матрицы мощностей в начале:

$$\begin{aligned}\mathbf{P}_n &= \mathbf{G} \operatorname{diag} \hat{\mathbf{U}}_n \left(\hat{\mathbf{U}}_n - \operatorname{diag} \mathbf{k}' \dot{\mathbf{U}}_k \right) - \mathbf{B} \operatorname{diag} \hat{\mathbf{U}}_n \operatorname{diag} \mathbf{k}'' \dot{\mathbf{U}}_k - \\ &\quad - \left(\mathbf{G} \operatorname{diag} \hat{\mathbf{U}}_n \operatorname{diag} \mathbf{k}'' - \mathbf{B} \operatorname{diag} \hat{\mathbf{U}}_n \operatorname{diag} \mathbf{k}' \right) \dot{\mathbf{U}}_k \mathbf{M}^* \delta; \\ \mathbf{Q}_n &= \mathbf{G} \operatorname{diag} \hat{\mathbf{U}}_n \operatorname{diag} \mathbf{k}'' \dot{\mathbf{U}}_k + \mathbf{B} \operatorname{diag} \hat{\mathbf{U}}_n \left(\hat{\mathbf{U}}_n - \operatorname{diag} \mathbf{k}' \dot{\mathbf{U}}_k \right) - \\ &\quad - \left(\mathbf{G} \operatorname{diag} \hat{\mathbf{U}}_n \operatorname{diag} \mathbf{k}' - \mathbf{B} \operatorname{diag} \hat{\mathbf{U}}_n \operatorname{diag} \mathbf{k}'' \right) \dot{\mathbf{U}}_k \mathbf{M}^* \delta.\end{aligned}$$

Из (15) и (16) получаем

$$\begin{aligned}\dot{S} &= P_{ik} - jQ_{ik} = \dot{U}_{ik} \left(\hat{U}_{in} - \dot{U}_{ik} k'_i \right) (g_i - jb_i) - \dot{U}_{ik}^2 k''_i (b_i + jg_i) + \hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} (b_i + jg_i) \delta_i = \\ &= (g_i - jb_i) \dot{U}_{ik} \left(\hat{U}_{in} - \dot{U}_{ik} k'_i \right) - j(g_i - jb_i) \dot{U}_{ik}^2 k''_i + j(g_i - jb_i) \hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} \delta_i = \\ &= (g_i - jb_i) \dot{U}_{ik} \left(\hat{U}_{in} - \dot{U}_{ik} k'_i - j \dot{U}_{ik} \right) + j(g_i - jb_i) \hat{U}_{in} \dot{U}_{ik} \delta_i.\end{aligned}$$

В матричной форме

$$\begin{aligned}\dot{\mathbf{S}}_k &= (\mathbf{G} - j\mathbf{B}) \operatorname{diag} \dot{\mathbf{U}}_k \left[\hat{\mathbf{U}}_n - \operatorname{diag} (\mathbf{k}' + j\mathbf{k}'') \dot{\mathbf{U}}_k \right] + \\ &\quad + j(\mathbf{G} - j\mathbf{B}) \operatorname{diag} \hat{\mathbf{U}}_n \operatorname{diag} \dot{\mathbf{U}}_k \mathbf{M}^* \delta.\end{aligned}\tag{18}$$

Из (18) следует:

$$\begin{aligned}\mathbf{P}_k &= \mathbf{G} \operatorname{diag} \dot{\mathbf{U}}_k \left(\hat{\mathbf{U}}_n - \operatorname{diag} \mathbf{k}' \dot{\mathbf{U}}_k \right) - \mathbf{B} \operatorname{diag} \dot{\mathbf{U}}_k \operatorname{diag} \mathbf{k}'' \dot{\mathbf{U}}_k + \\ &\quad + \mathbf{B} \operatorname{diag} \hat{\mathbf{U}}_n \operatorname{diag} \dot{\mathbf{U}}_k \mathbf{M}^* \delta; \\ \mathbf{Q}_k &= \mathbf{G} \operatorname{diag} \dot{\mathbf{U}}_k \operatorname{diag} \mathbf{k}'' \dot{\mathbf{U}}_k + \mathbf{B} \operatorname{diag} \dot{\mathbf{U}}_k \left(\hat{\mathbf{U}}_n - \operatorname{diag} \mathbf{k}' \dot{\mathbf{U}}_k \right) - \\ &\quad - \mathbf{G} \operatorname{diag} \hat{\mathbf{U}}_n \operatorname{diag} \dot{\mathbf{U}}_k \mathbf{M}^* \delta.\end{aligned}$$

Для расчета и оперативной коррекции режима электрической сети используется методика оптимальной коррекции коэффициентов трансформации трансформаторов, имеющих устройства регулирования под нагрузкой (РПН). При не учете в первом приближении различия приведенных узловых напряжений по величине и фазе и, принимая их равными среднему эксплуатационному напряжению сети U_{cp} , в соответствии с принципом наложения запишем выражение для потоков в ветвях комплексной мощности [7, 8]

$$\underline{\mathbf{S}} = \underline{\mathbf{C}} \underline{\mathbf{s}} + \underline{\mathbf{Y}}_{c.b} \underline{\mathbf{E}} U_{c.p},\tag{19}$$

где $\underline{\mathbf{S}}$ – вектор-столбец мощностей в ветвях; $\underline{\mathbf{s}}$ – вектор-столбец узловых мощностей; $\underline{\mathbf{C}}$ – матрица коэффициентов распределения токов; $\underline{\mathbf{Y}}_{c.b}$ – мат-

рица собственных и взаимных проводимостей ветвей; $\underline{E}$ – столбцовая матрица ЭДС в ветвях.

После проверки ветвей по пропускной способности можно выделить множество линий $v \in V$ с нарушенными режимными ограничениями. Соответственно формируется вектор

$$\Delta \underline{S} = \text{colon}[\Delta \underline{S}_1, \Delta \underline{S}_2, \dots, \Delta \underline{S}_v, \dots, \Delta \underline{S}_V], \quad (20)$$

компоненты которого равны

$$\Delta \underline{S}_v = \begin{cases} \underline{S}_v^{\max} - \underline{S}_v, & \text{если } \underline{S}_v^{\max} < \underline{S}_v; \\ 0, & \text{если } \underline{S}_v^{\max} \geq \underline{S}_v, \end{cases}$$

где $\underline{S}_v^{\max}$ – максимально допустимый поток мощности в ветви v ; $\bar{S}_v$ – поток мощности в v -й линии в рассматриваемом режиме; $\bar{V}$ – множество линий с нарушенными режимными ограничениями.

В (19) режимные параметры $\underline{S}$, $\underline{s}$, $\underline{E}$ в области решения заменим приращениями $\Delta \underline{S}$, $\Delta \underline{s}$, $\Delta \underline{E}$. Тогда

$$\Delta \underline{S} = \underline{C} \Delta \underline{s} + \underline{Y}_{c.v} \Delta \underline{E} U_{cp}.$$

В формуле (20) известными являются компоненты вектора $\Delta \underline{S}$, а неизвестными – векторов $\Delta \underline{s}$, соответствующие узлам с источниками регулирования активной и реактивной мощностей, и $\Delta \underline{k}$, соответствующие ветвям, имеющим трансформаторы с РПН. Считая, что коррекция режима выполняется без изменения узловых мощностей, (19) преобразуем к виду

$$\Delta \underline{S} = \underline{Y}_{c.v} \Delta \underline{E} U_{cp}. \quad (21)$$

Теперь $\underline{Y}_{c.v}$ можно рассматривать как матрицу чувствительности потоков в ветвях при изменении коэффициентов трансформации регулируемых трансформаторов. Подставляя в (22) выражение для ЭДС, получим

$$\Delta \underline{S} = \underline{Y}_{c.v} (\mathbf{e}^{(m)} - \Delta \underline{k}) U_{cp}^2, \quad (22)$$

где $\Delta \underline{k}$ – вектор-столбец отклонений относительных коэффициентов трансформации по отношению к исходному режиму; $\mathbf{e}^{(m)}$ – вектор-столбец, состоящий из m единиц.

Будем считать критерием оптимальности минимальные по сравнению с исходным режимом изменения коэффициентов трансформации [9, 10]. Тогда вектор $\Delta \underline{k}$, найденный из (22), будет соответствовать этому критерию. Для ускорения расчетов целесообразно сформировать уплотненные матрицу и вектор в формуле (22). Потому исключим: из вектора $\Delta \underline{S}$ нулевые элементы, соответствующие ветвям с ненарушенными режимными ограничениями; из вектора $\Delta \underline{k}$ – элементы, соответствующие ветвям, не

имеющим трансформаторов с РПН; из матрицы $\underline{Y}_{c.b}$ – соответствующие строки и столбцы. Выражение (22) получит вид

$$\Delta \underline{S} = \underline{Y}_{c.b} (\underline{e}^{(m)} - \Delta \underline{k}) U_{cp}^2,$$

где $\Delta \underline{S}$, $\Delta \underline{k}$ – уплотненные векторы; $\underline{Y}_{c.b}$ – уплотненная матрица.

Для определения вектора $\Delta \underline{k}$ предлагается следующий алгоритм.

1. Проводится расчет потокораспределения в схеме (исходный режим).
2. Проверяется допустимость исходного режима по пропускной способности. Формируется вектор нарушений режимных ограничений $\Delta \underline{S}$. Вектор $\Delta \underline{S}$ и матрица $\underline{Y}_{c.b}$ уплотняются. Если вектор $\Delta \underline{S}$ нулевой, то переходим к п. 17.

3. Среди элементов вектора $\Delta \underline{S}$ отыскивается наибольший $\max(\Delta S_v)$, $v \in V$.

4. В строке матрицы $\underline{Y}_{c.b}$, соответствующей найденному в п. 3 элементу, осуществляется поиск наибольшего по модулю компонента, который однозначно определяет ветвь ω , наилучшую в смысле чувствительности перетока мощности в v -й ветви при вариации коэффициентов трансформации

$$\max |\underline{Y}_{c.b}|, \omega \in W.$$

5. Определяется значение коэффициента трансформации в ветви ω

$$\Delta k_{\omega} = 1 + \frac{\Delta S_v}{Y_{c.b \ \omega}^{(v)}}.$$

6. Проверяется, находится ли новое значение коэффициента трансформации $k'_{\omega} = k_{\omega} + \Delta k_{\omega}$ в ветви ω в допустимом диапазоне регулирования $k_{\omega}^{\min} \leq k'_{\omega} \leq k_{\omega}^{\max}$.

7. Если да, то переход к п. 10.

8. Если нет, то коэффициент трансформации в ветви ω устанавливается равным предельному значению $k_{\omega} = k_{\omega}^{\max(\min)}$.

9. Считается, что возможности ветви ω в коррекции режима исчерпаны, и она исключается из дальнейшего рассмотрения. Соответственно уплотняются матрицы $\underline{Y}_{c.b}$ удалением столбца ω и вектор $\Delta \underline{k}$ – удалением элемента Δk_{ω} .

10. Выполняется пересчет компонентов вектора $\Delta \underline{S}$ по формуле

$$\Delta \underline{S}_v = \Delta \underline{S}_v + Y_{c.b \ \omega}^{(v)} U_{cp}^2.$$

11. Проверяется, остались ли еще ветви со средствами регулирования коэффициентов трансформации.

12. Если да, то переход к п. 3.
13. Если нет, переход к п. 17.
14. Проверяется, все ли нарушения ограничений рассмотрены.
15. Если да, то переход к п. 17.
16. Если нет, проводится уплотнение матрицы $\underline{Y}_{с.в}$ удалением строки v и вектора $\Delta \underline{S}$ – удалением компонента $\Delta \underline{S}_v$. Переход к п. 3.
17. Конец работы.

Разработанный алгоритм оперативной коррекции режима хорошо согласуется с общей теорией оптимального дискретного управления (принципом наименьшего отклонения), в соответствии с которым выбирается элемент с наибольшим отклонением от допустимого (п. 4 алгоритма), затем отыскивается элемент, обеспечивающий наибольшее воздействие (п. 5), и определяется величина корректирующего воздействия (п. 6). Применение данного алгоритма коррекции режима с помощью регулирования узловых мощностей позволит создать систему алгоритмов оперативной коррекции режима с использованием в качестве регулирующих элементов как коэффициентов трансформации трансформаторов с РПН, так и генерирующих источников активной и реактивной мощностей.

ВЫВОДЫ

1. Предложен метод расчета потокораспределения в сети, который основан на математическом моделировании структуры уравнений, описывающих потокораспределение, благодаря чему снимаются ограничения, накладываемые неоднородностью сети и наличием трансформаций.
2. Разработан подход к решению задачи расчета установившегося режима, основанный на совместном использовании матриц коэффициентов распределения и узловых сопротивлений. В этом случае матрица коэффициентов распределения рассматривается как матрица чувствительности перетоков в ЛЭП при вариации активных и реактивных мощностей в узлах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Холмский, В. Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей / В. Г. Холмский. М.: Высш. шк., 1975. 280 с.
2. Гурский, С. К. Алгоритмизация задач управления режимами сложных систем в электроэнергетике / С. К. Гурский; под ред. Г. Е. Поспелова. Минск: Наука и техника, 1977. 367 с.
3. Экспериментальные исследования режимов энергосистем / под ред. С. А. Савалова. М.: Энергоатомиздат, 1985. 447 с.
4. Александров, О. И. Оперативная коррекция режима электрической сети изменением коэффициентов трансформации с регулированием под нагрузкой / О. И. Александров, Г. Г. Бабкевич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 1991. № 6. С. 16–19.
5. Александров, О. И. Общая формула потерь мощности в электрических сетях с учетом комплексных коэффициентов трансформации в ветвях / О. И. Александров, С. В. Домников, Г. Г. Бабкевич // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 1991. № 9. С. 6–11.

6. Александров, О. И. Оперативные алгоритмы расчета потокораспределения в сложной ЭЭС / О. И. Александров, Г. Г. Бабкевич // Электронное моделирование. 1992. № 6. С. 46–51.
7. Каханович, В. С. Снижение электропотребления на энергоемком промышленном предприятии в часы максимума энергосистемы путем оптимизации режима напряжений / В. С. Каханович, О. И. Александров, Г. П. Сбродов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 1992. № 5–6. С. 8–12.
8. Александров, О. И. Экономичные режимы параллельно работающих трансформаторов с учетом взаимного резервирования / О. И. Александров, Н. П. Коровкина, Н. В. Радоман // Электрика. 2012. № 6. С. 2–7.
9. Alexandrov, O. I. Modeling of Flow Distribution in Electric Network Taking into Account the Uncertain Factors / O. I. Alexandrov, D. N. Svirsky, N. V. Radoman // Proceedings of the 12th International Conference on Pattern Recognition and Information Processing (28–30 May 2014). Minsk: United Institute of Informatics Problems of the National Academy of Sciences of Belarus.
10. Александров, О. И. Оптимизация режима энергосистемы комбинированным методом функциональной декомпозиции и динамического программирования / О. И. Александров, Д. Н. Свирский, Т. Е. Жуковская // Весці НАН Беларусі. Сер. фіз.-тэхн. навук. 2015. № 2. С. 82–89.

Поступила 27.02.2017 Подписана в печать 10.05.2017 Опубликовано онлайн 28.11.2017

REFERENCES

1. Kholmsky V. G. (1975) *Calculation and Optimization of Operations of Electrical Networks*. Moscow, Vysshaya Shkola Publ. 280 (in Russian).
2. Gursky S. K. (1997) *Algorithmization of the Objectives of Management of Modes of Complex Systems in the Power Engineering*. Minsk, Nauka i Tekhnika Publ. 367 (in Russian).
3. Sovolov S. A. (ed.). (1985) *Experimental Studies of Modes of Power Systems*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 447 (in Russian).
4. Alexandrov O. I., Babkevich G. G. (1991) Operative Correction of the Mode of the Electric Network by Alteration of Transformation Coefficients with Regulation under Loading. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (6), 16–19 (in Russian).
5. Alexandrov O. I., Domnikov S. V., Babkevich G. G. (1991) The General Formula of Power Losses in Electric Networks Considering Complex Transformation Coefficients in the Branches. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (9), 6–11 (in Russian).
6. Alexandrov O. I., Babkevich G. G. (1992) Operational Algorithms for the Calculation of Flow Distribution in a Complicated Electric Power System. *Elektronnoe Modelirovanie = Electronic Modeling*, (6), 46–51 (in Russian).
7. Kakhanovich V. S., Alexandrov O. I., Sbrodov G. P. (1992) Reducing Energy Consumption at an Energy-Intensive Industrial Enterprise in the Peak Hours of Power System by Optimizing the Voltage Mode. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (5–6), 8–12 (in Russian).
8. Alexandrov O. I., Korovkina N. P., Radoman N. V. (2012) Economical Operational Modes of Parallel Working Transformers with Regard of Mutual Redundancy. *Elektrika [Electrics]*, (6), 2–7 (in Russian).
9. Alexandrov O. I., Svirsky D. N., Radoman N. V. *Modeling of Flow Distribution in Electric Network Taking into Account the Uncertain Factors. Proceedings of the 12th International Conference on Pattern Recognition and Information Processing (28–30 May 2014)*. Minsk, United Institute of Informatics Problems of the National Academy of Sciences of Belarus (in Russian).
10. Alexandrov O. I., Svirsky D. N., Zhukovskaya T. E. (2015) Optimization of Power System Operation Mode by Combined Method of Functional Decomposition and Dynamic Programming. *Vestsi Natsyyanal'nai Akademii Navuk Belarusi. Seryya Fizika-Tekhnichnykh Navuk = Proceedings of the National Academy of Sciences of Belarus. Physical-Technical Series*, 2, 82–89 (in Russian).

Received: 27 February 2017 Accepted: 10 May 2017 Published online: 28 November 2017

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-536-543

УДК 621.313.333.2

Диагностика состояния изоляции асинхронного двигателя и питающего кабеля в условиях локальной компенсации

В. Е. Кривоносов¹⁾

¹⁾Приазовский государственный технический университет (Мариуполь, Украина)

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

Реферат. Более 70 % нагрузки в металлургии, горно-, газодобывающих и других отраслях в СНГ составляют асинхронные двигатели. Актуальной задачей для всех предприятий является снижение потребления реактивной мощности в сети и обеспечение надежного пуска двигателя за счет контроля величины сопротивления его изоляции. Наиболее эффективное мероприятие по компенсации реактивной мощности – размещение конденсаторных батарей непосредственно в точках подключения асинхронного двигателя – локальная компенсация реактивной мощности. Целью исследований было снижение себестоимости выпускаемой продукции предприятия, что обеспечивает компенсация реактивной мощности, а в период технологической паузы использовать мощность, запасенную в батарее конденсаторов для контроля изменения величины сопротивления изоляции. После отключения двигателя от питающей сети и его остановки к обмоткам параллельно подключают батарею конденсаторов. Разряд конденсатора осуществляется в контуре состоящего из индуктивности обмотки двигателя, комплексного сопротивления изоляции и емкости батареи. Характер переходного процесса разряда конденсатора зависит от величины элементов схемы замещения. Переходный процесс может носить аperiodический и периодический характер. Старение изоляции обмотки двигателя приводит к уменьшению величины ее сопротивления. Достижение величиной сопротивления изоляции критического значения приводит к изменению характера процесса. Разработанное устройство осуществляет контроль состояния изоляции двигателя и питающего кабеля во время технологических пауз без низковольтного источника питания и дополнительных коммутаций.

Ключевые слова: асинхронный двигатель, батарея конденсаторов, компенсация реактивной мощности, сопротивление изоляции, переходный процесс

Для цитирования: Кривоносов, В. Е. Диагностика состояния изоляции асинхронного двигателя и питающего кабеля в условиях локальной компенсации / В. Е. Кривоносов // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60, № 6. С. 536–543. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-536-543

Адрес для переписки

Кривоносов Валерий Егорович
Приазовский государственный
технический университет
ул. Университетская, 7,
87500, г. Мариуполь, Украина
Тел.: (0629) 33-34-16
yhtverf@mail.ua

Address for correspondence

Krivosov Valerii E.
Priazov State
Technical University
7 University str.,
87500, Mariupol, Ukraine
Tel.: (0629) 33-34-16
yhtverf@mail.ua

Diagnostic of the Insulation State of the Asynchronous Motor and the Power Supply Cable under Conditions of Local Compensation

V. E. Krivonosov¹⁾

¹⁾Priazov State Technical University (Mariupol, Ukraine)

Abstract. More than 70 % of the load in metallurgy, mining, gas, and other industries of the CIS consist of asynchronous motors. A relevant objective for all enterprises is to reduce consumption of reactive power in the network and ensuring reliable start of the engine by controlling the resistance value of the insulation. The most effective measure for reactive power compensation is placing the capacitor batteries directly at the points of connection of the asynchronous motor i. e. local reactive power compensation. The aim of the present research was to reduce the cost of production of the enterprise (which provides reactive power compensation), and in the period of technological pause to use the power stored in the capacitor to batteries in order control the changes of resistance value of insulation. After disconnecting the motor from the mains and its stop, the windings is being connected in parallel to the capacitor bank. The discharge of the capacitor is performed in the circuit consisting of the inductance of the motor winding, the integrated insulation resistance and battery capacity. Characteristic features of the transitional discharge process of the capacitor depend on the size of the equivalent circuit elements. The transition process may be aperiodic and periodic in its nature. Aging of motor winding causes a decrease of its impedance. When the magnitude of the insulation resistance reaches a critical value, this causes a change of the nature of the process. The device that has been developed monitors the insulation condition of the motor and the power supply cable during technological pauses without the low voltage power source and additional switching.

