



Ивановский государственный энергетический университет

Вестник Ивановского государственного энергетического университета (Вестник ИГЭУ)

Vestnik Ivanovskogo gosudarstvennogo energeticheskogo universiteta (Vestnik IGEU)

Журнал издается с 2001 года

ISSN 2072-2672

Индекс 18079

2025 / Вып. 4

Учредитель: ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина»

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Г.В. Ледуховский, д-р техн. наук (Иваново)
(главный редактор)
И.К. Муравьев, канд. техн. наук (Иваново)
(зам. главного редактора)
Е.Н. Бушуев, д-р техн. наук (Иваново)
А.Р. Гайдук, д-р техн. наук (Таганрог)
В.П. Жуков, д-р техн. наук (Иваново)
Ю.Б. Казаков, д-р техн. наук (Иваново)
А.Б. Капранова, д-р физ.-мат. наук (Ярославль)
С.В. Ключина, нач. УИУНЛ (Иваново)
А.Р. Колганов, д-р техн. наук (Иваново)
С.В. Косяков, д-р техн. наук (Иваново)
В.В. Курейчик, д-р техн. наук (Таганрог)
М.Ш. Мисриханов, д-р техн. наук (Москва)
А.В. Митрофанов, д-р техн. наук (Иваново)
А.Ю. Мурзин, канд. техн. наук (Иваново)
В.Ф. Очков, д-р техн. наук (Москва)
С.В. Тарарыкин, д-р техн. наук (Иваново)
М.Ю. Таршис, д-р техн. наук (Ярославль)
А.И. Тихонов, д-р техн. наук (Иваново)
В.А. Шуин, д-р техн. наук (Иваново)

Над номером работали:

Ответственные за выпуск: Е.Н. Бушуев, А.Ю. Мурзин,
А.И. Тихонов, А.Р. Колганов

Начальник УИУНЛ
Технический редактор
Редактор

С.В. Ключина
Н.В. Королева
С.М. Коткова

СОДЕРЖАНИЕ

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

О.Б. Колибаба, И.И. Феоктистов, С.Н. Петин, А.А. Валинеева. Исследование термического разложения твердых коммунальных отходов на основе моделирования в ПК ASPEN PLUS....5

П.А. Шомов, Д.А. Шинкевич, И.К. Муравьев, С.М. Кулагин, Д.А. Праньков. Прогнозирование рабочей точки центробежного турбокомпрессора и совершенствование алгоритма АСУТП противопомпажной защиты на основе математического моделирования.....12

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Д.Ю. Вихарев, Е.А. Воробьева, А.Ю. Мурзин, Н.А. Родин. Автоматическое повторное включение кабельно-воздушных линий электропередачи напряжением 110–500 кВ с применением дистанционного метода определения поврежденного участка.....19

Ю.Д. Кутумов, М.И. Цветков. Исследование влияния бросков намагничивающего тока трансформаторов на устойчивость функционирования измерительных органов релейной защиты в целях совершенствования методик выбора их уставок.....28

С.В. Деркачёв. Контроль состояния стрелней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя.....38

И.С. Екимов, А.А. Шувалова, В.И. Полищук. Модификация методики определения предельных значений пропускной способности сетевых элементов.....**44**

Ю.И. Ханин, О.А. Иванова, М.П. Аксенов. Оптимизация выбора параметров фильтрокомпенсирующих устройств на примере сельскохозяйственного машиностроительного завода.....**50**

ЭЛЕКТРОМЕХАНИКА

И.Ю. Иванов, В.В. Новокрещенов, В.Р. Иванова. Моделирование участка электрической сети с устройством продольной компенсации для исследования параметров, влияющих на чувствительность дифференциальной защиты.....**57**

В.Л. Шатчиленбе, В.Я. Фролов, Д.В. Иванов, Д.Ю. Ланцев, А.И. Таджикибаев, А.В. Погорелов. Имитационное моделирование параллельной работы ветрогенерирующих установок.....**66**

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

О.В. Крюков, А.Р. Колганов, И.В. Гуляев. Автоматизация процессов диагностики асинхронных электродвигателей на компрессорных станциях.....**76**

Журнал «Вестник Ивановского государственного энергетического университета» включен в Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, утвержденных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ для публикации основных научных результатов диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук и ученой степени доктора наук по следующим научным специальностям: 2.3.3. Автоматизация и управление технологическими процессами и производствами; 2.3.7. Компьютерное моделирование и автоматизация проектирования; 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы; 2.4.3. Электроэнергетика; 2.4.5. Энергетические системы и комплексы; 2.4.6. Теоретическая и прикладная теплотехника; 2.6.13. Процессы и аппараты химических технологий.