Keywords: asynchronous motor, capacitor bank, reactive power compensation, insulation resistance, transition process

For citation: Krivonosov V. E. (2017) Diagnostic of the Insulation State of the Asynchronous Motor and the Power Supply Cable under Conditions of Local Compensation. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (6), 536–543. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-536-543 (in Russian)

На сегодняшний день актуальной задачей для всех предприятий является снижение потребления реактивной мощности в сети и обеспечение надежного пуска асинхронного двигателя (АД) за счет контроля величины сопротивления его изоляции.

Нарушение технологического цикла – важный фактор, влияющий на себестоимость выпускаемой продукции и экономических показателей любого предприятия. Более 70 % нагрузки в металлургии, горно-, газодобывающей и других отраслях СНГ составляют асинхронные двигатели [1], из которых 30–40 % работают с длительными, кратковременными технологическими паузами или в режиме горячего резерва [2]. АД, работающие в таких режимах, подвергаются воздействиям повышенной влажности, запыленности и других факторов агрессивной среды. Основным требованием, предъявляемым к АД, является надежный пуск, который обеспечивает исправная изоляция обмоток статора АД [3]. Пуск АД, когда величина сопротивления изоляции статорных обмоток ниже 0,5 МОм, запрещен. В большинстве случаев (85–90 %) отказы АД связаны с повреждением изоляции обмоток [4].

Асинхронные двигатели – самые массовые потребители реактивной электрической энергии. Наиболее эффективным мероприятием по компенсации реактивной мощности является размещение батарей конденсаторов (БК) непосредственно в точках подключения АД – локальная компенсация реактивной мощности [5, 6].

Для диагностики состояния изоляции АД в период технологических пауз разработаны способы и устройства [7, 8], позволяющие измерять величину сопротивления изоляции после отключения АД от сети, диагностировать ее состояние и выявлять причины снижения сопротивления. В известных устройствах для проведения контроля состояния изоляции имеются источник питания, коммутационная аппаратура, производится ряд переключений и несутся дополнительные энергетические затраты.

Актуальная задача – снижение себестоимости выпускаемой продукции предприятия, что обеспечивает компенсация реактивной мощности, а в период технологической паузы использовать мощность, запасенную в БК для контроля изменения величины сопротивления изоляции.

В данной работе рассмотрено использование энергии, запасенной в БК, включенной параллельно обмоткам АД, для диагностирования состояния изоляции обмоток асинхронного двигателя в момент его отключения от сети.

По правилам ПУЭ [3], при отключении БК от сети они замыкаются на разрядные сопротивления или лампы накаливания. Такие переключения позволяют преобразовать запасенную в БК электрическую энергию в тепловую.

Схема подключенной БК к обмоткам статора АД приведена на рис. 1, схема замещения после остановки АД – на рис. 2.

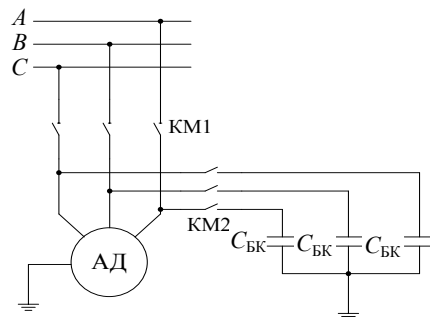


Рис. 1. Схема подключения батареи конденсатора: $C_{БК}$ – емкость батареи конденсатора с остаточным напряжением после ее отключения от сети

Fig. 1. Wiring diagram for battery capacitor: $C_{БК}$ – battery capacity of the capacitor with the residual voltage after disconnection from the network

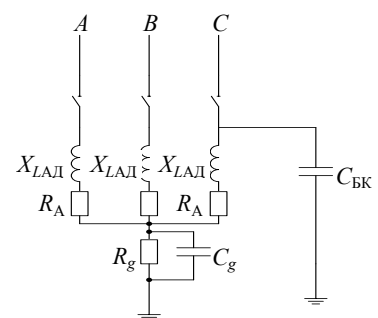


Рис. 2. Схема замещения после остановки асинхронного двигателя:

$X_{ЛАД}$, $R_{АД}$ – индуктивное и активное сопротивления обмотки статора асинхронного двигателя; R_g , C_g – активная и емкостная составляющие сопротивления изоляции обмотки асинхронного двигателя

Fig. 2. Equivalent circuit after stopping the asynchronous motor: $X_{ЛАД}$, $R_{АД}$ – inductive and active resistance of the stator winding of the asynchronous motor; R_g , C_g – active and capacitive components of the insulation resistance of the winding of the asynchronous motor

Принимая для упрощения расчета сопротивление диэлектрика активным и не учитывая малое по величине активное сопротивление обмотки статора АД, схему замещения представим, как на рис. 3.

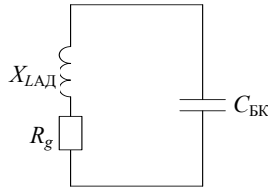


Рис. 3. Упрощенная схема замещения

Fig. 3. The simplified equivalent circuit

Под действием остаточного напряжения на конденсаторе $U_{БК}$ в цепи возникает ток и БК начинает разряжаться. Уравнение цепи, представленной на рис. 3, имеет вид

$$E = IR_g - U_{БК}, \quad (1)$$

где $E = -L_{AD} \frac{dI}{dt}$; L_{AD} – индуктивность обмотки; $U_{БК} = -\frac{1}{C_{БК}} \int Idt$.

После подстановки

$$-L_{AD} \frac{dI}{dt} - IR_g - \frac{1}{C_{БК}} \int Idt = 0. \quad (2)$$

Производная от левой и правой частей уравнения представляется дифференциальным уравнением второго порядка

$$\frac{d^2 I}{dt^2} + \frac{R_g}{L_{AD}} \frac{dI}{dt} + \frac{I}{L_{AD} C_{AD}} = 0, \quad (3)$$

решение которого

$$i = \frac{U}{2L\gamma} e^{P_1 t} + \frac{U}{2L\gamma} e^{P_2 t}, \quad (4)$$

где $\gamma = \sqrt{\left(\frac{R_{AD}}{2L}\right)^2 - \frac{1}{CL}}$; $P_{1,2} = -\frac{R_{AD}}{2L} \mp \sqrt{\left(\frac{R_{AD}}{2L}\right)^2 - \frac{1}{CL}}$.

Характер переходного процесса в цепи зависит от соотношения параметров R_g , $C_{БК}$, L_{AD} . При соотношении $\frac{1}{C_{БК} L_{AD}} < \left(\frac{R_{AD}}{2L_{AD}}\right)^2$ переходной процесс в цепи носит аperiодический характер. Скорость изменения напряжения $U_{БК}$ зависит от величины R_g – активного сопротивления диэлектрика. Результаты математического моделирования разряда БК представлены на рис. 4. Для моделирования процесса приняты параметры: двигатели серии 4А; короткозамкнутый ротор А112М4У3 мощностью $P = 5,5$ кВт и напряжением 380 В; $\cos \alpha \approx 0,85$; число оборотов $n_{об} = 1480$ об/мин.

Результаты моделирования позволили разработать способ контроля изоляции АД и питающего кабеля [9].

В рабочем режиме БК подключена параллельно обмоткам статора АД, осуществляется компенсация реактивной мощности. Непрерывно измеряется скорость изменения напряжения на БК. По изменению значений скорости напряжения определяют междуфазное, одно-, двух-, трехфазное короткое замыкание в сети, неполнофазные режимы работы АД, с последующей сигнализацией и отключением двигателя от сети.

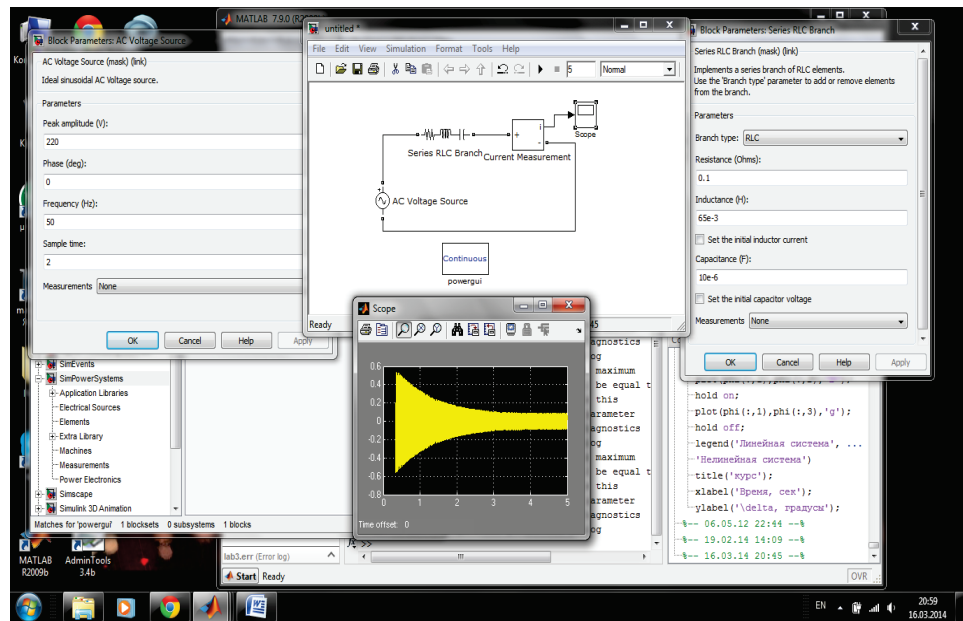


Рис. 4. Результат моделирования аperiodического процесса

Fig. 4. The result of a simulation of aperiodic process

При отключении АД и БК от питающей сети (режим технологической паузы) напряжение $U_{БК}$ на одном из конденсаторов $C_{БК}$ остается $U_{БК} = U_{\phi}$ или $\frac{1}{3}U_{\phi}$. Конденсатор разряжается на сопротивление обмотки статора и сопротивление изоляции.

Во время работы АД необратимые процессы старения изоляции обмоток АД и кабеля протекают значительно интенсивнее, чем у конденсатора, сопротивление изоляции уменьшается. Когда сопротивления изоляции обмоток АД и кабеля станут меньше допустимой величины 0,5 МОм, будет выполняться неравенство

$$Z_{гАД} \ll Z_{гБК}.$$

Скорость падения напряжения на конденсаторе будет в 50 и более раз интенсивнее, чем при значении новой изоляции.

При $\frac{1}{C_{БК}L_{АД}} > \left(\frac{R_{АД}}{2L_{АД}}\right)^2$ корни характеристического выражения оказы-

ваются комплексными, коэффициент $\gamma = \sqrt{\frac{1}{C_{БК}L_{АД}} - \left(\frac{R_{АД}}{2L_{АД}}\right)^2}$.

Характер переходного процесса становится периодическим. Периодический затухающий процесс разряда конденсатора представлен на рис. 5.

Моделирование переходных процессов позволило разработать структуру устройства защиты АД и алгоритм его работы [10].

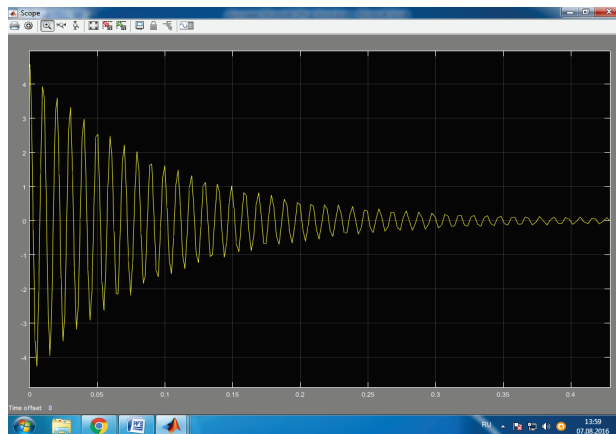
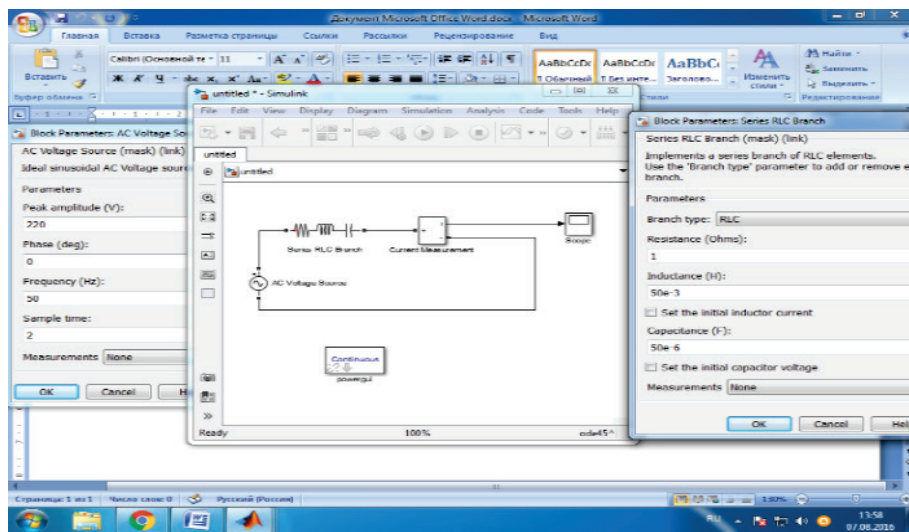


Рис. 5. Результат моделирования периодического процесса

Fig. 5. The result of a simulation of the periodic process

Блок-схема устройства контроля и защиты АД и питающего кабеля представлена на рис. 6.

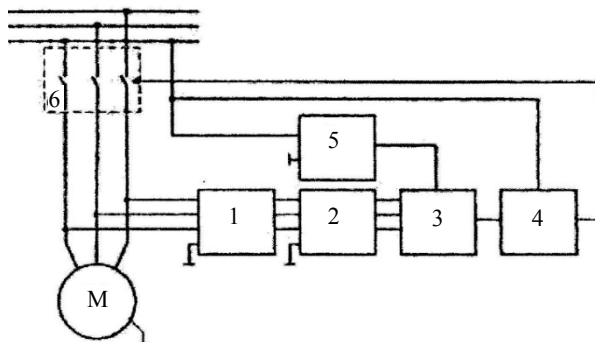


Рис. 6. Блок-схема устройства защиты асинхронного двигателя и питающего кабеля

Fig. 6. A block diagram of the protection device of the asynchronous motor and power cable

Устройство на рис. 6 состоит из блока конденсаторов 1, блока высокоомных делителей 2, микропроцессорного блока 3, коммутационного блока 4, блока питания 5 и пускателя 6.

При отключении электродвигателя от питающей сети на каждом из конденсаторов сохраняется остаточное напряжение. По факту исчезновения переменной составляющей и появления постоянной составляющей на конденсаторах (блока 1) программным блоком 3 делается вывод о технологической паузе.

При отключении электродвигателя от сети пускателем напряжения заряда конденсатора блока 1 будут повторять величину, форму и фазовый угол мгновенных значений напряжения каждой фазы питающей сети. Через высокоомные резисторы блока 2 происходит разряд конденсаторов и тем самым формируется сигнал для микроконтроллера микропроцессорного блока.

Программное обеспечение микроконтроллера выбирает максимальное мгновенное значение напряжения, поступающего из блока 2, вычисляет производную изменения напряжения во времени на максимально заряженном конденсаторе, т. е. скорость разряда конденсатора на свой высокоомный делитель. По величине скорости изменения напряжений определяется сопротивление изоляции обмотки электродвигателя, а также кабеля, питающего электродвигатель. Это возможно, так как во время технологической паузы эквивалентное сопротивление изоляции двигателя плюс сопротивление изоляции кабеля включены параллельно блоку 2 высокоомных делителей.

При хорошем состоянии изоляции обмоток двигателя и питающего кабеля их сопротивление стремится к бесконечности, а скорость разряда конденсатора обусловлена током разряда, величина которого определена значением сопротивлений высокоомного делителя.

При наличии дефекта или естественного старения изоляции ее сопротивление стремится к нулю, ток разряда конденсатора – к бесконечности, скорость падения напряжения максимальная. Переходный процесс разряда конденсатора переходит из апериодического в периодический, такой переход является моментом определения предельной величины сопротивления изоляции.

Таким образом, предложенное устройство осуществляет контроль состояния изоляции двигателя и питающего кабеля во время технологических пауз без низковольтного источника питания и дополнительных коммутаций.

ВЫВОДЫ

1. Использование батареи конденсаторов для локальной компенсации реактивной мощности позволяет снизить потери электроэнергии в трансформаторах, питающих линиях, коммутационной аппаратуре.

2. Энергия, запасенная в батарее конденсаторов при компенсации реактивной мощности, дает возможность без дополнительных источников питания производить непрерывный контроль состояния изоляции – как обмоток асинхронного двигателя, так и питающей кабельной линии.

3. Характеристики разряда конденсаторов в периоды работы асинхронного двигателя можно использовать для защиты от между-, одно-, двух-, трехфазных коротких замыканий и обрыва фаз.

4. Изменение характера переходного процесса разряда батареи конденсаторов служит критерием, определяющим предельное значение величины сопротивления изоляции.

5. Измерение сопротивления изоляции после отключения асинхронного двигателя от сети позволяет контролировать ее истинное значение.

ЛИТЕРАТУРА

1. Отраслевой обзор «Электроэнергетика Украины»; артикул 12686002491, 10.12.2012. 41 с.
2. Лесникова, М. Н. Двигательная активность / М. Н. Лесникова // Бизнес. 2003. № 39. С. 28–31.
3. Правила устройства электроустановок потребителей. Харьков: Форт, 2009. 704 с.
4. Закладний, О. О. Оцінка залишкового ресурсу асинхронного електроприводу / О. О. Закладний // О. О. Закладний // Вісник НТУУ «КПІ». Сер. Гірництво. Київ: КПІ, 2010. Вип. 19. С. 140–148.
5. Reactive Power Controller Prophi. Operating Instructions. Janitza Electronics GmbH. Dok Nr 1.020.009.a Serie II. Germany, 2003. 56 p.
6. Паули, В. К. Компенсация реактивной мощности как эффективное средство рационального использования электроэнергии / В. К. Паули, Р. А. Воротников // Энергоэксперт. 2007. № 2. С. 16–22.
7. Устройство защиты изоляции обмоток электродвигателей от увлажнения: а. с. № 1367106 СССР МПК H02K15/12 / И. В. Жежеленко, А. М. Липский, В. Е. Кривоносов; опубл. в 1988 г.
8. Способ контроля изоляции обмоток низковольтных электродвигателей: а. с. № 1371233 СССР. МПК G01R31/34 / А. М. Липский, В. Е. Кривоносов, В. И. Мякотин; опубл. в 1985 г.
9. Спосіб контролю зміни опору ізоляції електродвигуна й живильного кабелю: пат. 98353 Україна, МПК H02K15/12 (2006.01) / В. Є. Кривоносов; патентообладатель ДВНЗ «ПДТУ». № а201005384, опубл. 10.05.2012, бюл. № 9.
10. Пристрій контролю і захисту електроустаткування: пат. 98721 Україна, МПК H02K15/12 (2006.01) / В. Є. Кривоносов; патентообладатель ДВНЗ «ПДТУ». № а201101572, опубл. 11.06.2012, бюл. № 11.

Поступила 05.10.2016 Подписана в печать 07.12.2016 Опубликовано онлайн 28.11.2017

REFERENCES

1. Marketing Group Success Brand Management (2012) *Industry Overview "Power Industry of Ukraine"*. 41 (in Russian).
2. Lesnikova M. N. (2003) Motor Activity. *Business*, (39), 28–31 (in Russian).
3. *Rules for Arrangement of Electrical Installations of Consumers* (2009) Kharkov, Fort Publ. 704 (in Russian).
4. Zakladnii O. O. (2010) Estimation of Residual Resource of the Asynchronous Electric Drive. *Visnik Natsional'nogo Tekhnichnogo Universitetu Ukraini "Kiivs'kii Politekhnicnii Institut". Seriya Girnitsvo = Herald of the National Technical University of Ukraine "Kyiv Polytechnic Institute"*. Series of Mining, 19, 140–148 (in Ukrainian).
5. Janitza Electronics GmbH. (2003) *Reactive Power Controller Prophi. Operating Instructions. Dok Nr 1.020.009.a Serie II. Germany*. 56.
6. Pauli V. K., Vorotnikov R. A. (2007) Reactive Power Compensation as an Effective Means of Rational Use of Electric Power. *Energoekspert* [Expert in Power Industry], (2), 16–22 (in Russian).
7. Zhezhenko I. V., Lipsky A. M., Krivososov V. E. (1988) *Protection Device for Motor Winding Insulation from Moisture*. Certificate of Authorship No 1367106 (USSR) (in Russian).
8. Lipsky A. M., Krivososov V. E., Myakotin V. I. (1985) A Method of Winding Insulation Monitoring of Low-Voltage Motors. Certificate of Authorship No 1371233 (USSR) (in Russian).
9. Krivososov V. E. (2012) *Method of Monitoring the Change of Insulation Resistance of Motor and Power Cable*. Ukraine Patent No 98353 (in Ukrainian).
10. Krivososov V.E. (2012) *Device for Control and Protection of Electrical Equipment*. Ukraine Patent No 98721 (in Ukrainian).