Предоставляется информация об опубликованных статьях в систему РИНЦ согласно договору № 580-12/2012 ЛО от 13 декабря 2012 г. с ООО «Научная электронная библиотека».

Журнал зарегистрирован в базе данных Ulrich's (США).



Ivanovo State Power Engineering University

Bulletin of the Ivanovo State Power Engineering University (Bulletin ISPEU)

The Journal has been published since 2001

ISSN 2072-2672

2025 / Issue 4

Founder: Federal State-Financed Educational Institution of Higher Professional Education
«Ivanovo State Power Engineering University named after V.I. Lenin»

EDITORIAL BOARD:

G.V. Ledukhovskiy, Doctor of Engineering (Ivanovo)
(Chief Editor)
I.K. Muravyev, Candidate of Engineering (Ivanovo)
(Chief Editor Assistant)
E.N. Bushuyev, Doctor of Engineering (Ivanovo)
A.R. Gaiduk, Doctor of Engineering (Taganrog)
V.P. Zhukov, Doctor of Engineering (Ivanovo)
Yu.B. Kazakov, Doctor of Engineering (Ivanovo)
A.B. Kapranova, Doctor of Physics and Mathematics
(Yaroslavl)
S.V. Klyunina (Ivanovo)
A.R. Kolganov, Doctor of Engineering (Ivanovo)
S.V. Kosyakov, Doctor of Engineering (Ivanovo)
V.V. Kureychik, Doctor of Engineering (Taganrog)
M.Sh. Misrikhanov, Doctor of Engineering (Moscow)
A.V. Mitrofanov, Doctor of Engineering (Ivanovo)
A.Yu. Murzin, Candidate of Engineering (Ivanovo)
V.F. Ochkov, Doctor of Engineering (Moscow)
S.V. Tararykin, Doctor of Engineering (Ivanovo)
M.Yu. Tarshis, Doctor of Engineering (Yaroslavl)
A.I. Tikhonov, Doctor of Engineering (Ivanovo)
V.A. Shuin, Doctor of Engineering (Ivanovo)

The issue is prepared by:

Responsible people for the issue:
E.N. Bushuyev, A.Yu. Murzin, A.I. Tikhonov,
A.R. Kolganov, S.V. Kosyakov

Chief of Educational and Scientific
Literature Publishing Office
Technical Editor
Editor

S.V. Klyunina
N.V. Koroleva
S.M. Kotkova

CONTENT

HEAT AND POWER ENGINEERING

O.B. Kolibaba, I.I. Feoktistov, S.N. Petin, A.A. Valineeva. Study of thermal destruction of municipal solid waste based on ASPEN PLUS modeling.....**5**

P.A. Shomov, D.A. Shinkevich, I.K. Muraviev, S.M. Kulagin, D.A. Prankov. Predicting the operating point of a centrifugal turbocharger to improve the anti-surge control algorithm within a process control system based on mathematical modeling.....**12**

ELECTRICAL POWER ENGINEERING

D.Yu. Vikharev, E.A. Vorobyeva, A.Yu. Murzin, N.A. Rodin. Autoreclosing of 110–500 kV mixed transmission lines using a distance method to determine the damaged section.....**19**

Yu.D. Kutumov, M.I. Tsvetkov. Study of the influence of transformer magnetizing current inrush on the operation stability of measuring elements of relay protection with the purpose of improving the methods of selecting their settings.....**28**

S.V. Derkachev. Monitoring the condition of the short-circuited rotor winding rods of an asynchronous electric motor.....**38**

I.S. Ekimov, A.A. Shuvalova, V.I. Polishchuk. Modification of the methodology to determine the maximum values of transfer capability of network elements.....**44**