Received: 5 October 2016 Accepted: 7 December 2016 Published online: 28 November 2017

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-544-557

УДК 621.32

Учет влияния высших гармоник при выборе сечений проводников линий наружного освещения

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. Режим работы осветительной линии зависит от правильности выбора сечения жил проводников. Величина сечения влияет на обеспечение требуемых уровней напряжения на источниках света. Произведен выбор сечения проводников на основе расчетов режима работы указанной в статье типовой линии наружного освещения. В качестве источников света в примере рассмотрены светильники с дуговыми натриевыми лампами высокого давления (ДНАТ), подключенные через электромагнитную пускорегулирующую аппаратуру. При выборе сечения жил проводников осветительных линий обычно пользуются рядом упрощений. Уделено внимание выбору сечений без таких допущений: учитывается индуктивное сопротивление проводников; мощность светильника зависит от уровня напряжения на нем. Также светильники с лампами ДНАТ являются источниками высших гармоник. Показаны три варианта расчета в зависимости от учета (или неучета) высших нечетных гармоник. В статье описаны методики расчетов режима осветительной линии. Расчеты осуществлены с помощью реализованных в среде MathCad программ. Определены режимные параметры для каждой фазы линии: напряжения в точках схемы, мощности, токи, потери мощности и напряжения на всех участках. Представлены графики распределения напряжений в точках осветительной линии при трех вариантах расчета, построенные для различных сечений алюминиевых жил. На их основе осуществлен выбор оптимального значения сечения проводников осветительной линии. Произведено сравнение полученных результатов различных вариантов расчета. Проанализировано влияние высших гармоник на режимные параметры данной линии. Наличие высших гармоник приводит к увеличению потерь напряжения, искажению синусоидальности напряжения. Ток в нулевом рабочем проводнике сопоставим с током в фазных проводниках, причем определяющее значение на его величину оказывают гармоники, кратные трем.

Ключевые слова: наружное освещение, осветительная линия, светильник, сечение проводника, высшие гармоники, потери напряжения, моделирование режима

Для цитирования: Козловская, В. Б. Учет влияния высших гармоник при выборе сечений проводников линий наружного освещения / В. Б. Козловская, В. Н. Калечиц // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60, № 6. С. 544–557. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-544-557

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

Consideration of the Impact of High Harmonics when Selecting the Conductor Cross-Sections of Lines of Outdoor Lighting

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

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

Abstract. The operating mode of the lighting line depends on the correct choice of conductor cross section. The magnitude of the cross section has an influence on the provision of the required voltage levels on the light sources. The choice of the conductor cross section has been fulfilled based on calculations of the operating mode of the standard line of outdoor lighting specified in the article. Luminaries with high pressure sodium lamps connected through electromagnetic ballasts were used as sources of light. When choosing the conductor cross section of light lines a number of simplifications are commonly used. Attention is paid to the choice of sections without such assumptions: the inductive resistance of conductors is taken into account; the power of the luminaire depends on the voltage level in it. Luminaries with high pressure sodium lamps are the sources of high harmonics. Three variants of calculation are demonstrated depending on the accounting (or non-accounting) of high odd harmonics. The methods of calculating the mode of the lighting line are also presented in the article. The calculation is performed with the aid of Mathcad software. Operating parameters for each phase of the line (i.e. voltage in the items of the scheme, power, currents, power, and voltage losses in all the sections) were determined. The diagrams of the voltage distribution at items of the lighting line for three variants of calculation are plotted for various sections of aluminum conductors. On this basis the choice of the optimum magnitude of the conductor cross section of the lighting line was made. The obtained results of different calculation variants are compared. The comparison of the results obtained with the use of various methods of calculation was made. The impact of high harmonics on the operating mode of the line under consideration has been analyzed. The presence of high harmonics causes an increase of voltage losses, the distortion of sinusoidal voltage. The current of neutral conductor is comparable with the current of phase conductors, besides, the harmonics multiple of 3 are of great importance as they influence on the magnitude of the current.

Keywords: outdoor lighting, lighting line, luminaire, section of conductor, high harmonics, voltage losses, modeling of mode

For citation: Kozlovskaya V. B., Kalechyts V. N. (2017) Consideration of the Impact of High Harmonics when Selecting the Conductor Cross-Sections of Lines of Outdoor Lighting. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (6), 544–557. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-544-557 (in Russian)

Введение

Выбор сечений проводников осветительной линии с учетом всех влияющих на него факторов позволяет обеспечивать требуемые уровни напряжения на источниках света во всех режимах, создавая оптимальные условия эксплуатации. При этом сечение проводников не должно быть завышено, чтобы необоснованно не увеличивать стоимость электрической сети.

Выбор сечения проводников линии наружного освещения производится по [1]:

- допустимому значению потери напряжения осветительной линии, которое для наиболее удаленного светильника не должно превышать 5,0 %, для наименее удаленного – 2,5 % от номинального напряжения сети;
- допустимому нагреву.

При выборе сечения проводников осветительной линии обычно пользуются рядом упрощений:

- 1) расчет по условию допустимой потери напряжения производится без учета индуктивного сопротивления проводников;
- 2) мощность светильника включает в себя потери в пускорегулирующей аппаратуре и мощность лампы. Эти величины принимают равными номинальным, хотя мощность, потребляемая лампой, зависит от уровня напряжения на ней [2];
- 3) не учитываются высшие гармоники, источником которых являются светильники с газоразрядными лампами высокого давления.

Основная часть

Покажем, насколько значимым является учет вышеперечисленных упрощений при выборе сечения проводников на примере осветительной линии с односторонним питанием с напряжениями в каждой фазе пункта питания $U_{ф.ном} = 230$ В.

Рассмотрим типовую трехфазную линию наружного освещения с односторонним питанием, схема которой представлена на рис. 1. Пункт питания, к которому подключена линия, расположен непосредственно в ТП 10/0,4 кВ. Для освещения используются лампы типа ДНаТ мощностью 150 Вт, каждая из которых подключена через электромагнитный пускорегулирующий аппарат (ЭмПРА) с импульсным зажигающим устройством [3] и компенсирующим конденсатором ($\cos\varphi_n = 0,86$) в светильнике типа ЖКУ. Удаленность от пункта питания до ближайшей опоры $l_1 = 80$ м. Расстояние между опорами $l = 25$ м, число опор 30, число светильников на опоре 1. Для питания светильников используется кабель с алюминиевыми жилами, проложенный в земле. Распределение светильников между фазами $A-B-C-A-B-C$, подключены симметрично.

Номинальные технические характеристики рассматриваемого светильника: активная мощность лампы ДНаТ равна 150 Вт, активная мощность с учетом потерь в ЭмПРА $P_{ном} = 170$ Вт; номинальное напряжение $U_{ном} = 220$ В; пусковой ток лампы $I_{л.пуск} = 3,2$ А; полный рабочий ток лампы $I_{л.ном} = 1,8$ А; полный ток с учетом компенсации $I_{ном} = 0,9$ А.

В осветительной сети используется глухозаземленная нейтраль в виде системы TN-S (с разделением нулевого проводника на рабочий и защитный). Расчетная схема представлена на рис. 1 (нулевой защитный проводник не показан). Для удобства написания программ по расчету режима осветительную линию делим на число участков, равное числу светильников. Поэтому участки для каждой из трех фаз и нулевого рабочего проводника одинаковы, независимо от наличия присоединения светильника к рассматриваемой фазе.

Первоначально произведен расчет сечения жилы кабеля осветительной линии с учетом приведенных выше упрощений (1–3) в соответствии с требованиями [1].

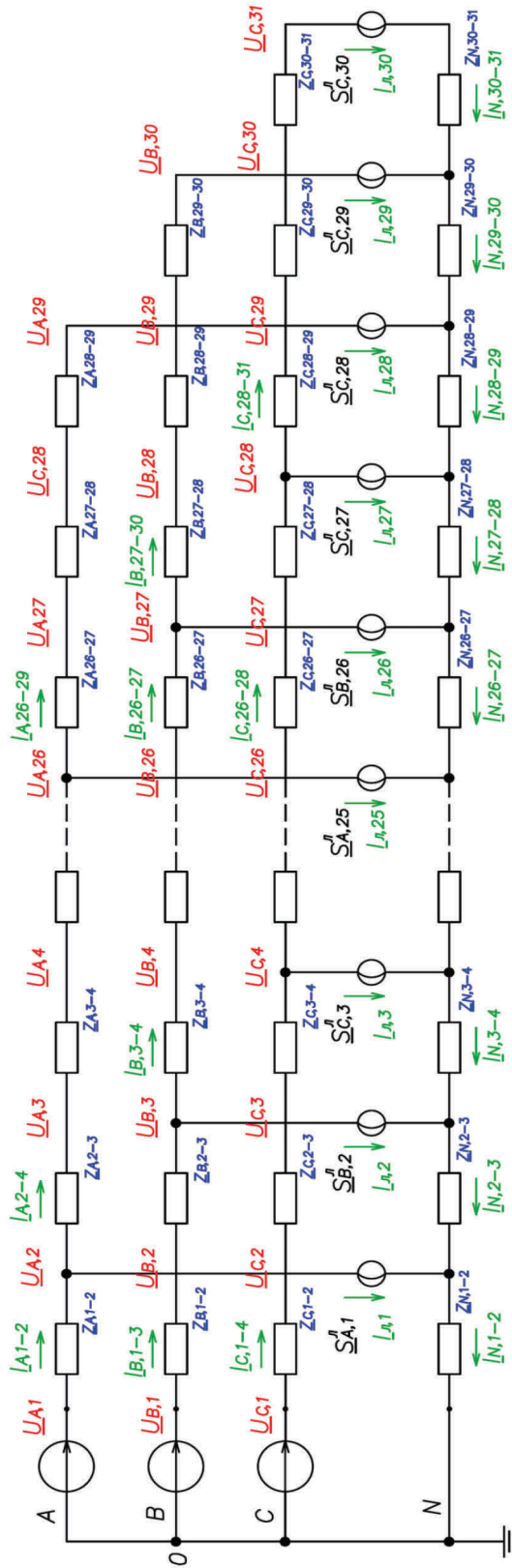


Рис. 1. Расчетная схема линии наружного освещения: $\underline{U}_{A,1}, \underline{U}_{A,2}$ – комплексное значение напряжения в первом пункте питания и на первом светильнике фазы A соответственно; $\underline{S}_{A,1}$ – то же полной мощности светильника, подключенного к фазе A , имеющего первый порядковый номер узел 1);

($\underline{U}_{A(1-2)}, \underline{I}_{N(1-2)}$ – то же полного тока на участке (1–2) фазы A и нулевого рабочего проводника N ;

$\underline{I}_{N,1}$ – то же полного тока светильника, имеющего первый порядковый номер (обозначения параметров фаз B и C аналогичны)

Fig. 1. The design scheme of the grid of outdoor lighting: $\underline{U}_{A,1}, \underline{U}_{A,2}$ – complex voltage values in the first power supply item and the first luminaire of the phase A , respectively; $\underline{S}_{A,1}$ – complex magnitude of the total power of the luminaire connected to the phase A having the first sequence number (unit 1);

($\underline{U}_{A(1-2)}, \underline{I}_{N(1-2)}$ – complex magnitude of the full currents in the area (1–2) of the phase A and the neutral working conductor N ;

$\underline{I}_{N,1}$ – complex magnitude of the total current of the lamp having the first sequence number (the marking of parameters of the phases B and C are analogous)

В результате рассчитано необходимое сечение алюминиевых жил кабельной линии 10 мм². При этом напряжение в конце рассматриваемой линии равно 219,2 В (потеря напряжения составляет $\Delta U_{\%} = 4,7 \%$). Также для сечения 16 мм² найдено напряжение в конце рассматриваемой линии, равное 223,2 В ($\Delta U_{\%} = 2,9 \%$); для сечения 25 мм² напряжение в конце рассматриваемой линии 225,6 В ($\Delta U_{\%} = 1,9 \%$).

Далее рассмотрены расчеты сечений жилы кабеля вышеуказанной линии наружного освещения без упрощений (1–3).

Программы по расчету реализованы в среде MathCad и учитывают максимально возможную исходную информацию для выбора сечения жил проводника и получения точных показателей режимов работы. С их помощью выбор сечения кабеля произведен тремя вариантами расчета режима работы данной линии:

- a) без учета высших гармоник;
- b) с учетом высших гармоник, кратных трем (до 39-й);
- c) с учетом всех гармоник (до 39-й).

Для всех вариантов расчета принято, что напряжение в пункте питания имеет синусоидальный характер при отсутствии нагрузки (отходящие линии отключены) и действующее значение равно 230 В.

Для каждого случая рассчитаны режимы работы сети при использовании кабелей со следующими сечениями S алюминиевых жил:

$S = 6$ мм² с удельным сопротивлением $\underline{Z}_y = (5,21 + j0,9)$ мОм/м, допустимый ток с учетом четвертой рабочей жилы и при прокладке в земле $I_{\text{доп}} = 0,92 \cdot 46 = 42,3$ А [4];

$S = 10$ мм²; $\underline{Z}_y = (3,12 + j0,073)$ мОм/м, $I_{\text{доп}} = 64,4$ А;

$S = 16$ мм²; $\underline{Z}_y = (1,95 + j0,0675)$ мОм/м, $I_{\text{доп}} = 82,8$ А;

$S = 25$ мм²; $\underline{Z}_y = (1,25 + j0,0662)$ мОм/м, $I_{\text{доп}} = 105,8$ А.

Расчеты режимов осуществлены методом последовательных приближений [5].

Учет нелинейности осветительной нагрузки

При расчете учтено влияние уровня напряжения на величину нагрузки для каждого светильника. Светильник с газоразрядной лампой высокого давления типа ДНаТ обладает нелинейной вольт-амперной характеристикой и является источником высших гармоник. Нелинейность вольт-амперной характеристики светильника приводит к тому, что при различных значениях напряжения будут разные величины коэффициента мощности и сопротивления.

Для упрощения расчетов принимаем, что активная мощность с учетом потерь в ЭмПРА и полный ток с учетом компенсации реактивной мощности изменяются пропорционально зависимостям, представленным в [6].

Для светильника с лампой типа ДНаТ номинальной мощностью 170 Вт указанные зависимости для действующих значений имеют вид, как на рис. 2, 3.

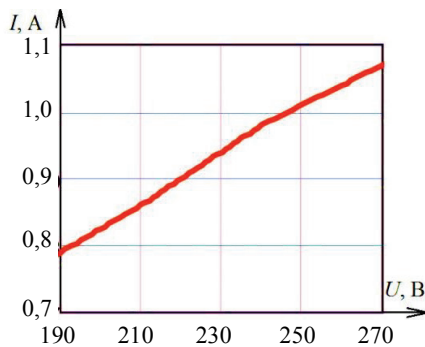


Рис. 2. Зависимость полного тока $I(U)$ светильника номинальной мощностью 170 Вт с учетом компенсации с лампой типа ДНаТ с компенсированным электромагнитным пускорегулирующим аппаратом от напряжения сети

Fig. 2. Dependence of total current $I(U)$ of a luminaire of the rated power of 170 W including compensation with a HPS lamp with an electromagnetic compensated ballast unit on the mains voltage

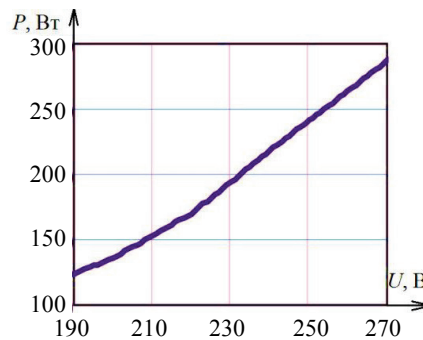


Рис. 3. Зависимость активной мощности $P(U)$ светильника номинальной мощностью 170 Вт с учетом потерь в электромагнитном пускорегулирующем аппарате с лампой типа ДНаТ с компенсированным электромагнитным пускорегулирующим аппаратом от напряжения сети

Fig. 3. Dependence of active power $P(U)$ of a luminaire of the rated power of 170 W including losses in electromagnetic ballasts with a HPS lamp with an electromagnetic compensated ballast unit on the mains voltage

Расчет режимных параметров

Расчет параметров режима заключается в определении токов, мощностей, падения напряжения на всех участках рассматриваемой осветительной линии, напряжений во всех точках линии для каждой фазы.

Не учитывая высшие гармоники, действующие значения токов и напряжений определяются только по основной (первой) гармонике (вариант расчета а).

Определение параметров осуществляется итерационным путем в два этапа в такой последовательности.

При первой итерации значения фазных напряжений во всех точках схемы (рис. 1) принимаются равными напряжению в начале линии (в пункте питания).

Точка 1 на рис. 1 соответствует пункту питания. То есть значения напряжений в каждой фазе равны: $\underline{U}_{A,1}^{(1)} = 230e^{j0}$ В; $\underline{U}_{B,1}^{(1)} = 230e^{-j120^\circ}$ В; $\underline{U}_{C,1}^{(1)} = 230e^{j120^\circ}$ В.

Комплексное значение полной мощности светильника в первом приближении определяется как

$$\underline{S}_{A,n}^{(1)} = \underline{U}_{A,n}^{(1)} \cdot I(U_{A,n}^{(1)}) e^{j \cdot \arccos \left(\frac{P(U_{A,n}^{(1)})}{U_{A,n}^{(1)} \cdot I(U_{A,n}^{(1)})} \right)}, \quad (1)$$

где $I(U_{A,n}^{(1)})$, $P(U_{A,n}^{(1)})$ – действующее значение полного тока и величина потребляемой активной мощности, определяемые в соответствии с зависимостями на рис. 2, 3; индекс (1) – первое приближение; A – наименование фазы; n – номер узла.

Покажем определение мощностей на примере участка (28–29) фазы A .

Комплексное значение потерь полной мощности на участке (28–29) определяется как

$$\Delta \underline{S}_{A,(28-29)}^{(1)} = \left(\frac{S_{A,(28-29)}^{k(1)}}{U_{A,29}^{(1)}} \right)^2 (R_{A,(28-29)} + jX_{A,(28-29)}), \quad (2)$$

где $R_{A,(28-29)}$, $X_{A,(28-29)}$ – активное и реактивное сопротивления рассматриваемого участка (в зависимости от сечения жил используемого кабеля); $S_{A,(28-29)}^{k(1)}$, $U_{A,29}^{(1)}$ – полная мощность и фазное напряжение в конце участка (28–29).

Комплексное значение полной мощности в начале участка (28–29)

$$\underline{S}_{A,(28-29)}^{n(1)} = \underline{S}_{A,28}^{l(1)} + \Delta \underline{S}_{A,(28-29)}^{(1)}, \quad (3)$$

где $S_{A,(28-29)}^{k(1)} = S_{A,28}^{l(1)}$.

Расчет потокораспределения аналогично выполняется поочередно для каждого участка (для трех фаз). На этом первый этап алгоритма заканчивается.

Второй этап заключается в расчете уточненных значений фазных напряжений при известном напряжении в начале линии (пункте питания). Расчет покажем на примере участка (1–2). Комплексное значение напряжения в точке 2

$$\underline{U}_{A,2}^{(1)} = \underline{U}_{A,1}^{(1)} - \Delta \underline{U}_{A,N;(1-2)}^{(1)}. \quad (4)$$

Падение напряжения на участке (1–2) фазы A и нулевого рабочего проводника N

$$\Delta \underline{U}_{A,N;(1-2)}^{(1)} = \underline{I}_{A,(1-2)}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{A,(1-2)} + \underline{I}_{N,(1-2)}^{(1)} \cdot \underline{Z}_{N,(1-2)}, \quad (5)$$

где $\underline{Z}_{A,(1-2)}$, $\underline{Z}_{N,(1-2)}$ – комплексные значения полных сопротивлений участка (1–2) для фазы A и нулевого рабочего проводника N .

Комплексные значения полных токов на участке (1–2)

$$\underline{I}_{A,(1-2)}^{(1)} = \frac{\dot{\underline{S}}_{A,(1-2)}^{n(1)}}{\underline{U}_{A,1}^{(1)}}. \quad (6)$$

Комплексное значение полных токов в нулевом рабочем проводнике N на участке (1–2) определяется как

$$\underline{I}_{N,(1-2)} = \underline{I}_{A,(1-2)} + \underline{I}_{B,(1-2)} + \underline{I}_{C,(1-2)}. \quad (7)$$

Далее последовательно рассчитываются напряжения остальных узлов схемы.

На этом первое приближение (итерация) расчета завершено. Для уточнения значений напряжений и мощностей производятся повторные расчеты с использованием более точных значений напряжений, полученных из предыдущей итерации (т. е. для второй итерации используются фазные напряжения из первой $\underline{U}_n^{(1)}$).

Расчет повторяем до тех пор, пока разность между модулями напряжений $\underline{U}_n$ k -го и $(k+1)$ -го приближений не будет превышать допустимую погрешность ε , которую принимаем равной 0,001:

$$\delta U_n = |U_n^{k+1} - U_n^k| \leq \varepsilon. \quad (8)$$

Особенности расчета режима с учетом высших гармоник

Функции, которые симметричны относительно оси абсцисс, раскладываются в ряд, не содержащий четных гармоник и постоянной составляющей. Таким образом, ток в осветительной линии будет содержать только нечетные гармоники.

Значения токов высших нечетных гармоник (от 3-й до 39-й) для светильников с лампами ДНаТ при наличии компенсации реактивной мощности представлены в табл. 1 [7]. На основе этих данных произведен расчет режимов осветительной линии с учетом высших нечетных гармоник.