Yu.I. Khanin, O.A. Ivanova, M.P. Aksenov.
Optimization of filter-compensating device
parameters: a case study of an agricultural
machinery manufacturing plant.....50

ELECTROMECHANICS

I.Yu. Ivanov, V.V. Novokreshchenov, V.R. Ivanova.
Modeling a section of an electrical network with a
series compensation device to study the parameters
affecting the sensitivity of differential protection.....57

**V.L. Satchilembe, V.Ya. Frolov, D.V. Ivanov,
D.Yu. Lantsev, A.I. Tadzhibaev, A.V. Pogorelov.**
Simulation modeling of parallel operation of wind
power plants.....66

AUTOMATION CONTROL SYSTEMS

O.V. Kryukov, A.R. Kolganov, I.V. Gulyaev.
Automation of diagnostic processes of asynchronous
electric motors at compressor stations.....76

The Journal «Vestnik of Ivanovo State Power Engineering University» is included in the List of Leading Reviewed Scientific Journals and Publications, which are approved by the State Commission for Academic Degrees and Titles of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation for publishing the main scientific results of the dissertations on the candidate and doctoral degrees for the following groups of specialties: 2.3.3. Automation and Control of Technological Processes and Production; 2.3.7. Computer Simulation and Computer-Aided Design; 2.4.2. Electrotechnical Complexes and Systems; 2.4.3. Electric Power Industry; 2.4.5. Energy Systems and Complexes; 2.4.6. Theoretical and Applied Heat Engineering; 2.6.13. Processes and Apparatuses of Chemical Technologies.

Information about published articles is sent to the Russian Science Citation Index by agreement with «Scientific Electronic Library» Ltd. No. 580-12/2012 LO of December 13, 2012.

The journal is registered in the foreign database Ulrich's Periodicals Directory.

ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА

УДК 62.932.2

Ольга Борисовна Колибаба

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент, заведующая кафедрой энергетики теплотехнологий и газоснабжения, Россия, Иваново, e-mail: tevp@tvp.ispu.ru

Илья Игоревич Феоктистов

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет "МЭИ"», аспирант кафедры инновационных технологий наукоемких отраслей, Россия, Москва, e-mail: FeoktistovII@mpei.ru

Сергей Николаевич Петин

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет "МЭИ"», кандидат технических наук, доцент кафедры инновационных технологий наукоемких отраслей, Россия, Москва, e-mail: PetinSN@mpei.ru

Анна Александровна Валинеева

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский университет "МЭИ"», кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры инновационных технологий наукоемких отраслей, Россия, Москва, e-mail: ValineevaAA@mpei.ru

Исследование термического разложения твердых коммунальных отходов на основе моделирования в ПК ASPEN PLUS

Авторское резюме

Состояние вопроса. Актуальной задачей современности, требующей незамедлительного решения, является утилизация и обезвреживание твердых коммунальных отходов, объемы которых ежегодно растут. Перспективным экологически безопасным методом переработки твердых коммунальных отходов является пиролиз, позволяющий получить комбинацию твердых, жидких и газообразных продуктов в различных пропорциях за счет изменения рабочих параметров процесса. На практике применяются два основных метода пиролиза – «сухой» и окислительный, от организации и характера протекания которых зависит снижение объемов отходов и выбросов парниковых газов, характеристики и стоимость получаемого газа и др. На процесс пиролиза и, следовательно, на режим работы пиролизной установки оказывает влияние ряд факторов, таких как температурный уровень процесса, содержание кислорода в газе, поступающем в реактор, влажность и морфологический состав исходного сырья. Оценить степень воздействия на процесс и взаимного влияния этих факторов позволяет привлечение методов математического моделирования. Целью настоящего исследования является прогнозирование выхода и теплоты сгорания продуктов пиролиза твердых коммунальных отходов среднего морфологического состава в зависимости от исходной влажности твердых коммунальных отходов и температуры процесса на основе математического моделирования.

Материалы и методы. В качестве метода исследования выбран метод имитационного математического моделирования с использованием программной среды Aspen Plus.