Таблица 1

**Значения токов высших гармоник для светильников с лампами ДНаТ
при наличии компенсации реактивной мощности
(в процентах относительно тока основной (первой) гармоники)**

**The magnitudes of the high harmonic currents for luminaires
with high pressure sodium lamps in the presence of reactive power compensation
(in percent relative to the current of fundamental (first) harmonic)**

Номер высшей гармоники	3	5	7	9	11	13	15	17	19	21	23	25	27	29	31	33	35	37	39
Значение тока высшей гармоники, %	19	9,5	1-1,4	2,4-3	11	4,5-5,9	0,4-0,7	6,6-7,4	2,2-3,4	0,7-7,2	7-10	3-10	1-9	4,2-5,5	7,2-10,5	0,2	0,5-2	5-8,6	1,7-3,6

Если гармонике соответствует диапазон величин, в котором может находиться величина тока, то для проведения расчета принималось наибольшее значение (например, для 7-й гармоники ток равен 1,4 % от тока первой гармоники).

Гармоники, кратные трем (3-, 9-, 15-, 21-, 27-, 33-, 39-я), образуют систему векторов нулевой последовательности, совпадающих по фазе. К прямой последовательности относятся 1-, 7-, 13-, 19-, 25-, 31-, 37-я гармоники, к обратной – 5-, 11-, 17-, 23-, 29-, 35-я.

Расчет режимных параметров с учетом высших гармоник (варианты расчета *b* и *c*) аналогичен расчету без учета высших гармоник (вариант *a*) и осуществляется итерационным путем в два этапа (как указано выше).

На первом этапе рассчитываются мощности на всех участках. Мощности и токи светильников определяются на основании действующих значений напряжений.

Комплексное значение полного тока на участке (1–2) $\underline{I}_{A,(1-2)}^{(1)}$ находится по формуле (6). Зная действующее значение $I_{A,(1-2)}^{(1)}$, на основании табл. 1 определены величины токов основной и высших гармоник.

Связь действующего значения с основной гармоникой для рассматриваемых светильников определяется как

$$I_{A,(1-2)}^{(1)} = I_{1A,(1-2)}^{(1)} \sqrt{1 + 0,19^2 + 0,095^2 + 0,014^2 + 0,03^2 + 0,11^2 + 0,059^2 + \dots} = \\ = I_{1A,(1-2)}^{(1)} \cdot 1,061.$$

Значение тока основной (первой) гармоники

$$I_{1A,(1-2)}^{(1)} = \frac{I_{A,(1-2)}^{(1)}}{1,061}.$$

Значение тока третьей гармоники

$$I_{3A,(1-2)}^{(1)} = \frac{I_{A,(1-2)}^{(1)}}{1,061} \cdot 0,19.$$

Таким же образом определяются значения токов остальных гармоник на всех участках для каждой фазы и нулевого рабочего проводника рассматриваемой линии.

Комплексное значение полных токов в нулевом рабочем проводнике *N* на участке (1–2) для основной (первой) гармоники определяется как

$$\underline{I}_{N,(1-2)} = \underline{I}_{1A,(1-2)} + \underline{I}_{1B,(1-2)} + \underline{I}_{1C,(1-2)}. \quad (9)$$

Аналогично определяется и для высших нечетных гармоник. Например, для третьей гармоники

$$\underline{I}_{3N,(1-2)} = \underline{I}_{3A,(1-2)} + \underline{I}_{3B,(1-2)} + \underline{I}_{3C,(1-2)}. \quad (10)$$

Действующие значения полных токов в нулевом рабочем проводнике *N* на участке (1–2) с учетом высших гармоник

$$I_{N,(1-2)} = \sqrt{I_{1N,(1-2)}^2 + I_{3N,(1-2)}^2 + I_{5N,(1-2)}^2 + \dots} \quad (11)$$

Характерные особенности имеет второй этап.

Протекание токов высших гармоник вызывает падение напряжений на отдельных участках сети и искажение синусоидальности напряжения.

Величина падения напряжения от протекания тока n -й гармоники на участке (1–2)

$$\begin{aligned} \Delta U_{(n)A,N;(1-2)}^{(1)} &= I_{(n)A,(1-2)}^{(1)} (R_{(n)A,(1-2)} + jnX_{(n)A,(1-2)}) + \\ &+ I_{(n)N,(1-2)}^{(1)} (R_{(n)N,(1-2)} + jnX_{(n)N,(1-2)}), \end{aligned} \quad (12)$$

где n – номер гармоники.

В целях упрощения принимаем, что угол между током и напряжением для высших гармоник такой же, как и для основной.

Расчеты вариантов b и c проведены с определением потерь напряжения на участках линии (расчет варианта a без учета высших гармоник проводился по падению напряжения на участках схемы).

Действующее значение потерь напряжения на участке (1–2)

$$\Delta U_{A,N;(1-2)} = \sqrt{\Delta U_{1A,N;(1-2)}^2 + \Delta U_{3A,N;(1-2)}^2 + \Delta U_{5A,N;(1-2)}^2 + \dots} \quad (13)$$

Проводя расчет с учетом высших гармоник, определим напряжения в узлах схемы по потерям напряжения

$$U_{A,2}^{(1)} = U_{A,1}^{(1)} - \Delta U_{A,N;(1-2)}^{(1)}. \quad (14)$$

Выбор сечения проводника

Результаты трех вариантов расчета представлены на рис. 4–6 в виде распределения напряжения в точках рассматриваемой схемы (рис. 1) для фазы C , где a – точка сети; 1 – распределение напряжения при площади сечения жилы кабеля $S = 6 \text{ мм}^2$; 2 – при $S = 10 \text{ мм}^2$; 3 – при $S = 16 \text{ мм}^2$; 4 – при $S = 25 \text{ мм}^2$.

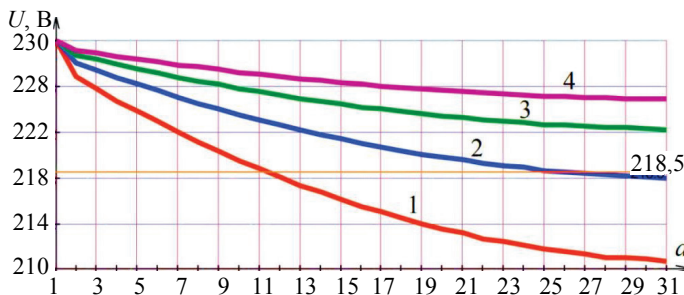


Рис. 4. Распределения напряжений в точках осветительной линии для фазы C , построенные при различных сечениях алюминиевых жил, без учета высших гармоник (вариант a)

Fig. 4. The graphs of the voltage levels distribution at the items of lighting line for the phase C for different sections of aluminum conductor without considering the high harmonics (variant a)

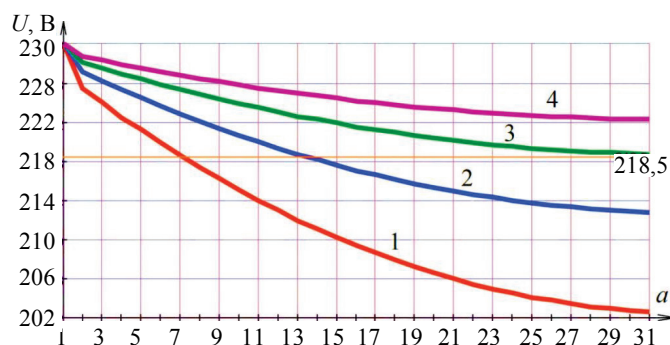


Рис. 5. Распределения напряжений в точках осветительной линии для фазы C, построенные при различных сечениях алюминиевых жил, с учетом высших гармоник, кратных трем (до 39-й) (вариант b);

Fig. 5. The graphs of the voltage levels distribution at the items of lighting line for the phase C for different sections of aluminum conductor with consideration the high harmonics multiple of 3 (up to 39th one) (variant b)

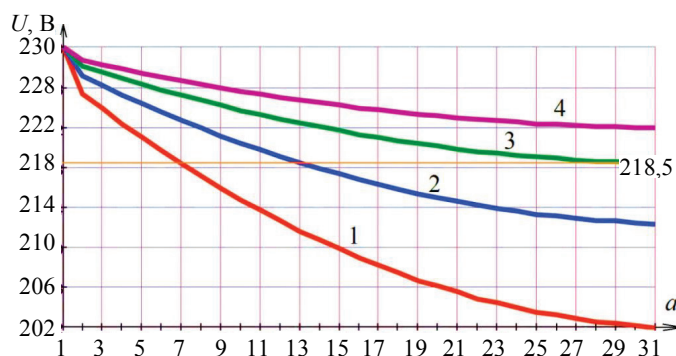


Рис. 6. Распределения напряжений в точках осветительной линии для фазы C, построенные при различных сечениях алюминиевых жил, с учетом высших гармоник до 39-й (вариант c);

Fig. 6. The graphs of the voltage levels distribution at the items of lighting line for the phase C for different sections of aluminum conductor with consideration the high harmonics up to the 39th one (variant c)

Условиями выбора сечения проводников осветительной линии наружного освещения определено расчетное отклонение напряжения в точках схемы не более 5 % от номинального напряжения сети [1] (в рассматриваемом примере – не менее $230 \cdot 0,95 = 218,5$ В на наиболее удаленном светильнике). В соответствии с произведенными расчетами и их результатами (рис. 4–6, табл. 2) ближайшее сечение алюминиевой жилы кабеля, удовлетворяющее данному условию, зависит от варианта расчета и равно:

- 16 мм² – при вариантах расчета a и b;
- 25 мм² – при варианте c;
- 10 мм² – при расчете с учетом упрощений (1–3).

Таким образом, при проведении упрощенного расчета реальная величина напряжения на наиболее удаленном светильнике будет ниже допустимого уровня (табл. 2). По результатам расчета без упрощений и с учетом нечетных гармоник до 39-й включительно (вариант c) для обеспечения необходимого уровня напряжения на наиболее удаленном светильнике следует использовать сечение алюминиевой жилы кабеля, равное 25 мм².

Таблица 2

Расчетное значение напряжения на последнем светильнике для фазы C
(наиболее удаленном от пункта питания)
в зависимости от сечения жил кабеля осветительной линии
The estimated value of the voltage in the last luminaire for the phase C
(the most distant from the power point)
depending on the cable cross section of the lighting line

Площадь сечения жилы, мм ²	Расчетное значение напряжения на последнем светильнике для фазы C в зависимости от варианта расчета, В			
	Без учета высших гармоник	С учетом гармоник, кратных трем (до 39-й)	С учетом гармоник до 39-й	Упрощенный расчет
10	218,0	212,7	212,3	219,2
16	222,2	218,7	218,3	223,2
25	224,8	222,2	221,9	225,6

Кроме того, необходимо, чтобы величина потери напряжения на участке от пункта питания до ближайшего светильника не превышала 2,5 % [1]. В рассматриваемом примере напряжение на наименее удаленном светильнике должно быть не менее $230 \cdot 0,975 = 224,2$ В.

Ближайший к первому пункту питания светильник подключен к фазе A, напряжения на нем при различных вариантах расчета режима представлены в табл. 3. Таким образом, данное условие выполняется во всех случаях.

Таблица 3

Расчетное значение напряжения на первом светильнике для фазы A
(ближайшем к пункту питания)
в зависимости от сечения жил кабеля осветительной линии
The estimated value of the voltage in the first luminaire for the phase A
(nearest to power point) depending on the cable cross section of the lighting line

Площадь сечения жилы, мм ²	Расчетное значение напряжения на первом светильнике для фазы A в зависимости от варианта расчета, В		
	Без учета высших гармоник	С учетом гармоник, кратных трем (до 39-й)	С учетом гармоник до 39-й
16	228,7	228,1	228,0
25	229,1	228,7	228,6

Определены также действующие значения токов в начале рассматриваемой линии. Значения токов на участке от пункта питания до первого светильника в зависимости от сечения жил кабеля для каждого варианта расчета приведены в табл. 4.

При упрощенном расчете ток в фазном проводнике равен 8,6 А.

Проверим сечение кабеля по нагреву. Расчетные значения полных токов в пункте питания, независимо от расчета, меньше допустимых токов кабелей с алюминиевыми жилами сечением 16 мм² ($I_{\text{доп}} = 82,8$ А) и сечением 25 мм² ($I_{\text{доп}} = 105,8$ А).

На основании полученных результатов расчетов определяющее влияние на величину токов в нулевом рабочем проводнике оказывают гармоники, кратные трем. Это необходимо учитывать при выборе сечения нулевых рабочих проводников. При несимметричном (неравномерном) распределении нагрузки по фазам возможны и большие токи в нулевом проводнике.

Таблица 4

**Действующие значения токов на участке от пункта питания
до первого светильника для трех вариантов расчета
в зависимости от сечения жил кабеля осветительной линии**

**The effective magnitudes of the currents in the section from the power point
to the first luminaire for the three calculation variants
depending on the cable cross section of the lighting line**

Действующее значение тока, А	Площадь сечения жилы, мм ²	Вариант расчета		
		Без учета высших гармоник	С учетом высших гармоник, кратных трём (до 39-й)	С учетом всех высших гармоник (до 39-й)
$I_{A,(1-2)}$	16	9,22	9,12	9,11
	25	9,28	9,21	9,20
$I_{B,(1-2)}$	16	9,19	9,09	9,08
	25	9,26	9,19	9,18
$I_{C,(1-2)}$	16	9,17	9,07	9,06
	25	9,25	9,17	9,16
$I_{N,(1-2)}$	16	0,09	5,84	5,84
	25	0,06	5,90	5,90

Таким образом, из представленных расчетов видно, что неучет высших гармоник при выборе сечений проводников осветительной линии приводит к занижению требуемых сечений жил. Следует иметь в виду также другие особенности влияния несинусоидальности на эксплуатационные параметры линии. Например, ПРА газоразрядных ламп содержат конденсаторы, поэтому может возникнуть резонанс, приводящий к снижению срока службы лампы и конденсатора. К тому же работа ПРА при несинусоидальности тока и напряжения приводит к повышенному шуму с широким спектром 50–8000 Гц [8], что является значимым для внутреннего освещения, в то время как для наружного уровень шума не регламентируется.

Важная особенность также – увеличение погрешности приборов учета электроэнергии, установленных в пунктах питания, поскольку приборы учета калибруются при чисто синусоидальном токе и напряжении [9]. Величина погрешности зависит от измерительной системы счетчика и частотной характеристики. От указанных недостатков свободны микропроцессорные системы учета, позволяющие отдельно учитывать энергию на разных частотах [10].

ВЫВОДЫ

1. Протекание токов высших нечетных гармоник приводит к искажению синусоидальности напряжения, а также к повышению потерь напряжения. Поэтому для обеспечения бесперебойной работы источников света следует учитывать гармоники при выборе сечений жил кабелей в сети наружного освещения (т. е. применять кабели с большими сечениями жил).

2. Определяющее влияние на величину токов в нулевом рабочем проводнике оказывают гармоники, кратные трем.

3. При учете высших гармоник ток в нулевом рабочем проводнике сопоставим с током в фазных проводниках.

ЛИТЕРАТУРА

1. Наружное освещение городов, поселков и сельских населенных пунктов. Правила проектирования: ТКП 45-4.04-287-2013. Минск: Минстройархитектуры, 2013. 19 с.
2. 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.
3. Краснополяский, А. Е. Пускорегулирующие аппараты для разрядных ламп / А. Е. Краснополяский, В. Б. Соколов, А. М. Троицкий; под общ. ред. А. Е. Краснополяского. М.: Энергоатомиздат, 1988. 208 с.
4. Козловская, В. Б. Электрическое освещение / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Сатсукевич. Минск: Техноперспектива, 2011. 543 с.
5. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. 2-е изд. Ростов н/Д: Феникс, 2008. 715 с.
6. Справочная книга по светотехнике / под ред. Ю. Б. Айзенберга. 3-е изд., перераб. и доп. М.: Знак, 2006. 972 с.
7. Жежеленко, И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий / И. В. Жежеленко. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2000. 331 с.
8. Ефимкина, В. Ф. Светильники с газоразрядными лампами высокого давления / В. Ф. Ефимкина, Н. Н. Софронов. М.: Энергоатомиздат, 1984. 104 с.
9. Арриллага, Дж. Гармоники в электрических системах / Дж. Арриллага, Д. Брэдли, П. Боджер. М.: Энергоатомиздат, 1990. 320 с.
10. Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов / Ю. С. Железко. М.: ЭНАС, 2009. 456 с.

Поступила 04.04.2017 Подписана в печать 06.06.2017 Опубликовано онлайн 28.11.2017

REFERENCES

1. TKP 45-4.04-287-2013. Outdoor Lighting of Cities, Settlements and Rural Settlements. Rules of Design. Minsk, Ministry of Architecture and Construction, 2013. 19 (in Russian).
2. Kozlovskaya V. B., Kalechits V. N. (2013) The Influence of the Magnitude of the Voltage on the Mode of Operation of Outdoor Lighting Networks. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (3), 18–25 (in Russian).
3. Krasnopol'skii A. E., Sokolov V. B., Troitskii A. M. (1988) *Ballasts for Discharge Lamps*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 208 (in Russian).
4. Kozlovskaya V. B., Radkevich V. N., Satsukevich V. N. (2011) *Electric Lighting*. Minsk, Tekhnoperspektiva Publ. 543 (in Russian).
5. Gerasimenko A. A., Fedin V. T. (2008) *Transmission and Distribution of Electrical Energy*. 2nd ed. Rostov-on-Don, Fenix Publ. 715 (in Russian).
6. Aizenberg Yu. B. (ed.) (2006) *The Reference Book on Light Engineering*. 3rd ed. Moscow, Znak Publ. 972 (in Russian).
7. Zhezhelenko I. V. (2000) *Higher Harmonics in Power Supply Systems of Industrial Enterprises*. 4th ed. Moscow, Energoatomizdat Publ. 331 (in Russian).
8. Efimkina V. F., Sofronov N. N. (1984) *Luminaires with Gas Discharge Lamps of High Pressure*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 104 (in Russian).
9. Arrillaga J., Bradley D., Bodzher P. (1990) *Harmonics in Electrical Systems*. Moscow, Energoatomizdat Publ. 320 (in Russian).
10. Zhelezko Yu. S. (2009) *Loss of Electricity. Reactive Power. Power Quality: a Guide for Practical Calculations*. Moscow, ENAS Publ. 456 (in Russian).

Received: 4 April 2017

Accepted: 6 June 2017

Published online: 28 November 2017

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-558-570

УДК 621.165.-233.2

Моделирование теплообмена в пористой системе охлаждения подшипника турбины

А. А. Генбач¹⁾, В. О. Байбекова¹⁾

¹⁾Алматинский университет энергетики и связи (Алматы, Республика Казахстан)

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

Реферат. Для различных технических устройств и систем, разработанных авторами, предложена и исследована новая пористая система охлаждения, в которой подвод охлаждающей жидкости производят при комбинированном действии капиллярных и гравитационных сил. Поверхность охлаждения выполнялась из нержавеющей стали, латуни, меди, бронзы, никеля, алунда и стекла. Толщина стенки составляла $(0,05\text{--}2,00) \cdot 10^{-3}$ м. Визуальные наблюдения осуществлялись с применением скоростной киносъемки с использованием кинокамеры СКС-1М. Опыты проводили с водой при давлении 0,01–10,00 МПа, недогреве 0–20 К, избытке жидкости 1–14 от расхода пара, тепловой нагрузке $(1\text{--}60) \cdot 10^4$ Вт/м², температурном напоре 1–60 К и ориентации системы $\pm(0\text{--}90)$ град. Проведенные исследования на модельной установке выявили две области процесса парообразования жидкости и влияние режимных и конструктивных характеристик. Установлены оптимальный расход охлаждающей жидкости и наиболее эффективный вид сетчатой пористой структуры. Визуальные наблюдения позволили описать физическую картину протекающих процессов и обобщить опытные данные по отводимым тепловым потокам с точностью $\pm 20\%$ в зависимости от теплофизических свойств жидкости, стенки, температурного напора, избытка жидкости, вида пористой структуры и теплообменной стенки.

Ключевые слова: подшипники турбин, капиллярно-пористая структура, зоны конденсации, зоны парообразования

Для цитирования: Генбач, А. А. Моделирование теплообмена в пористой системе охлаждения подшипника турбины / А. А. Генбач, В. О. Байбекова // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60, № 6. С. 558–570. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-558-570

Modeling of Heat Transfer in a Porous Turbine Bearing Cooling System

A. A. Genbach¹⁾, V. O. Baibekova¹⁾

¹⁾Almaty University of Power Engineering and Telecommunications (Almaty, Republic of Kazakhstan)

Abstract. A new porous cooling system in which the coolant supply is produced by the combined action of capillary and gravitational forces is proposed and studied for various technical devices

Адрес для переписки

Генбач Александр Алексеевич
Алматинский университет энергетики
и связи
ул. А. Байтурсынова, 126,
050013, г. Алматы, Республика Казахстан
Тел.: +7 727 292-78-98
katerina-1@rambler.ru

Address for correspondence

Genbach Alexander A.
Almaty University of Power Engineering
and Telecommunications
126 A. Baitursynov str.,
050013, Almaty, Republic of Kazakhstan
Tel.: +7 727 292-78-98
katerina-1@rambler.ru

and systems developed by the authors. The cooling surface is made of stainless steel, brass, copper, bronze, nickel, glass and alundum. The wall thickness is $(0.05\text{--}2.00) \cdot 10^{-3}$ m. Visual observations were carried out by using high-speed camera filming with the use of SCS-1M. Experiments were carried out with water at pressures ranging between 0.01–10.00 MPa, underheating to 0–20 K, excess liquid of 1–14 of steam flow, thermal load of $(1\text{--}60) \cdot 10^4$ W/m², temperature pressure of 1–60 K and the system orientation of $\pm(0\text{--}90)$ degrees. Studies carried out on a model plant has identified two areas of the process of vaporization of the liquid and an influence of operating and design characteristics. The optimal coolant flow and the most effective form of reticulated porous structure are identified. Visual observations have made it possible to describe the physical picture of the processes and to generalize experimental data on the removed heat flows with an accuracy of ± 20 % depending on the thermophysical properties of the fluid, wall, temperature difference, excess fluid, porous structures and heat exchange interface.

Keywords: bearings of turbines, capillary-porous structure, condensing zone, vaporization zone

For citation: Genbach A. A., Baibekova V. O. (2017) Modeling of Heat Transfer in a Porous Turbine Bearing Cooling System. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (6), 558–570. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-558-570 (in Russian)

Введение

Для повышения маневренности, надежности и экономичности опорно-упорных подшипников мощных турбин требуется знать их тепловое состояние и уметь им управлять. Особенно это важно для переходных режимов работы и в первую очередь при пуске и останове турбомашин.

В мощных турбинах используют только подшипники скольжения (опорные и упорные), в которых между вращающимися и невращающимися деталями при нормальной работе всегда существует тонкий слой смазки. Подшипники скольжения обладают необходимой надежностью при длительном сроке службы и при правильном изготовлении и заботливой эксплуатации хорошо сопротивляются действию статических и динамических нагрузок.

Работа подшипника должна быть надежной, исключаящей предельный разогрев масла и износ вкладыша. При износе вкладыша изменяются вибрационные характеристики всего валопровода и может возникнуть интенсивная вибрация. Масло в подшипнике нагревается за счет сил трения между слоями масла в пленке и теплоты, поступающей по валу от горячих частей турбины. Обычно уходит до 10–12 % теплоты, выделяющейся в масляном слое.

Поэтому для поддержания температурного уровня подшипника все эксплуатационные инструкции жестко оговаривают температуру масла на входе (35–45 °C), нормальную температуру на выходе (около 65 °C) и предельную температуру (около 70 °C), при которой необходима немедленная остановка турбины. Температура баббитовой заливки, контролируемая термометрами сопротивления, не должна превышать 100 °C.

Предлагается в качестве нагревателя использовать пористые системы, которые лишены недостатков применяемых в настоящее время нагревателей. Они могут обогреваться газом или электрической энергией. Достоинствами пористых систем являются: равномерный нагрев до заданной

температуры (исключается необходимость в подборе режима первичного теплоносителя в процессе обогрева, возможно подводить теплоту только на нерезьбовую часть, допускается нагрев глухих участков), простота и надежность устройства, длительный срок службы, а также то, что они удовлетворяют специальным требованиям (транспортабельные, пожаро- и взрывобезопасные) и не требуют специальных условий хранения [1, 2].

Объект изучения

Для повышения надежности работы системы регулирования и противодействия старению в масло вводят присадки, уменьшающие его вспениваемость (соединение с воздухом), антиокислительные и антикоррозионные. Применение присадок позволяет увеличить срок использования масла. Одновременно необходимо бороться с обводнением масла, его местным нагревом, насыщением воздухом.

Подшипник с разработанной нами капиллярно-пористой структурой для охлаждения масла, поступающего к опорно-упорным подшипникам с центральным расположением опорного вкладыша, выполненного как одно целое с двумя корпусами упорных подшипников, показан на рис. 1.

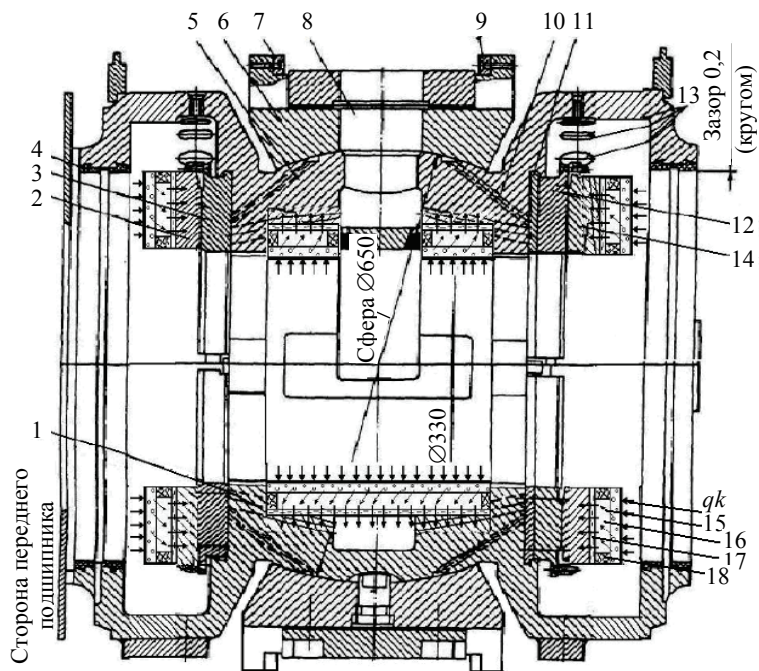


Рис. 1. Опорно-упорный подшипник турбины Т-250/300-23,5 ТМЗ: 1, 10 – сверления; 2, 4, 12 – установочные кольца; 3 – упорный сегмент; 5 – вкладыш; 6 – обойма; 7, 9 – кольцо; 8 – канал; 11 – прокладка; 13 – отверстие; 14 – гребень; 15 – поток пара; 16 – адиабатная зона; 17 – поток жидкости; 18 – капиллярно-пористая структура; q_n , q_k – тепловой поток в испаритель и конденсатор

Fig. 1. Thrust bearing of the T-250/300-23.5 TMZ turbine; 1, 10 – hole drilling; 2, 4, 12 – locating rings; 3 – resistant segment; 5 – liner; 6 – holder; 7, 9 – ring; 8 – channel; 11 – gasket; 13 – opening; 14 – ridge; 15 – steam flow; 16 – adiabatic zone; 17 – flow of fluid; 18 – capillary-porous structure; q_n , q_k – heat flow in the evaporator and the condenser

Масло к подшипнику подается из аварийной емкости (не показанной на чертеже) по вертикальному каналу в кольцевую полость, откуда оно проходит к шейке вала и через отверстия по сверлениям 1 и отверстия в установочных кольцах 4, 12 и в прокладке индивидуально к каждому упорному сегменту. Плоскости упорных сегментов уплотнены баббитовыми заливками.

Опорно-упорные подшипники с вращающимся гребнем, непрерывной подачей и сливом масла представляют собой сложную гидродинамическую систему, в отдельных зонах которой может возникать отрицательное давление. Тогда расход масла падает до нуля, а пленка утончается вплоть до разрыва. Установка пористой структуры обеспечит надежный отвод теплоты и стабилизирует температуру стенки даже в случае кратковременного прекращения расхода масла.

К испарительной зоне пористой системы подводится тепловой поток $q_{\text{и}}$, под действием которого теплоноситель, пропитывающий капиллярно-пористое тело, испаряется либо кипит. При этом поглощается теплота, равная теплоте фазового превращения. Далее воспринятая теплота $q_{\text{к}}$ передается потоком пара в основном молярным путем к зоне конденсации через адиабатную зону. За счет конденсации пара происходит отвод теплоты $q_{\text{к}}$. Конденсат в виде потока 17 по капиллярно-пористой структуре вновь возвращается в зону испарения, и процесс работы повторяется.

В аварийных ситуациях, связанных с прекращением подачи масла в аварийную емкость, масло в подшипник по каналу не подается. После отключения генератора от сети во время выбега валопровода масло по трубке аварийной подачи по каналу подается на смазку опорной части, а по каналу и наклонным сверлениям 10 – на смазку упорных сегментов.

В случае аварийной ситуации может произойти разрушение деталей турбины (ротора и статора). Поэтому при работе пористой системы охлаждения за счет действия капиллярных сил происходит самонастройка по распределению теплоносителя с отводом требуемого количества тепла. При этом детали турбины сохраняют работоспособность и не разрушаются.

Расчет пористой системы состоит из расчета зон парообразования и конденсации тепловой трубы [3–5].

При выборе теплоносителя тепловой трубы необходимо, чтобы температура пара $t_{\text{п}}$ удовлетворяла неравенству

$$t_{\text{ст.к}} < t_{\text{п}} = t_{\text{н}} = f(p_{\text{н}}) < t_{\text{ст.и}}, \quad (1)$$

где $p_{\text{н}}$, $t_{\text{н}}$ – давление и температура насыщения; $t_{\text{ст.и}}$, $t_{\text{ст.к}}$ – температура стенки испарителя и конденсатора.

Обычно перепад температур в испарителе, как и в конденсаторе, не превышает 5–10 °С, поэтому предварительно можно выбрать $t_{\text{п}}$ как $t_{\text{ст.и}}$ (5–10 °С), что в дальнейшем необходимо уточнить расчетом [6].

Расчет показывает, что для пористой сетчатой системы с выбранной геометрией температура стенки в зонах испарения и конденсации находится в допустимых пределах [7, 8].

За счет применения пористой системы, выбранной экспериментом, обеспечивается самонастройка режима ее работы в момент прекращения расхода масла, а выбранная геометрия капиллярно-пористой структуры позволит поддерживать температуру стенки в допустимых пределах.

В Республике Казахстан проводится модернизация и реконструкция тепловых электрических станций. Для повышения эффективности работы паротурбинных установок полезно разрабатывать и использовать капиллярно-пористые системы, которые предназначены для увеличения маневренности, надежности и экономичности электростанций с учетом требований экологии.

Приведем некоторые направления исследования пористых систем в области турбинной техники [9–11]:

- сепарация влаги в ступени пористой системой;
- пористое охлаждение лопаток и камер сгорания ГТУ;
- подавление образования оксидов азота в камерах сгорания ГТУ тепловыми трубами;
- детонационное горение в камерах ГТУ;
- утилизация теплоты в ГТУ тепловыми трубами;
- пористое охлаждение элементов ротора турбины при ее пуске и останове;
- пористое охлаждение элементов статора турбины при ее пуске и останове;
- защита валопровода турбины от землетрясений пористыми энергоразделителями;
- резка фундамента турбоустановки терморезактивными горелками при производстве СМР;
- борьба с кавитацией лопаток турбины от землетрясений пористыми энергоразделителями;
- борьба с тепловыми ударами в паропроводах и клапанах пористыми системами;
- пористые экраны диафрагм первых ступеней ЦВД и ЦСД;
- крепеж шпилек фланцевых соединений турбин тепловыми трубами;
- управление масляной пленкой в подшипниках турбин пористыми системами;
- борьба с шумом и вибрацией пористыми системами;
- управление малоцикловой усталостью в зонах концентраторов напряжений элементов ротора и статора с помощью пористых систем;
- повышение виброустойчивости уплотнений с помощью пористых систем;
- борьба со стеснением тепловых расширений турбины на фундаменте с помощью пористых систем;

- повышение надежности работы лопаточного аппарата при вибрационных режимах;
- управление поведением многопролетных валопроводов, вращающихся на масляной пленке;
- управление осевым усилием путем применения пористой системы;
- повышение надежности работы регулирующей и последней ступеней за счет применения пористой системы;
- управление температурным полем выхлопного патрубка турбины при ее разгрузке с помощью пористой системы;
- управление предельной деформацией ротора относительно статора при переходных режимах работы;
- управление тепловым изгибом ротора с помощью пористой системы;
- управление деформацией корпуса турбины вследствие несимметричного прогрева;
- управление масляной пленкой подшипников как средство борьбы с низкочастотной вибрацией (самоподдерживающейся прецессией вала);
- борьба с хрупким внезапным разрушением ротора путем управления пуском турбины.

На основе пористых систем разработаны новые технические решения, позволяющие эффективно охлаждать горелки ракетного типа, осуществлять очистку микроскопической пыли и газов в пенном кипящем потоке, резко сократить расходы охлаждающей воды, что имеет экологическое значение [6, 10, 11].

Экспериментальный метод

В зависимости от величины подводимого теплового потока для данной пористой структуры возможно наблюдать испарительный, переходный и кипящий режимы работы. Для разработки систем охлаждения теплонагруженных устройств целесообразно организовать процесс кипения жидкости в пористых структурах (например, в фитилях тепловых труб). Выброс жидкости из фитиля будет интенсифицировать процесс до тех пор, пока не наступит локальное осушение теплообменной стенки. Интенсификация тепломассопереноса объясняется турбулизацией пограничного слоя перегретой жидкости. Выброс жидкости может быть тем сильнее, чем мельче размеры пор структуры. Если же пористая структура набрана так, что размер пор неизменен по радиусу или уменьшается в направлении от поверхности нагрева к центру при действии только капиллярных сил, то кипение жидкости может привести к аварийному режиму работы [12, 13].

Механизм процесса кипения жидкости в пористой структуре отличается от кипения в большом объеме, стесненных условиях, закрытых капиллярах и пленке. На поверхности пористой структуры возникают дополнительные центры парообразования, интенсифицирующие теплообмен. Величина пористой структуры по толщине соизмерима с размером отрывающегося пузырька и толщиной пограничного слоя. Массовые силы могут существенно интенсифицировать теплообмен, особенно при высоких тепловых потоках.

Для обеспечения высокой интенсивности парообразования необходимо иметь развитые поверхности в виде капиллярно-пористых структур, которые облегчают зарождение паровых пузырей, увеличивают число активных центров парообразования и обеспечивают наибольшую поверхность соприкосновения пузыря с обогреваемой поверхностью через тонкую пленку перегретой жидкости (микрослой) в период роста пузыря. Существенно расширяются пределы теплопередающей способности системы при совместном действии массовых и капиллярных сил [3, 4].

Для высокофорсированного и экономичного проведения процессов в таких устройствах разработана новая пористая система охлаждения, в которой процессы теплообмена реализуются путем парообразования жидкости в пористых структурах, а подвод охлаждающей жидкости производится при комбинированном действии капиллярного и гравитационного потенциала (рис. 2).

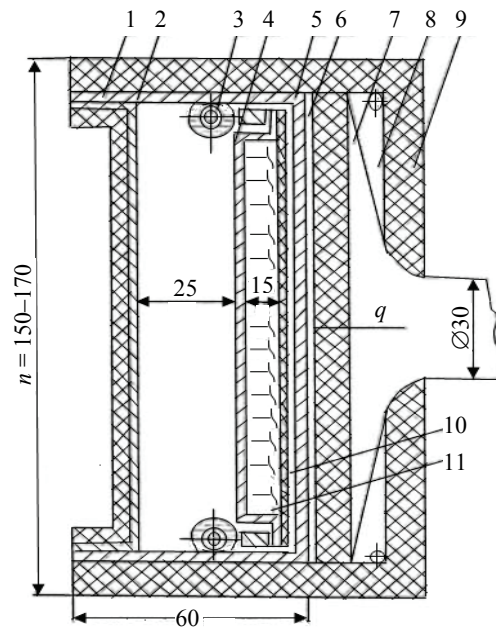


Рис. 2. Охлаждающий элемент с пористой структурой: 1 – корпус; 2 – крышка; 3 – трубчатая артерия; 4 – вставка; 5 – пористая структура; 6 – электроизоляция (слюда); 7 – основной нагреватель; 8 – охранный нагреватель; 9 – теплоизоляция; 10 – перфорированная прижимная пластина; 11 – микроартерия

Fig. 2. A cooling element with a porous structure: 1 – case; 2 – cover; 3 – tubular artery; 4 – insert; 5 – porous structure; 6 – electrical insulation (mica); 7 – main heater; 8 – guard heater; 9 – heat insulation; 10 – perforated pressure plate; 11 – microarteria

Преднамеренно созданный избыток жидкости в сечении пористой структуры позволяет осуществлять процессы парообразования при вынужденном течении жидкости с недогревом до температуры насыщенного пара. Корпус, крышка и вставка выполнялись из нержавеющей стали марки 18Н10Т. Вставка шириной $15 \cdot 10^{-3}$ м служит для образования канала, по которому пар направляется к конденсатору. Вода поступала к пористой сетчатой структуре по медным артериям 3. Прижатие структуры к охлаждаемой стенке осуществлялось с помощью перфорированной упругой бронзовой пластины 10, либо структура приваривалась к стенке точечной сваркой. Стекающий избыток жидкости улавливался микроартериями и вновь направлялся к структуре, а улавливающий козырек микроартерии препятствовал интенсивному выбросу жидкости. Обогрев стенки производился основным электрическим нагревателем. Охранный нагреватель слу-

жил для компенсации потерь теплоты наружу и быстрого выхода установки на режим.

Для уменьшения тепловых потерь весь тракт движения пара, охлаждающий элемент и конденсатор теплоизолировались асбестом толщиной $15 \cdot 10^{-3}$ м, завернутым в стеклоткань марки ВПР-10. Медные электроды были окружены фарфоровыми трубами, покрытыми асбестовой изоляцией.

Основной нагреватель выполнялся из нихромовой фольги толщиной 0,05; 0,1; 0,3; 0,5 и $0,7 \cdot 10^{-3}$ м или нержавеющей пластины – 1 и $2 \cdot 10^{-3}$ м. Длина нагревателя составляла 0,05–0,30 м, высота 0,15–0,70 м. Электрический ток подводился по медным электродам диаметром $30 \cdot 10^{-3}$ м. Слюда толщиной $0,05 \cdot 10^{-3}$ м выполняла роль электроизоляции между стенкой и нихромом. Также применялся лучистый нагрев и обогрев поверхности непосредственным пропусканием переменного электрического тока через стенку и примыкающую к ней пористую структуру. Структуры набирали из гладких тканых латунных, медных и нержавеющей сеток простого и саржевого переплетений, составляли один, два и три слоя. При изучении начала закипания жидкости число слоев сеток было до девяти.

Поверхность охлаждения выполнялась из нержавеющей стали марок 12Х18Н9Т и 18Н10Т, латуни Л80, меди М2, бронзы, никеля, алунда и стекла. Толщина стенки имела значения: 0,05; 0,1; 0,3; 0,5; 0,7; 1 и $2 \cdot 10^{-3}$ м [11].

Визуальные наблюдения за процессами парообразования производили с применением голографической интерферометрии и скоростной киносъемки. Использовались лазерная установка ЛГ-38 и кинокамера СКС-1М. Экспериментальные установки, условия и методика обработки опытных данных описаны в [3–5, 9].

Перед проведением опытов охлаждаемая стенка и структура подвергались очистке и обезжириванию.

Невязка баланса по подведенной током теплоте и теплоте, отведенной циркуляционной и избыточной водой с учетом потерь через изоляцию, не превышала ± 12 %.

Невязка баланса по подведенной паром теплоте в конденсаторе и теплоте, отведенной циркуляционной водой, не превышала ± 11 %. Невязка материального баланса между расходом охлаждающей жидкости, расходом слива и конденсата не превышала ± 10 %.

Опыты проводились с водой для давления 0,01–10,00 МПа, а также с водным раствором пенообразователя типа ПО-1. Скорость жидкости принимала значения $1,1 \cdot 10^{-3}$ –0,1 м/с, недогрев – 0–20 К, избыток жидкости $m_{ж}$ составлял $(1–14)m_n$ от расхода пара m_n . Тепловая нагрузка $(1–60) \cdot 10^4$ Вт/м², температурный напор 1–60 К, ориентация системы относительно вертикали $\pm(0–90)$ град.

Результаты и обсуждение

Влияние тепловой нагрузки на коэффициент теплообмена в зависимости от вида пористой структуры и избытка охлаждающей жидкости показано на рис. 3.

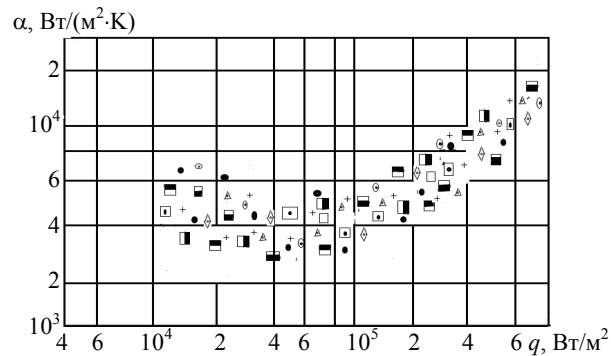


Рис. 3. Зависимость коэффициента теплообмена α от плотности теплового потока q для давления $p = 0,1$ МПа: $m_{ж} = (1,0-7,5)m_n$; $\odot$ – сетка 0,14; $\triangle$ – структура 3×0,14; $\diamond$ – сетка 0,28; $\square$ – структура 3×0,28; + – структура 0,08×0,14×0,14; $\bullet$ – структура 0,08×0,28×0,28; $\blacksquare$ – сетка 0,4; $\blacksquare$ – структура 2×0,4; $\blacksquare$ – структура 2×0,55 (сетка и стенка выполнены из нержавеющей стали)

Fig. 3. The dependence of heat transfer coefficient α of the heat flow density q for pressure $p = 0.1$ MPa: $m_{ж} = (1.0-7.5)m_n$; $\odot$ – mesh 0.14; $\triangle$ – structure 3×0.14; $\diamond$ – mesh 0.28; $\square$ – structure 3×0.28; + – structure 0.08×0.14×0.14; $\bullet$ – structure 0.08×0.28×0.28; $\blacksquare$ – mesh 0.4; $\blacksquare$ – structure 2×0.4; $\blacksquare$ – structure 2×0.55 (the mesh and the wall are made of stainless steel)

Из анализа экспериментальных данных выявлено: для тепловых потоков $q = (1-8) \cdot 10^4$ Вт/м² режим кипения – переходной. Для этого режима обнаружено существенное влияние расхода охлаждающей жидкости и вида структуры. Особенно это выражено у сеток с крупным размером ячеек. По своим характеристикам они приближаются к тонкоплочным испарителям. Более позднее закипание жидкости по сравнению с тепловыми трубами обусловлено перераспределением тепловых потоков слива и кипения. Некоторое снижение коэффициента теплообмена с ростом величины q связано с возникающими паровыми пузырями, достигающими определенных размеров, увеличивающих термическое сопротивление пограничного слоя.