Результаты. Разработана имитационная модель «сухого» и окислительного пиролиза твердых коммунальных отходов усредненного морфологического состава, позволяющая оценить влияние удельного теплотеплопоглощения сырья в процессе пиролиза и исходной влажности твердых коммунальных отходов на режимные параметры процесса: состав, удельный выход, теплоту сгорания и температуру пиролизного газа. Установлено, что в результате «сухого»

пиролиза твердых коммунальных отходов среднего морфологического состава наиболее калорийный газ с теплотой сгорания 8133 кДж/м^3 образуется при температуре 300°C и влажности сырья 0% , а самый низкокалорийный газ ($Q_p = 3092 \text{ кДж/м}^3$), но с самым большим удельным выходом получается при температуре 600°C и влажности твердых коммунальных отходов 60% ; в результате окислительного пиролиза наиболее калорийный газ с теплотой сгорания 4141 кДж/м^3 образуется при температуре 600°C и влажности сырья 0% , а самый низкокалорийный газ, имеющий $Q_p = 490 \text{ кДж/м}^3$, соответствует температуре 600°C и влажности сырья 60% ; наибольший удельный выход газа соответствует влажности 40% и температуре 600°C .

Выводы. Разработанная имитационная модель «сухого» и окислительного пиролиза твердых коммунальных отходов показала нецелесообразность проведения пиролиза твердых коммунальных отходов исследуемого состава при исходной влажности выше 40% .

Ключевые слова: твердые коммунальные отходы, пиролиз, влажность сырья, продукты пиролиза, режимные параметры процесса, имитационное моделирование

Olga Borisovna Kolibaba

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor, Head of Thermal Technologies and Gas Supply Department, Russia, Ivanovo, e-mail: tevp@tvp.ispu.ru

Ilya Igorevich Feoktistov

National Research University MPEI, Postgraduate Student of Innovative Technologies in High-tech Industries Department, Russia, Moscow, e-mail: FeoktistovII@mpei.ru

Sergey Nikolaevich Petin

National Research University MPEI, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Innovative Technologies in High-Tech Industries Department, Russia, Moscow, e-mail: PetinSN@mpei.ru

Anna Aleksandrovna Valineeva

National Research University MPEI, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Senior Lecturer of Innovative Technologies in High-Tech Industries Department, Russia, Moscow, e-mail: ValineevaAA@mpei.ru

Study of thermal destruction of municipal solid waste based on ASPEN PLUS modeling

Abstract

Background. A pressing issue of our time that requires immediate solution is the disposal and neutralization of municipal solid waste (MSW), the volumes of which are increasing annually. Pyrolysis is a promising environmentally friendly method of processing municipal solid waste. It allows obtaining a combination of solid, liquid and gaseous products in various proportions by changing the operating parameters of the process. In practice two main pyrolysis methods are used, they are “dry” and oxidative. Their organization and nature determine the reduction of waste volumes and greenhouse gas emissions, the characteristics and cost of the product gas, etc. A number of factors such as the temperature level of the process, the oxygen content in the gas entering the reactor, moisture and morphological composition of the feedstock affect the pyrolysis process and, consequently, the operating mode of the pyrolysis unit. Mathematical modeling methods allow assessing the degree of impact on the process and the mutual influence of these factors. The aim of this study is to predict the yield and heat of combustion of MSW pyrolysis products of average morphological composition depending on the initial moisture content of MSW and the process temperature based on mathematical modeling.

Materials and methods. The method of simulation mathematical modeling using the Aspen Plus software environment has been chosen as the research method.

Results. A simulation model of “dry” and oxidative pyrolysis of average morphological composition municipal solid waste has been developed. It allows assessing the influence of the specific heat absorption of raw materials during the pyrolysis process and the initial moisture content of municipal solid waste on the process parameters: composition, specific yield, heat of combustion and temperature of the pyrolysis gas. It has been established that as a result of “dry” pyrolysis of MSW of average morphological composition, the most calorific gas with a combustion heat of 8133 кДж/м^3 is formed at a temperature of 300°C and a feedstock moisture content of 0% , and the lowest calorific gas ($Q_p = 3092 \text{ кДж/м}^3$) but with the highest specific yield, is obtained at a temperature of 600°C and a MSW moisture content of 60% . As a result of oxidative pyrolysis, the most calorific gas with a combustion heat of 4141 кДж/м^3 is formed at a temperature of 600°C and a feedstock moisture content of 0% , and the lowest calorific gas with $Q_p = 490 \text{ кДж/м}^3$ corresponds to a temperature of 600°C and a feedstock moisture content of 60% . The highest specific gas yield corresponds to a moisture content of 40% and a temperature of 600°C .