Для области развитого пузырькового кипения ($q > 8 \cdot 10^4$ Вт/м²), вплоть до критических тепловых нагрузок с разрушением стенки, заметного влияния расхода жидкости в пределах его изменения $m_{ж} = (1,0-7,5)m_n$ не обнаружено.

Ограничения в теплопередающей способности системы для различного размера ячеек структуры, как в тепловых трубах, не замечено, поскольку ни возросшее гидравлическое сопротивление структуры, ни уменьшение капиллярной впитываемости не снижают поступление расхода жидкости.

Приемлемым вариантом может быть однослойная структура 0,14 либо двухслойная 0,40 и 0,55, но при этом следует ожидать большего перегрева стенки. Крупные размеры ячеек позволяют снизить требование к очистке жидкости, уменьшают гидрогазодинамическое сопротивление.

Структуры, имеющие неизменный по нормали размер пор, показали высокую эффективность при работе в поле гравитационных сил в отличие от тепловых труб, когда наступал аварийный режим их работы. При передаче $q_{\max}$ не замечено преимуществ анизотропных сетчатых структур над изотропными, как это имеет место в тепловых трубах. Это связано с улуч-

шенной циркуляцией жидкости и пара в структуре, создаваемой избытком жидкости. Возможны и другие вклады в механизм процессов: наличие инерционного эффекта и частичная конденсация паровых пузырей.

В области пузырькового кипения влияние расхода жидкости на величину α незначительное. Однако при относительно малых расходах жидкости обеспечивается надежный теплосъем за счет сохранения устойчивости пульсирующей пленки жидкости, что выгодно отличает систему от тонкопленочных испарителей, в которых происходит разрыв стекающей пленки и появляется необходимость в значительном увеличении расхода (в 100–1000 раз).

Избыток жидкости позволяет:

- устанавливать структуры малой толщины, что увеличивает коэффициент теплоотдачи до 80 %;
- отводить более высокие величины q за счет интенсивного разрушения и удаления паровых образований из зоны нагрева;
- применять структуры с повышенным размером ячеек с отводом тепла, в 3–4 раза большим, чем тепловыми трубами даже без применения интенсификаторов с коэффициентом теплоотдачи, величина которого больше на 30–40 %.

Существенно увеличивать расход охлаждающей жидкости не целесообразно, поскольку происходит перераспределение потоков слива и кипения, что удорожает систему. Поэтому целесообразно ввести понятие оптимального избытка жидкости, при котором устанавливается равномерное температурное поле по высоте и длине теплообменной поверхности.

Оптимальный расход жидкости определяется следующим образом: до величины $q \leq 100 \text{ кВт/м}^2$ расход поддерживается близким к режиму работы тепловых труб при гидравлическом диаметре $b_r = 0,28 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ и на 30 % для величины $b_r > 0,28 \cdot 10^{-3} \text{ м}$; при величине $q > 100 \text{ кВт/м}^2$ превышение расхода жидкости в 1,3–2 раза для величины $b_r \leq 0,28 \cdot 10^{-3} \text{ м}$ позволяет расширить диапазон отвода величины q в 2–3 раза по сравнению с тепловыми трубами.

Анализ

Сравнительная оценка исследованной системы с тепловыми трубами, тонкопленочными испарителями и кипением в большом объеме на гладкой поверхности показала на расширение предела отвода величины q , приближаясь к кипению в большом объеме. Для $q \leq 80 \text{ кВт/м}^2$ сказывается влияние толщины пленки. При капиллярном подводе жидкости устанавливается меньшая толщина, что интенсифицирует теплообмен. Большие коэффициенты теплообмена для пористой системы объясняются более интенсивным процессом кипения за счет быстрого перегрева тонкого слоя жидкости и большей плотностью центров парообразования.

При $q > 8 \cdot 10^4 \text{ Вт/м}^2$ толщина пленки в пористой системе оказывает меньшее влияние, а ухудшение теплообмена связано с достижением определенной интенсивности парообразования в структуре, скопления в ней паровых объемов, ограничивающих подвод свежих порций жидкости к поверхности нагрева. Улучшенные теплообменные характеристики исследованной системы в этом случае объясняются ролью сил тяжести. Происходит усиление турбулизации пристенного пульсирующего слоя за счет

улучшения циркуляции жидкости и пара в структуре при интенсивном отводе паровых объемов с сохранением высокой устойчивости пульсирующей пленки жидкости и активном заполнении ячеек структуры свежими порциями поступающего теплоносителя.

Тепловая и гидродинамическая устойчивость пристенного слоя определяется наличием пульсирующей жидкостной пленки под паровыми пузырями, через которую теплота передается путем теплопроводности и за счет парообразования переносится в пузыри. Происходит беспорядочная турбулизация пограничного слоя растущими и лопающимися паровыми пузырями. Рост турбулизации пограничного слоя и повышение устойчивости пульсирующей пленки жидкости приводят к увеличению коэффициента теплоотдачи и расширению предела теплопередающей возможности системы.

Частично оказывает влияние гидродинамическое воздействие потока жидкости на механизм процесса парообразования, облегчая отрыв паровых пузырей раньше, чем они достигнут величины отрывного диаметра. Более того, относительно «холодные» порции жидкости из ядра стекающего потока, устремляясь к стенке, вытесняют двухфазную смесь, снижая ее толщину и термическое сопротивление. При достижении определенных перегревов жидкости происходит потеря устойчивости пристенного пульсирующего слоя, закипание паровыми пузырями ячеек сетки и прекращение доступа жидкости к обогреваемой зоне. Резкий рост термического сопротивления приводит к перегреву станки вплоть до ее пережога.

Меньшая интенсивность теплообмена исследованной системы по сравнению с кипением в большом объеме может быть объяснена теорией микрослоевого испарения, когда основная доля теплоты подводится к основанию паровых пузырей и расходуется на испарение в пузыри. В исследованной системе эта величина пропорциональна температурному напору $\Delta T = T_{\text{ст}} - T_{\text{н}} \sim \Delta T^2$. Конвективная же составляющая переноса теплоты пренебрежимо мала, что и снижает темп роста теплового потока.

Ряд охлаждаемых конструкций в теплотехнических устройствах располагается в гравитационном поле наклонно. Поэтому исследовано влияние ориентации поверхности на теплообмен. Угол наклона изменялся в пределах $\pm(0-90)$ град., где знак «—» — выход пара против направления сил тяжести. Изучались структуры с максимальным $(0,08 \times 0,14 \times 0,4)$ и минимальным $(3 \times 0,4)$ капиллярными потенциалами.

Наибольшая интенсивность получена при угле наклона $\beta = 0$ (вертикальное положение). В то же время не обнаружено заметного отличия в интенсивности теплообмена при углах наклона до ± 45 град. для всех структур. При углах наклона до ± 75 град. влияние ориентации очень слабое, что объясняется облегченным возникновением в граничном слое дополнительных вторичных течений за счет массовых сил, разрушающих паровые конгломераты.

При больших углах наклона зависимости носят ярко выраженный характер, особенно для структур с малым капиллярным потенциалом. Этим подтверждается то, что силы тяжести — основные транспортные, а капиллярные служат для равномерного распределения жидкости по порам и капиллярам структуры; и чем большим капиллярным потенциалом обладает структура, тем равномернее распределение температур в стенке при различных величинах q .

Сравнение с тепловыми трубами для $q > 100 \text{ кВт/м}^2$ показывает, что интенсивность в тепловых трубах меньше на 40 % либо они не работоспособны. При $q < 20 \text{ кВт/м}^2$ тепловые трубы имеют большую интенсивность. В области $(2-10) \cdot 10^4 \text{ Вт/м}^2$ наблюдается удовлетворительное согласование опытных данных.

Совместное действие капиллярных и массовых сил позволяет управлять внутренними характеристиками теплообмена [5] и теплообменом в целом [13], а аналогия в рождении и гибели паровых пузырей с взрывными процессами [9] – разделять энергию тепловой волны и легкой фазы.

ВЫВОД

Предложена и исследована новая пористая система охлаждения применительно к подшипникам турбин электростанций. Новизна системы заключается в совместном подводе охладителя капиллярными и массовыми силами. Скоростная киносъемка позволила выявить механизм процесса кипения от различных режимных и конструктивных факторов для двух областей теплообмена. Установленный вид пористой структуры, оптимальный расход жидкости и механизм теплопередачи позволяют распространить полученные результаты на другие области применения пористой системы в турбинных установках и производить их расчеты с точностью $\pm 20 \%$. В перспективе за счет массовых сил возможны дальнейшее управление внутренними характеристиками кипения и разделение энергии взрывного рождения паровых пузырей на энергию тепловой волны и сжатого пара.

ЛИТЕРАТУРА

1. Генбач, А. А. К вопросу затяжки крепежа паровых турбин / А. А. Генбач // Рабочие процессы и усовершенствование теплотехнических устройств и электрических систем: сб. тр. Казахского политехнического института. Алма-Ата, 1977. С. 51–55.
2. Тонконогий, А. В. Сравнительный анализ работы капиллярно-пористых систем / А. В. Тонконогий, А. А. Генбач // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений. 1980. № 9. С. 120–122.
3. Поляев, В. М. Плотность центров парообразования и выброс капель из пористой структуры / В. М. Поляев, А. А. Генбач // Известия вузов. Машиностроение. 1990. № 9. С. 50–55.
4. Поляев, В. М. Отрывной диаметр и частота отрыва паровых пузырей в пористых структурах / В. М. Поляев, А. А. Генбач // Вестник Московского государственного технического университета имени Н. Э. Баумана. Сер.: Машиностроение. 1990. № 1. С. 69–72.
5. Поляев, В. М. Управление внутренними характеристиками кипения в пористой системе / В. М. Поляев, А. А. Генбач // Криогенная техника и кондиционирование: сб. тр. Московского гос. техн. ун-та. М., 1991. С. 224–237.
6. Поляев, В. М. Применение пористой системы в энергетических установках / В. М. Поляев, А. А. Генбач // Промышленная энергетика. 1992. № 1. С. 40–43.
7. Поляев, В. М. Расчет тепловых потоков в пористой системе охлаждения / В. М. Поляев, А. А. Генбач // Известия вузов. Авиационная техника. 1992. № 2. С. 71–74.
8. Поляев, В. М. Интенсификация теплообмена и расширение теплопередающих возможностей пористой системы / В. М. Поляев, А. А. Генбач, И. Н. Бочарова // Вестник Московского государственного технического университета. Сер.: Машиностроение. 1993. № 1. С. 78–84.
9. Polyayev, V. M. Methods of Monitoring Energy Process / V. M. Polyayev, A. N. Genbach, A. A. Genbach // Experimental Thermal and Fluid Science. 1995. Vol. 10, No 3. P. 273–286.
10. Генбач, А. А. Повышение эффективности работы турбинных установок электростанций / А. А. Генбач, В. О. Байбекова // Издѣніе = Поиск. Сер. Естественно-технических наук. 2011. № 2. С. 271–276.

11. Генбач, А. А. Экспериментальная установка для моделирования энергооборудования с пористыми материалами для электростанций / А. А. Генбач, В. О. Байбекова // Вестник Казахского национального технического университета. 2012. Т. 90, № 2. С. 104–108.
12. Генбач, А. А. Описание процесса теплообмена в пористой системе / А. А. Генбач, Н. А. Генбач, А. П. Голованов // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 1993. № 7–8. С. 77–80.
13. Polyayev, V. M. Heat Transfer in a Porous System in the Presence of Both Capillary and Gravity Forces / V. M. Polyayev, A. A. Genbach // Thermal Engineering. 1993. Vol. 40, No 7. P. 551–554.

Поступила 28.04.2016 Подписана в печать 10.09.2016 Опубликовано онлайн 28.11.2017

REFERENCES

1. Genbach A. A. (1977) Towards the Issue of Tightening the Fastener of Steam Turbines. *Rabochie Protessy i Uovershenstvovanie Teplotekhnicheskikh Ustroystv i Elektricheskikh Sistem: sb. tr. Kazakhskogo Politeknicheskogo Instituta* [Workflows and Improvement of Thermal Devices and Power Systems: Collected Works of the Kazakh National Technical University]. Alma-Ata, 51–55 (in Russian).
2. Tonkonogii A. V., Genbach A. A. (1980) Comparative Analysis of Capillary-Porous Systems. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii* [Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions], (9), 120–122 (in Russian).
3. Polyayev V. M., Genbach A. A. (1990) The Density of Centers of Vaporization and Ejection of Droplets From the Porous Structure. *Izvestiya Vuzov. Mashinostroenie = Proceedings of Higher Educational Institutions. Machine Building*, (9), 50–55 (in Russian).
4. Polyayev V. M., Genbach A. A. (1990) Tear-off Diameter and the Frequency of Detachment of Steam Bubbles in Porous Structures. *Vestnik MGTU imeni N. E. Baumana. Seriya Mashinostroenie = Herald of the Bauman Moscow State Technical University. Series Mechanical Engineering*, (1), 69–72 (in Russian).
5. Polyayev V. M., Genbach A. A. (1991) Operation of Internal Characteristics of Boiling in Porous System. *Kriogennaya Tekhnika i Konditsionirovanie: sb. tr. Moskovskogo Gosud. Tekhn. Un-ta* [Cryogenic Technology and Air Conditioning: Collected Works of the Bauman Moscow State Technical University]. Moscow, 224–237 (in Russian).
6. Polyayev V. M., Genbach A. A. (1992) The Use of Porous Systems in Power Units. *Promyshlennaya Energetika* [Industrial Power Engineering], (1), 40–43 (in Russian).
7. Polyayev V. M., Genbach A. A. (1992) Calculation of Thermal Flows in Porous Cooling System. *Izv. Vuzov Aviatsionnaya Tekhnika = Russian Aeronautics*, (2), 71–74 (in Russian).
8. Polyayev V. M., Genbach A. A., Bocharova I. N. (1993) Heat Transfer Enhancement and Expansion of the Heat Transfer Capabilities of the Porous System. *Vestnik MGTU imeni N. E. Baumana. Seriya Mashinostroenie = Herald of the Bauman Moscow State Technical University. Series Mechanical Engineering*, (1), 78–84 (in Russian).
9. Polyayev V. M., Genbach A. N., Genbach A. A. (1995) Methods of Monitoring Energy Process. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 10 (3), 273–286. DOI: 10.1016/0894-1777(94)00061-c.
10. Genbach A. A., Baibekova V. O. (2011) Improving the Efficiency of the Turbine Devices of Power Plants. *Izdenis / Poisk* [Search], (2), 271–276 (in Russian).
11. Genbach A. A., Baibekova V. O. (2012) Experimental Installation for Simulation of Power Equipment with Porous Materials for Power Plants. *Vestnik Kazakhskogo Natsional'nogo Tekhnicheskogo Universiteta* [Herald of the Kazakh National Technical University], 90 (2), 104–108 (in Russian).
12. Genbach A. A., Genbach N. A., Golovanov A. P. (1993) Description of the Process of Heat Transfer in Porous System. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (7–8), 77–80 (in Russian).
13. Polyayev V. M., Genbach A. A. (1993) Heat Transfer in a Porous System in the Presence of Both Capillary and Gravity Forces. *Thermal Engineering*, 40 (7), 551–554.

Received: 28 April 2016 Accepted: 10 September 2016 Published online: 28 November 2017

DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-571-583

УДК 621.181

Анализ и параметрическая оптимизация энерготехнологических установок на базе силового оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов

В. А. Седнин¹⁾, А. А. Абразовский¹⁾

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

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

Реферат. Для анализа и параметрической оптимизации комбинированных энерготехнологических установок на базе газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистрального газопровода были разработаны математические модели макроуровня. В ходе исследования указанные модели применены для получения регрессионных зависимостей. Для этого использовали результаты численного эксперимента, при планировании которого применяется математический аппарат регрессионного анализа. Предполагается, что результаты опыта представляют собой независимые, нормально распределенные, случайные величины с приблизительно равными дисперсиями. При этом изучается зависимость критерия оптимизации от величины управляющих параметров (факторов). Планирование, проведение и обработка результатов эксперимента проводились в такой последовательности: выбор критериев оптимизации, выбор управляющих параметров (факторов), кодирование факторов, составление матрицы планирования эксперимента, оценка значимости коэффициентов регрессии, проверка адекватности модели и воспроизводимости опытов. В качестве критериев оптимизации были приняты электрическая мощность и КПД комбинированных энерготехнологических установок, в качестве управляющих параметров для установки с детандер-генераторным агрегатом – температура топливного газа перед детандером, давление топливного газа после детандера, температура воздуха, подаваемого в компрессор двигателя, а для установки с паросиловым блоком – степень сжатия в компрессоре двигателя, расход пара на технологию и температура воздуха, подаваемого в компрессор двигателя. Применение указанного методического подхода позволяет получить простые полиномиальные зависимости, которые значительно упрощают процедуры анализа, параметрической оптимизации и оценки эффективности при технико-экономических обоснованиях вариантов строительства энергетических объектов.

Ключевые слова: комбинированная энерготехнологическая установка, детандер-генераторная установка, паросиловая установка, газоперекачивающий агрегат, регрессионные зависимости, численный эксперимент

Для цитирования: Седнин, В. А. Анализ и параметрическая оптимизация энерготехнологических установок на базе силового оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов / В. А. Седнин, А. А. Абразовский // *Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ*. 2017. Т. 60. № 6. С. 571–583. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-571-583

Адрес для переписки

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

Address for correspondence

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

Analysis and Parametric Optimization of Energy-and-Technology Units on the Basis of the Power Equipment of Compressor Plants of Main Gas Pipelines

V. A. Sednin¹⁾, A. A. Abrazovskii¹⁾

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

Abstract. On the basis of the gas compressor units of compressor plants of a main gas pipeline mathematical models of the macro-level were generated for analysis and parametric optimization of combined energy-and-technology units. In continuation of the study these models was applied to obtain the regression dependencies. For this purpose, a numerical experiment was used which had been designed with the use of regression analysis mathematical tool, which assumes that the test results should represent independent, normally distributed, random variables with approximately equal variance. Herewith we study the dependence of the optimization criterion on the value of control parameters (factors). Planning, conducting and processing of results of the experiment was conducted in the following sequence: choice of the optimization criteria, selection of control parameters (factors), encoding factors, the matrix of experiment compiling, assessing significance of regression coefficients, testing the adequacy of the model and reproducibility of the experiments. As the optimization criteria the electricity capacity and efficiency of combined energy-technology units were adopted. As control parameters for the installation with a gas-expansion-and-generator machine the temperature of the fuel gas before the expander, the pressure of the fuel gas after the expander and the temperature of the air supplied to the compressor of the engine were adopted, while for the steam turbine the adopted optimization criteria were compression in the compressor of the engine, the steam consumption for the technology and the temperature of the air supplied to the compressor of the engine. The application of the outlined methodological approach makes it possible to obtain a simple polynomial dependence, which significantly simplify the procedures of analysis, parametric optimization and evaluation of efficiency in the feasibility studies of the options of construction of the energy facilities.

Keywords: combined energy-and-technology unit, gas-expansion-and-generator unit, steam turbine, gas compressor unit, regression dependencies, numerical experiment

For citation: Sednin V. A., Abrazovskii A. A. (2017) Analysis and Parametric Optimization of Energy-and-Technology Units on the Basis of the Power Equipment of Compressor Plants of Main Gas Pipelines. *Energetika. Proc. CIS Higher Educ. Inst. and Power Eng. Assoc.* 60 (6), 571–583. DOI: 10.21122/1029-7448-2017-60-6-571-583 (in Russian)

Энергетическая целесообразность создания комбинированных энерготехнологических установок (КЭТУ) на базе газоперекачивающих агрегатов (ГПА) компрессорных станций магистрального газопровода доказана в [1–5]. Результаты параметрической оптимизации технологической схемы КЭТУ в составе ГПА, детандер-генераторной установки (ДГУ) и теплообменных аппаратов для охлаждения транспортируемого природного газа и воздуха, подаваемого в компрессор ГТУ (рис. 1), приведены в [3, 4].

Продукты сгорания после газовой турбины разделяются на два потока. Первый поток направляется в теплообменный аппарат V для подогрева топливного газа, идущего на детандер. Второй поток направляется в теплообменный аппарат X для подогрева воды, идущей в абсорбционную холодильную машину (АБХМ). Холодная вода из АБХМ направляется в теплообменные аппараты I, IX для охлаждения воздуха и транспортируемого природного газа соответственно. Электрическая энергия, вырабатываемая

мая в детандер-генераторной установке, идет на собственные нужды КС и стороннему потребителю.

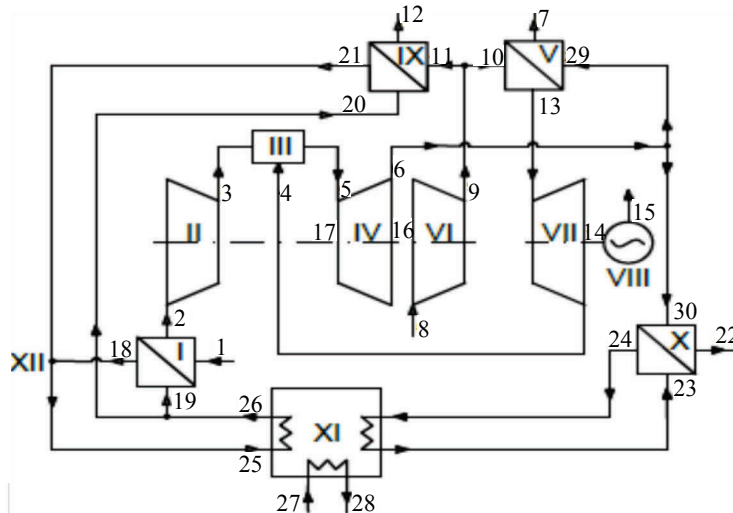


Рис. 1. Принципиальная схема комбинированной энерготехнологической установки в составе газоперекачивающих агрегатов и детандер-генераторной установки:
 I, V, IX, X – теплообменный аппарат; II – компрессор; III – камера сгорания;
 IV – газовая турбина; VI – нагнетатель; VII – детандер; VIII – генератор;
 XI – абсорбционная холодильная машина (АБХМ); 1–3 – воздух; 4, 8–13 – природный газ;
 5, 6, 7, 22, 29, 30 – продукты сгорания; 14, 16, 17 – механическая энергия;
 15 – электрическая энергия; 18–21, 25, 26 – вода холодного контура АБХМ;
 23, 24 – вода горячего контура АБХМ; 27, 28 – вода из контура оборотного водоснабжения компрессорной станции

Fig. 1. The concept of a combined energy-and-technology unit in the composition of the gas compressor units and the a gas-expansion-and-generator machines:

I, V, IX, X – heat exchanger; II – compressor; III – combustion chamber;
 IV – gas turbine; VI – supercharger; VII – gas-expansion machine; VIII – generator;
 XI – absorption refrigerating machine (ABRM); 1–3 – air; 4, 8–13 – natural gas;
 5, 6, 7, 22, 29, 30 – products of combustion; 14, 16, 17 – mechanical energy;
 15 – electric energy; 18–21, 25, 26 – water of the cold circuit of ABRM;
 23, 24 – water of the hot circuit of ABRM; 27, 28 – water from the circuit of the reverse water supply of the compressor plants

Для параметрической оптимизации разработана математическая модель макроуровня. При составлении системы балансовых уравнений принято, что транспортные элементы (связи) схемы идеальные, т. е. в них отсутствуют энергетические и материальные потери. Энергетические потери в транспортных элементах учитывались через коэффициенты потерь энергии в связываемых ими технологических элементах. Материальные потери в технологических элементах (утечки и присосы) также приняты нулевыми.

В продолжение исследования вышеуказанная математическая модель была применена для получения регрессионных зависимостей, для чего использовали численный эксперимент [6–9]. При планировании эксперимента применяется математический аппарат регрессионного анализа, в связи

с которым предполагается, что результаты опыта должны представлять собой независимые, нормально распределенные, случайные величины с приблизительно равными дисперсиями. При этом изучается зависимость критерия оптимизации от величины управляющих параметров (факторов). Модель объекта исследования имеет вид

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_k),$$

где y – критерий оптимизации; $x_1, x_2, \dots, x_k$ – факторы, которые варьируются при проведении эксперимента.

Планирование, проведение и обработка результатов эксперимента проводятся в такой последовательности [10]:

- выбор критерия оптимизации;
- выбор факторов;
- кодирование факторов;
- составление матрицы планирования эксперимента;
- оценка значимости коэффициентов регрессии;
- проверка адекватности модели и воспроизводимости опытов.

В качестве критериев оптимизации приняты электрическая мощность

ДГУ (N_{15}) и КПД КЭТУ $\left(\eta_{\text{КЭТУ}} = \frac{N_{15} + N_{16}}{G_4 Q_{\text{н}}^p} \right)$, а в качестве управляющих

параметров – температура топливного газа перед детандером t_{13} , давление топливного газа после детандера p_4 , температура воздуха, подаваемого в компрессор двигателя, t_2 .

В итоге функции цели имеют вид:

$$N_{15} = f(t_{13}, p_4, t_2);$$

$$\eta_{\text{КЭТУ}} = f(t_{13}, p_4, t_2).$$

Далее проведено кодирование факторов влияния, т. е. переход от абсолютных значений к относительным. В процессе кодирования осуществлены линейное преобразование координат факторного пространства с переносом начала координат в нулевую точку и выбор масштабов по осям в единицах интервалов варьирования факторов [8]

$$x_i = \frac{X_i - X_{i0}}{\varepsilon_i},$$

где x_i – кодированное значение фактора (безразмерная величина); X_i, X_{i0} – натуральное значение фактора (соответственно его текущее значение и значение на нулевом уровне); ε_i – натуральное значение интервала варьирования фактора.

Функция цели аппроксимируется полиномом второго порядка

$$y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{11}x_1^2 + b_{22}x_2^2 + b_{33}x_3^2 + b_{12}x_1x_2 + b_{13}x_1x_3 + b_{23}x_2x_3,$$

где y – критерий эффективности, соответствующий электрической мощности ДГУ и КПД КЭТУ; x_1 – управляющий параметр, соответствующий температуре топливного газа перед детандером (t_{13}); x_2 – то же, соответствующий давлению топливного газа после детандера (p_4); x_3 – то же, соответствующий температуре воздуха, подаваемого в компрессор двигателя (t_2).

С учетом общепринятых критериев оптимальности плана эксперимента [7–9] в данном случае выбрано ротатабельное планирование второго порядка с 20 опытами. Значения варьирования факторов и матрица эксперимента представлены в табл. 1, 2 соответственно.

Таблица 1

Наименование фактора, единица измерения	Уровень варьирования					Интервал варьирования
	–1,682	–1	0	1	1,682	
Температура газа перед детандером t_{13} , °C	146	160	180	200	3214	20
Давление газа после детандера p_4 , МПа	2,16	2,5	3	3,5	3,84	0,5
Температура воздуха перед компрессором ГТУ t_2 , °C	1,5	7	15	23	28,5	8

Таблица 2

Номер опыта	Фактор			Значение критерия оптимизации	
	X_1	X_2	X_3	N , кВт	$\eta_{\text{КЭТУ}}$, %
1	+1	+1	+1	1088	29,71
2	+1	+1	–1	1076	29,70
3	+1	–1	+1	1387	29,84
4	+1	–1	–1	1372	29,84
5	–1	+1	+1	969	29,65
6	–1	+1	–1	958	29,65
7	–1	–1	+1	1243	29,78
8	–1	–1	–1	1229	29,77
9	–1,682	0	0	1046	29,69
10	1,682	0	0	1267	29,79
11	0	–1,682	0	1424	29,86
12	0	1,682	0	939	29,64
13	0	0	–1,682	1146	29,73
14	0	0	1,682	1167	29,74
15	0	0	0	1157	29,74
16	0	0	0	1157	29,74
17	0	0	0	1157	29,74
18	0	0	0	1157	29,74
19	0	0	0	1157	29,74
20	0	0	0	1157	29,74

Коэффициенты регрессии рассчитаны по следующим формулам:

$$\begin{aligned} b_0 &= 0,1663 \sum_1^{20} y - 0,0568 \sum_1^3 \sum_1^{20} x_i^2 y; \\ b_i &= 0,0732 \sum_1^{20} x_i y; \quad b_{i,j} = 0,125 \sum_1^8 x_i x_j y; \\ b_{ii} &= 0,0625 \sum_1^{10} x_i^2 y + 0,0069 \sum_1^3 \sum_1^{20} x_i^2 y - 0,0568 \sum_1^{20} y. \end{aligned}$$

В результате получены следующие уравнения регрессионных зависимостей для критериев оптимизации:

$$\begin{aligned} y(N_{15}) &= 1,15 \cdot 10^3 + 66x_1 - 143x_2 + 6,4x_3 - 6,3x_1x_2 + \\ &+ 0,25x_1x_3 - 0,75x_2x_3 + 0,24x_1^2 + 9,1x_2^2 + 0,24x_3^2; \end{aligned} \quad (1)$$

$$\begin{aligned} y(\eta_{\text{кэту}}) &= 30 + 0,031x_1 - 0,065x_2 + 0,003x_3 - 0,003x_1x_2 + \\ &+ 0,0001x_1x_3 - 0,0003x_2x_3 + 0,011x_1^2 + 0,015x_2^2 + 0,011x_3^2. \end{aligned} \quad (2)$$

Дисперсия, обусловленная ошибками в определении коэффициентов регрессии, определяется по формулам [7]:

$$S_{b_0}^2 = 0,166s_y^2; \quad S_{b_i}^2 = 0,073s_y^2; \quad S_{b_{ii}}^2 = 0,069s_y^2; \quad S_{b_{ij}}^2 = 0,125s_y^2,$$

где: S_b^2 – дисперсия коэффициентов регрессии; s_y^2 – величина ошибки среднего по параллельным наблюдениям.

С учетом вышеизложенного доверительный интервал определяется со значимостью, равной 95 %:

$$\Delta b_i = \pm 2S_{b_i}.$$

В результате расчетов определено, что в (1) для критерия N_{15} нельзя считать статистически значимыми коэффициенты b_{11} , b_{33} , b_{13} , а в (2) для критерия $\eta_{\text{кэту}}$ – коэффициенты b_3 , b_{12} , b_{13} , b_{23} . С учетом уточнения значимости коэффициентов регрессии уравнения (1) и (2) принимают вид:

$$y(N_{15}) = 1,15 \cdot 10^3 + 66x_1 - 143x_2 + 6,4x_3 - 6,3x_1x_2 - 0,75x_2x_3 + 9,1x_2^2;$$

$$y(\eta_{\text{кэту}}) = 30 + 0,031x_1 - 0,065x_2 + 0,011x_1^2 + 0,015x_2^2 + 0,011x_3^2.$$

Оценка адекватности полученных регрессий [7] показала, что зависимости пригодны для использования с доверительной вероятностью не менее 95 %.

Для перехода к именованным (фактическим) величинам были использованы зависимости:

$$B_0 = b_0 - \sum_{i=1}^3 \frac{b_i c_i}{e_i} + \sum_{i,j}^3 b_{i,j} \frac{c_i c_j}{e_i e_j} - \sum_{i=1}^3 b_{ii} \frac{c_i^2}{e_i^2}; \quad B_1 = \frac{b_1}{e_1} - 2b_{11} \frac{e_1}{e_1^2} - \frac{b_{12} c_2}{e_1 e_2} - \frac{b_{13} c_3}{e_1 e_3};$$

$$B_2 = \frac{b_2}{e_2} - 2b_{22} \frac{e_2}{e_2^2} - \frac{b_{23} c_3}{e_2 e_3} - \frac{b_{12} c_1}{e_1 e_2}; \quad B_3 = \frac{b_3}{e_3} - 2b_{33} \frac{e_3}{e_3^2} - \frac{b_{13} c_1}{e_1 e_3} - \frac{b_{23} c_2}{e_2 e_3};$$

$$B_{ij} = \frac{b_{ij}}{e_i e_j}; \quad B_{ii} = \frac{b_{ii}}{e_i^2}.$$

В результате уравнения регрессий в именованных величинах преобразованы к виду:

$$N_{15} = 1,41 \cdot 10^3 + 4,92 t_{13} - 389 p_4 + 0,97 t_2 - 0,63 t_{13} p_4 - 0,186 p_4 t_2 + 36,3 p_4^2;$$

$$\eta_{\text{КЭТУ}} = 30 + 0,003 t_{13} - 0,121 p_4 + 0,00003 t_{13}^2 - 0,059 p_4^2 + 0,000169 t_2^2.$$

Разница результатов расчета математических моделей и полученных регрессионных зависимостей для электрической мощности ДГУ и КПД КЭТУ во всей области исследования не превышает соответственно 2,7 и 2,1 %.

Зависимости электрической мощности и КПД КЭТУ от температуры топливного газа после детандера и давления топливного газа после детандера при температуре воздуха, подаваемого в компрессор двигателя, 15 °С представлены на рис. 2–4.

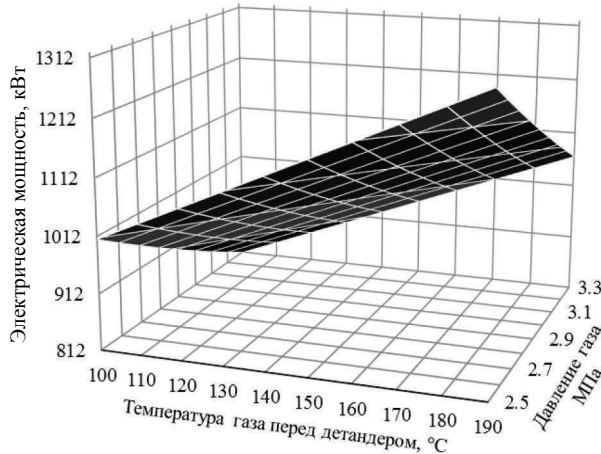


Рис. 2. Зависимость электрической мощности детандер-генераторной установки от температуры топливного газа перед детандером и давления топливного газа после детандера

Fig. 2. Dependence of the electrical capacity of the gas-expansion-and-generator machine on the temperature of the fuel gas before the expander and the pressure of the fuel gas after the expander

Оптимальные значения управляемых параметров для максимальной электрической мощности $N_{13}^{\max} = 1424$ кВт в исследованной области составили $t_{13} = 180$ °С; $p_4 = 2,16$ МПа; $t_2 = 15$ °С при $\eta_{\text{КЭТУ}} = 29,9$ %.

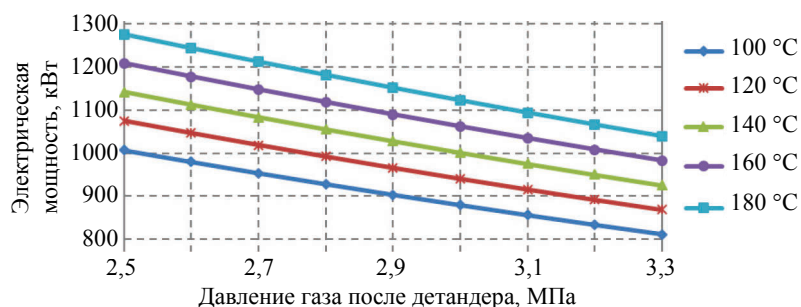


Рис. 3. Зависимость электрической мощности детандер-генераторной установки от давления топливного газа после детандера при различных температурах топливного газа перед детандером

Fig. 3. Dependence of the electrical capacity of the gas-expansion-and-generator machine on the pressure of the fuel gas after the expander at the various temperatures of the fuel gas before the expander

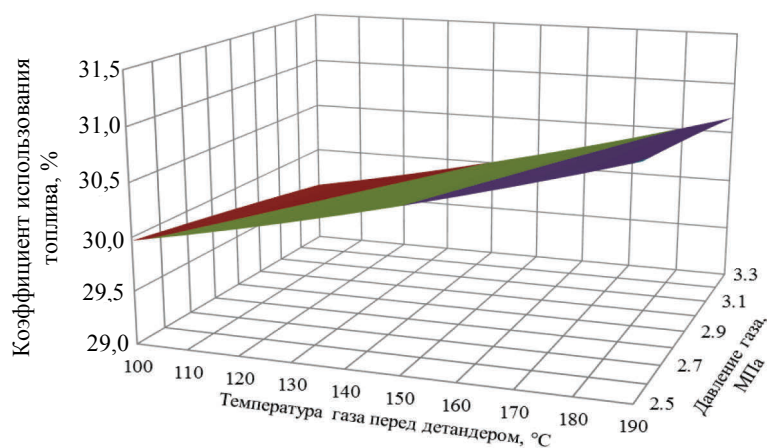


Рис. 4. Зависимость КПД комбинированных энерготехнологических установок с детандер-генераторной установкой от температуры топливного газа перед детандером и давления топливного газа после детандера

Fig. 4. Dependence of the efficiency of the combined energy-and-technology units with a gas-expansion-and-generator machine on the temperature of the fuel gas before the expander and on the pressure of the fuel gas after the expander

Аналогичный методический подход использован и для аппроксимации математической модели технологической схемы КЭТУ в составе ГПА, теплофикационной паросиловой установки (ТПСУ) и абсорбционной холодильной машины (АБХМ) для охлаждения воздуха, подаваемого в компрессор ГТУ (рис. 5) [5].

Продукты сгорания после газовой турбины поступают в котел-утилизатор, в котором генерируется перегретый пар, необходимый для работы паровой турбины с регулируемыми отборами пара. Пар после первой ступени турбины направляется к АБХМ для получения холодной воды,

а после второй ступени – на технологические нужды энергопотребителя. Холодная вода из АБХМ поступает в теплообменный аппарат для охлаждения воздуха, подаваемого в компрессор газотурбинного двигателя.

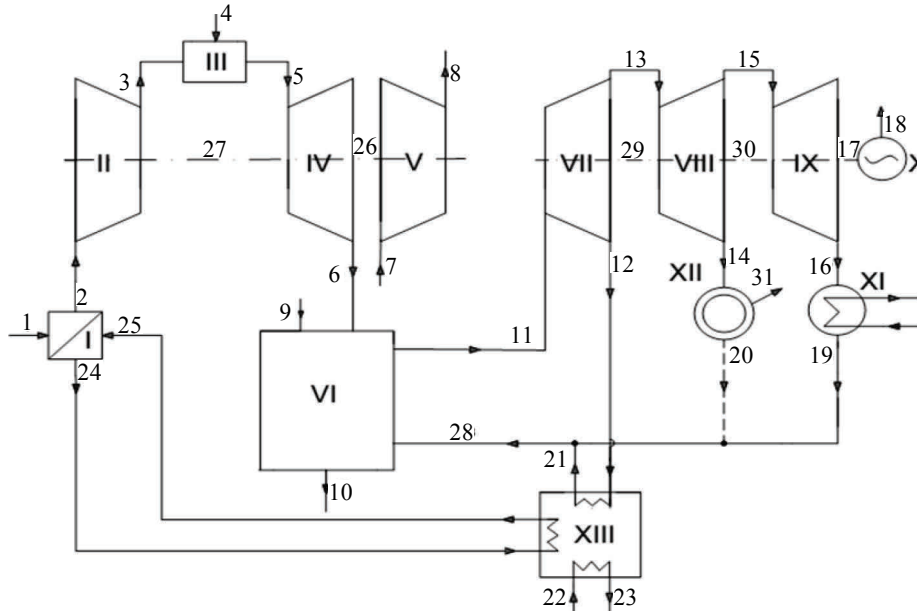


Рис. 5. Принципиальная схема комбинированной энерготехнологической установки в составе газоперекачивающих агрегатов и паросиловой установки: I – теплообменный аппарат; II – компрессор; III – камера сгорания; IV – газовая турбина; V – нагнетатель; VI – котел-утилизатор; VII, VIII, IX – ступень паровой турбины; X – генератор; XI – конденсатор; XII – потребитель тепловой энергии; XIII – абсорбционная холодильная машина (АБХМ); 1–3 – воздух; 5, 6, 10 – продукты сгорания; 4, 7–9 – природный газ; 11–16 – пар; 19–21, 28 – конденсат; 24, 25 – вода холодного контура АБХМ; 22, 23 – вода из контура обратного водоснабжения компрессорной станции; 17, 26, 27, 29, 30 – механическая энергия; 18 – электрическая энергия; 31 – тепловая энергия

Fig. 5. The concept of a combined energy-and-technology unit composed of gas-pumping units and a steam turbine: I – heat exchanger; II – compressor; III – combustion chamber; IV – gas turbine; V – supercharger; VI – waste heat boiler; VII, VIII, IX – steam turbine stage; X – generator; XI – capacitor; XII – thermal energy consumer; XIII – absorption refrigerating machine (ABRM); 1–3 – air; 5, 6, 10 – combustion products; 4, 7–9 – natural gas; 11–16 – steam; 19–21, 28 – condensate; 24, 25 – water of the cold circuit of ABRM; 22, 23 – water from the circuit of the reverse water supply of the compressor plants; 17, 26, 27, 29, 30 – mechanical energy; 18 – electric energy; 31 – thermal energy

В данном случае в качестве факторов для получения регрессионной зависимости электрической мощности и КПД установки были приняты: температура воздуха, подаваемого в компрессор двигателя; степень сжатия в компрессоре двигателя и расход пара на технологию.

Общий вид зависимостей:

$$N_{18} = f(t_2, \beta_k, G_{14}); \quad (3)$$

$$\eta_{\text{кэту}} = f(t_2, \beta_k, G_{14}), \quad (4)$$

где N_{18} – электрическая мощность ПСУ, кВт; t_2 – температура воздуха, подаваемого в компрессор двигателя; β_k – степень сжатия в компрессоре двигателя; G_{14} – технологический расход пара, кг/с.

Значения варьирования факторов и матрица эксперимента представлены в табл. 3, 4 соответственно.

Таблица 3

Наименование фактора, единица измерения	Уровень варьирования					Интервал варьирования
	–1,682	–1	0	1	1,682	
Температура воздуха, °С	1,54	7	15	23	28,46	8
Степень сжатия	13,32	14	15	16	16,68	1
Технологический расход пара, кг/с	2,64	4	6	8	9,36	2

Таблица 4

Номер опыта	Фактор			Значение критерия оптимизации	
	X_1	X_2	X_3	N_{18} , кВт	$\eta_{\text{кэту}}$, %
1	+1	+1	+1	16733	36,8
2	+1	+1	–1	18130	37,4
3	+1	–1	+1	18858	37,8
4	+1	–1	–1	20255	38,4
5	–1	+1	+1	15545	36,3
6	–1	+1	–1	16942	36,9
7	–1	–1	+1	17646	37,2
8	–1	–1	–1	19043	37,8
9	–1,682	0	0	16848	36,9
10	1,682	0	0	18867	37,8
11	0	–1,682	0	19792	38,2
12	0	1,682	0	16212	36,6
13	0	0	–1,682	18983	37,8
14	0	0	1,682	16637	36,8
15	0	0	0	17809	37,3
16	0	0	0	17809	37,3
17	0	0	0	17809	37,3
18	0	0	0	17809	37,3
19	0	0	0	17809	37,3
20	0	0	0	17809	37,3

В результате обработки полученных данных с учетом исключения статистически незначимых коэффициентов зависимости (3) и (4) приняли вид:

$$y(N_{18}) = 1,78 \cdot 10^4 + 0,60 \cdot 10^3 x_1 - 1,06 \cdot 10^3 x_2 - \\ - 0,69 \cdot 10^3 x_3 - 6,2x_1x_2 + 23,6x_1^2 + 75x_2^2 + 6,8x_3^2;$$

$$y(\eta_{\text{КЭТУ}}) = 37,2 + 0,27x_1 - 0,48x_2 - 0,32x_3 + \\ + 0,021x_1^2 + 0,044x_2^2 + 0,013x_3^2.$$

Оценка адекватности полученной регрессии показала, что полученная зависимость пригодна для использования с доверительной вероятностью не менее 95 %.

Переход к именованным величинам позволил уравнения (3) (4) представить в виде:

$$N_{18} = 5,03 \cdot 10^4 + 75t_2 - 3,29 \cdot 10^3 \beta_{\text{к}} - 369G_{14} - \\ - 0,75t_2\beta_{\text{к}} + 0,37t_2^2 + 75\beta_{\text{к}}^2 + 1,69G_{14}^2;$$

$$\eta = 55 + 0,03t_2 - 1,81\beta_{\text{к}} - 0,20G_{14} + 0,0003t_2^2 + \\ + 0,045\beta_{\text{к}}^2 + 0,003G_{14}^2.$$

Сравнение результатов расчета математической модели и полученных регрессионных зависимостей для электрической мощности ПСУ и КПД КЭТУ показало в исследованной области различие соответственно на 5,3 и 4,7 %.

Зависимости электрической мощности и КПД КЭТУ от степени сжатия в компрессоре двигателя и технологического расхода пара при температуре воздуха, подаваемого в компрессор, 15 °С представлены на рис. 6, 7.

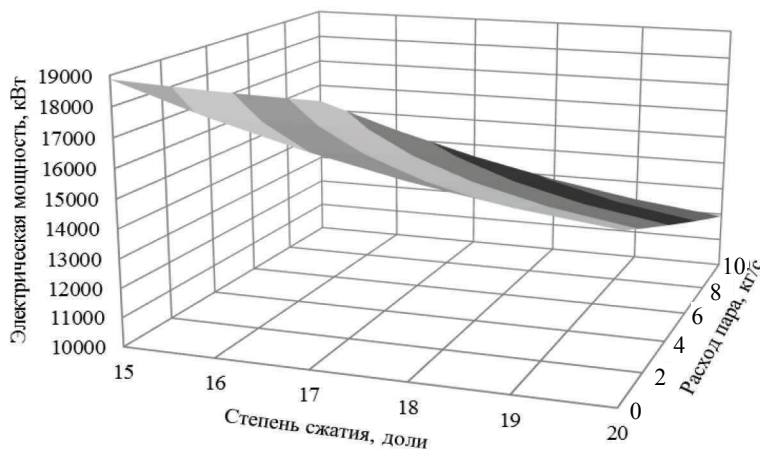


Рис. 6. Зависимость электрической мощности комбинированной энерготехнологической установки от степени сжатия в компрессоре двигателя и технологического расхода пара

Fig. 6. Dependence of electrical capacity of a combined energy-and-technology unit on the degree of compression in the compressor of the engine and technological steam consumption

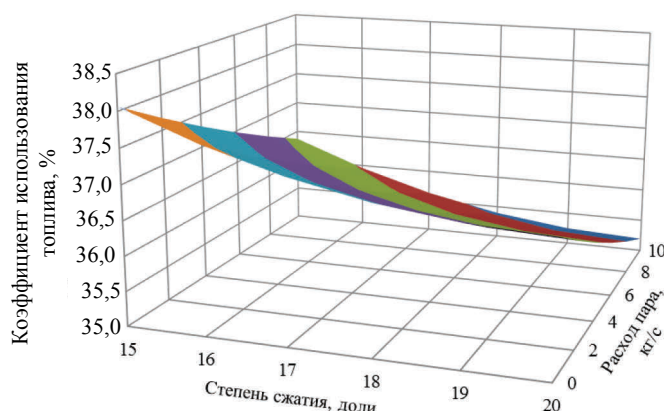


Рис. 7. Зависимость КПД комбинированной энерготехнологической установки от степени сжатия в компрессоре двигателя и технологического расхода пара

Fig. 7. Dependence of the efficiency of a combined energy-and-technology unit on the degree of compression in the compressor of the engine and technological steam consumption

ВЫВОДЫ

1. В результате численного исследования математических моделей технологических схем комбинированных энерготехнологических установок компрессорных станций магистральных газопроводов с применением методов теории планирования эксперимента получены регрессионные зависимости для электрической мощности и электрического КПД и выполнена их параметрическая оптимизация в рамках трехфакторного эксперимента.

2. Показано, что применение методологии теории планирования эксперимента в рамках выполнения численного эксперимента позволяет получить простые полиномиальные зависимости, которые значительно упрощают процедуры анализа, параметрической оптимизации и оценки эффективности при технико-экономических обоснованиях вариантов строительства энергетических объектов.

ЛИТЕРАТУРА

1. Влияние теплоутилизационного «хвоста» компрессорной станции на эффективность работы газотурбинного привода с изобарным подводом теплоты и регенеративным теплоиспользованием / А. П. Несенчук [и др.] // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2013. № 4. С. 37–46.
2. Несенчук, А. П. Энергоснабжение предприятия мясоперерабатывающей отрасли за счет утилизационной теплоты ВЭР компрессорной станции магистрального газопровода / А. П. Несенчук, А. А. Абразовский, Т. В. Рыжова // Энергетика. Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. 2013. № 6. С. 32–36.
3. Седнин, В. А. Повышение эффективности газоперекачивающего агрегата компрессорной станции магистрального газопровода / В. А. Седнин, А. А. Абразовский // Энергия и Менеджмент. 2015. № 6. С. 14–16.
4. Седнин, В. А. Параметрическая оптимизация газоперекачивающего агрегата компрессорной станции магистрального газопровода / В. А. Седнин, А. В. Седнин, А. А. Абразовский // Энергетика и теплотехника: сб. науч. трудов / под ред. В. Е. Накорякова. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2016. Вып. 26. С. 136–144.

5. Седнин, В. А. Применение паросиловой установки для повышения энергоэффективности работы газоперекачивающего агрегата компрессорной станции магистрального газопровода / В. А. Седнин, А. А. Абразовский // *Энергия и Менеджмент*. 2016. № 2. С. 16–19.
6. Нинул, А. С. Оптимизация целевых функций: Аналитика. Численные методы. Планирование эксперимента / А. С. Нинул. М.: Изд-во физ.-мат. лит-ры, 2009. 336 с.
7. Тихомиров, В. Б. Планирование и анализ эксперимента (при проведении исследований в легкой и текстильной промышленности) / В. Б. Тихомиров. М.: Легкая индустрия, 1974. 262 с.
8. Шестаков, В. Н. Планирование эксперимента в оптимизационных задачах технической мелиорации грунтов / В. Н. Шестаков. Омск: СибАДИ, 2007. 95 с.
9. Адлер, Ю. П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных решений / Ю. П. Адлер. М.: Наука, 1974. 276 с.
10. Романюк, В. Н. Обоснование параметров АБТН для утилизации ВЭР на ТЭЦ с помощью пассивного эксперимента и определение соответствующих изменений различных оценок работы энергосистемы / В. Н. Романюк, А. А. Бобич // *Энергия и Менеджмент*. 2016. № 1. С. 14–24.

Поступила 13.09.2017 Подписана в печать 17.11.2017 Опубликовано онлайн 28.11.2017

REFERENCES

1. Nesenchuk A., Romaniuk V., Abrazovsky A., Begliak A., Ryzhova T., Begliak V., Kuzmin R. (2013) Influence of Compressor Station Waste-Heat Recovery Section on Operational Efficiency of Gas Turbine Drive with Isobaric Heat Supply and Regenerative Heat Utilization. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (4), 37–46 (in Russian).
2. Nesenchuk A., Abrazovsky A., Ryzhova T. (2013) Electric Power Supply of Meat Processing Enterprise through Utilization Heat of Compressor Station Secondary Energy Sources in Main Gasline. *Energetika. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii i Energeticheskikh Ob'edinenii SNG = Energetika. Proceedings of CIS Higher Education Institutions and Power Engineering Associations*, (6), 32–36 (in Russian).
3. Sednin V. A., Abrazovskii A. A. (2015) Improving the Efficiency of Gas Compressor Unit of a Compression Station of a Gas Pipeline. *Energiya i Menedzhment [Energy and Management]*, (6), 14–16 (in Russian).
4. Sednin V. A., Sednin A. V., Abrazovskii A. A., Nakoryakov V. Ye. (ed.) (2016) Parametric Optimization of a Gas Compressor Unit of a Compressing Station of a Gas Pipeline. *Energetika i Teplotekhnika: sb. nauch. trudov [Energy and Heat Transfer Engineering: Collected Research Works]*. Novosibirsk, NSTU Publ., issue 26, 136–144 (in Russian).
5. Sednin V. A., Abrazovskii A. A. (2016) The Use of a Steam Turbine to Improve the Efficiency of a Gas Compressor Unit of a Compressor Station of Gas Pipeline. *Energiya i Menedzhment [Energy and Management]*, (2), 16–19 (in Russian).
6. Ninul A. S. (2009) *Optimization of Target Functions: Analytics. Numerical Methods. Experiment Planning*. Moscow, Physical-and-Mathematical Literature Publ. 336 (in Russian).
7. Tikhomirov V. B. (1974) *Planning and Analysis of Experiment (in Studies in Light and Textile Industries)*. Moscow, Legkaya Industriya [Light Industries] Publ., 262 (in Russian).
8. Shestakov V. N. (2007) Design of Experiments in Optimization Problems of Soil Reclamation Technology. Omsk, Siberian Automobile and Highway University (SIBADI). 95 (in Russian).
9. Adler Yu. P. (1974) *Experiment Planning in the Search for Optimal Solutions*. Moscow, Nauka Publ. 276 (in Russian).
10. Romanyuk V. N., Bobich A. A. (2016) Justification of Absorption Heat Pumps Characteristics for Disposal RES in the CHP Plants by Means of a Passive Experiment and the Determining of the Relevant Changes in the Various Estimates of the Power System Operation, *Energiya i Menedzhment [Energy and Management]*, (1), 14–24 (in Russian).

Received: 13 September 2017 Accepted: 17 November 2017 Published online: 28 November 2017

ПЕРЕЧЕНЬ СТАТЕЙ, ОПУБЛИКОВАННЫХ В ЖУРНАЛЕ «ЭНЕРГЕТИКА» в 2017 г.

I. ТЕМАТИЧЕСКИЙ УКАЗАТЕЛЬ

1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И ИХ АВТОМАТИЗАЦИЯ

а) Электроэнергетические системы

Александров О. И. Алгоритм для коррекции режима энергосистемы с учетом трансформаций и неоднородности сети	6
Александров О. И. Дискретизация плана ремонтов основного оборудования в электроэнергетической системе	4
Фархадзаде Э. М., Мурадалиев А. З., Рафиева Т. К., Абдуллаева С. А. Метод и алгоритмы расчета показателей надежности по многомерным данным	1
Халилов Э. Д. О моделировании режимов электроэнергетических систем с устройствами FACTS	4

б) Автоматизация и релейная защита

Анищенко В. А., Писарук Т. В. Эффективность контроля достоверности измерений в автоматизированных системах управления энергосистемами по предельным значениям	5
Новаш И. В. Моделирование энергосистем и испытание устройств релейной защиты в режиме реального и модельного времени	3
Новаш И. В., Романюк Ф. А., Румянцев Ю. В., Румянцев В. Ю. Программно-информационное обеспечение комплексов для функциональных испытаний цифровых токовых защит электроустановок в системе динамического моделирования MatLab-Simulink	4
Романюк Ф. А., Гурьянчик О. А., Шевалдин М. А., Каченя В. С. Определение вида междуфазного короткого замыкания в токовых защитах линий 6–35 кВ ...	1
Романюк Ф. А., Сапожникова А. Г. Принципы выполнения блокировки токовой защиты электроустановок с силовыми трансформаторами	2
Романюк Ф. А., Булойчик Е. В., Гурьянчик О. А., Шевалдин М. А. Определение вида повреждения в токовых защитах линий электропередачи 6–35 кВ	6

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И СЕТИ

а) Электрическая часть электростанций и подстанций

Анищенко В. А. Надежность и точность троированных измерений аналоговых технологических переменных	2
Короткевич М. А., Старжинский А. Л. Анализ структурной надежности главных схем электрических соединений атомных электростанций	3
Сафарян В. С. Исследование переходных и стационарных режимов синхронной двухмашинной системы	3
Сафарян В. С. Исследование режимов автономного синхронного генератора ...	5

б) Электрические сети и линии электропередачи

Ласый П. Г., Мелешко И. Н. Приближенное решение одной задачи об электрических колебаниях в проводах с помощью полилогарифмов	4
Сергей И. И., Пономаренко Е. Г., Потачиц Я. В. Оценка эффективности устройства ограничения тяжений проводов при коротком замыкании	4
Фурсанов М. И. Схемно-конструктивные решения и информационное обеспечение городских электрических сетей в условиях SMART GRID	5

в) Техника высоких напряжений

Глушко В. И., Дерюгина Е. А. Определение уровня перенапряжений во вторичных цепях подстанций при распространении по высоковольтным шинам грозового импульса напряжения	3
Короткевич М. А., Подгайский С. И., Голомуздов А. В. Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Часть 1	5
Короткевич М. А., Подгайский С. И., Голомуздов А. В. Эффективность применения кабелей напряжением 6–110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена. Часть 2	6
Криксин П. В. Методы измерения влияний молнии путем имитации ее ударов с интервальной оценкой результатов измерений	2

г) Электроснабжение городов, промышленных предприятий и сельского хозяйства

Козловская В. Б., Калечиц В. Н. Расчет режимных параметров линии наружного освещения с двусторонним питанием (Часть 2)	1
Козловская В. Б., Калечиц В. Н. Учет влияния высших гармоник при выборе сечений проводников линий наружного освещения	6
Кривоносов В. Е. Диагностика состояния изоляции асинхронного двигателя и питающего кабеля в условиях локальной компенсации	6
Нго Фыонг Ле, Гульков Г. И. Расчет механической характеристики тягового электродвигателя электромотоцикла	1
Нго Фыонг Ле. Расчет индуктивностей синхронного двигателя с инкорпорируемыми постоянными магнитами	2

2. ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

а) Теоретические основы теплотехники

Лабкович О. Н. Снижение потерь на трение при вихревом течении магнитной жидкости добавками углеродных нанотрубок	3
Седнин В. А., Абрамовский А. А. Анализ и параметрическая оптимизация энерготехнологических установок на базе силового оборудования компрессорных станций магистральных газопроводов	6

б) Тепловые электростанции. Теплоснабжение

Герасимова А. Г., Мальгин А. В., Александр Ю. Н., Крикшина Е. Н. Определение необходимых условий эффективной работы системы шариковой очистки трубок конденсаторов паровой турбины (Часть 1)	2
Королев А. В., Ищенко А. П., Ищенко О. П. Исследование гидравлических ударов при заполнении системы компенсации давления в водоводяных энергетических реакторах	5
Кулаков Г. Т., Артёменко К. И. Системный анализ научно-технической информации по системам автоматического управления мощностью энергоблоков	5

в) Котельные установки и водоподготовка

- Rymasheuskaia K. D.** The Improvement of Low-Waste Technologies of Working Body of Water Preparation at Thermal and Nuclear Power Plants
(Римашевская Е. Д. Совершенствование малоотходных технологий подготовки водного рабочего тела на тепловых и атомных электрических станциях) 4
- Джалилов М. Ф., Азимова М. М., Джалилова А. М.** О новой технологии подготовки горячей питьевой воды 5

г) Промышленная теплоэнергетика

- Ищенко А. А., Кравченко В. М., Дашко Е. В., Какарека Д. Л.** Новые технологии восстановления и защиты энергетического оборудования композитными материалами 2
- Троценко А. В.** Анализ экономии затрат энергии в криогенных системах за счет использования теплообменных аппаратов 3
- Щинников П. А., Синельников Д. С.** Когенерационные возможности повышения эффективности микроТЭС на базе двигателей внутреннего сгорания с воздушным охлаждением 1

д) Тепло- и массообмен

- Генбач А. А., Байбекова В. О.** Моделирование теплообмена в пористой системе охлаждения подшипника турбины 6
- Дударев В. В., Филатов С. О., Карлович Т. Б.** Методика расчета и анализ коэффициента теплопередачи биметаллических ребристых труб аппаратов воздушного охлаждения с неравномерным внешним загрязнением 3
- Сухоцкий А. Б., Сидорик Г. С.** Экспериментальное исследование теплоотдачи однорядного пучка из оребренных труб при смешанной конвекции воздуха 4

е) Энергетика, экология, энергосбережение

- Здор Г. Н., Сеницын А. В., Аврутин О. А.** Автоматическое управление группой насосных агрегатов с целью снижения затрат электроэнергии 1
- Осипов С. Н., Данилевский С. Л., Захаренко А. В.** Использование воздушных прослоек в ограждениях зданий для энергосбережения при кондиционировании воздуха 5
- Осипов С. Н., Пилипенко В. М.** О некоторых особенностях энергоснабжения жилых зданий в отопительный период 1
- Хрусталева Б. М., Пехота А. Н.** Твердое топливо из углеводородсодержащих, древесных и сельскохозяйственных отходов для локальных систем теплоснабжения 2

3. ГИДРОЭНЕРГЕТИКА

- Обухов Е. В.** Исследование влияния водности года на внешний водообмен Днепродзержинского водохранилища в условиях изменения климата 4
- Шон Тхай Нгок, Во Ти Тинь.** Решение задачи использования подземной воды для охлаждения животноводческих помещений 2

4. ЭКОНОМИКА ЭНЕРГЕТИКИ

- Зорина Т. Г.** Регламентирование деятельности блок-станций на традиционных видах топлива 3

II. ИМЕННОЙ УКАЗАТЕЛЬ**А**

Абдуллаева С. А., 1
Абразовский А. А., 6
Аврутин О. А., 1
Азимова М. М., 5
Александр Ю. Н., 2
Александров О. И., 4, 6
Анищенко В. А., 2, 5
Артёменко К. И., 5

Б

Байбекова В. О., 6
Булойчик Е. В., 6

В

Во Ти Тинь, 2

Г

Генбач А. А., 6
Герасимова А. Г., 2
Глушко В. И., 3
Голомуздов А. В., 5, 6
Гульков Г. И., 1
Гурьянчик О. А., 1, 6

Д

Данилевский С. Л., 5
Дашко Е. В., 2
Дерюгина Е. А., 3
Джалилов М. Ф., 5
Джалилова А. М., 5
Дударев В. В., 3

З

Захаренко А. В., 5
Здор Г. Н., 1
Зорина Т. Г., 3

И

Ищенко А. А., 2
Ищенко А. П., 5
Ищенко О. П., 5

К

Какарека Д. Л., 2
Калечиц В. Н., 1, 6
Карлович Т. Б., 3
Каченя В. С., 1
Козловская В. Б., 1, 6
Королев А. В., 5
Короткевич М. А., 3, 5, 6
Кравченко В. М., 2
Кривоносов В. Е., 6
Криксин П. В., 2
Криклина Е. Н., 2
Кулаков Г. Т., 5

Л

Лабкович О. Н., 3
Ласый П. Г., 4

М

Мальгин А. В., 2
Мелешко И. Н., 4
Мурадалиев А. З., 1

Н

Нго Фьонг Ле, 1, 2
Новаш И. В., 3, 4

О

Обухов Е. В., 4
Осипов С. Н., 1, 5

П

Пехота А. Н., 2
Пилипенко В. М., 1
Писарук Т. В., 5
Подгайский С. И., 5, 6
Пономаренко Е. Г., 4
Потачиц Я. В., 4

Р

Рафиева Т. К., 1
Римашевская Е. Д., 4
Романюк Ф. А., 1, 2, 4, 6

Румянцев В. Ю., 4
Румянцев Ю. В., 4

С

Сапожникова А. Г., 2
Сафарян В. С., 3, 5
Седнин В. А., 6
Сергей И. И., 4
Сидорик Г. С., 4
Синельников Д. С., 1
Синицын А. В., 1
Старжинский А. Л., 3
Сухоцкий А. Б., 4

Т

Троценко А. В., 3

Ф

Фархадзаде Э. М., 1
Филатов С. О., 3
Фурсанов М. И., 5

Х

Халилов Э. Д., 4
Хрусталеv Б. М., 2

Ш

Шевалдин М. А., 1, 6
Шон Тхай Нгок, 2

Щ

Щинников П. А., 1