Conclusions. The developed simulation model of “dry” and oxidative pyrolysis of municipal solid waste has shown the inexpediency of MSW of the studied composition at an initial moisture content above 40% .

Key words: municipal solid waste, pyrolysis, raw material moisture, pyrolysis products, process parameters, simulation modeling

DOI: 10.17588/2072-2672.2025.4.005-011

Введение. Актуальной задачей современности, требующей незамедлительного решения, является утилизация и обезвреживание твердых коммунальных отходов (ТКО), объемы которых интенсивно растут. Так, например, за десятилетний период, с 2012 по 2021 год, их количество увеличилось в 1,37 раза, с 255,8 до 349,5 млн м³.

Государственная политика в сфере обращения с ТКО направлена на сокращение доли их полигонного захоронения и увеличение доли их переработки¹. Широкое распространение на сегодняшний день получили термические методы переработки ТКО, применение которых не только существенно сокращает объемы отходов, но и позволяет получать топливо, тепловую и электрическую энергию, а также сырье для химической отрасли [1, 2].

Перспективным методом обращения с ТКО с точки зрения как экологической безопасности, так и получения вторичных полезных продуктов считается пиролиз, важным преимуществом которого является возможность переработки разных видов отходов, включая промышленные, коммунальные и медицинские [3–5].

Пиролитические методы предусматривают:

- термодеструкцию подготовленных отходов в реакторе для получения пирогаза и пиролизного масла и твердого остатка;
- конденсацию и сепарацию газовой фракции с получением жидкой фракции и пирогаза;
- очистку пирогаза от соединений хлора, фтора, серы, цианидов в целях повышения его экологических показателей и энергоэффективности;
- сбор и сжигание очищенного пирогаза в топке котла-утилизатора для получения пара, горячей воды, электроэнергии или использование пирогаза для производства продукции;
- сбор пиролизного масла и твердого углеродного остатка².

Наиболее значимыми параметрами процесса, определяющими количественное соотношение получаемых твердых, жидких и газообразных продуктов, являются конечная температура процесса и скорость нагрева сырья.

На практике применяются два основных метода пиролиза – «сухой» и окислительный. Окислительный пиролиз отличается присутствием небольшого количества кислорода в рабочем пространстве установки, что приводит к частичному сжиганию отходов. Влияние содержания кислорода на теплоту сгорания пиролизного газа экспериментально исследовано в [6].

От организации и характера протекания процесса пиролиза зависят: снижение объемов отходов и выбросов парниковых газов; характеристики и стоимость получаемого пиролизного газа и др.

На процесс окислительного пиролиза оказывает влияние ряд факторов, таких как

скорость нагрева, содержание кислорода в газе, поступающем в реактор, влажность и морфологический состав исходных ТКО.

Содержание кислорода в процессе окислительного пиролиза оказывает влияние на теплоту сгорания пиролизного газа и величину теплового эффекта. Изменение скорости нагрева приводит к изменению количественного состава пиролизного газа и его теплоты сгорания. Морфологический состав ТКО определяет состав и теплоту сгорания получаемого топлива. Наличие влаги в ТКО, поступающих в реактор, может повлиять на стабильность и управляемость процесса пиролиза. Колебания содержания влаги могут привести к колебаниям температуры, состава получаемого газа и общей стабильности процесса, что усложняет поддержание стабильных режимных параметров.

Оценить степень воздействия этих факторов на протекание процесса позволяют методы физического и математического моделирования, которые взаимно дополняют друг друга. Физическое моделирование требует проведения большого количества лабораторных экспериментов в целях выявления основных технологических характеристик процесса (выход газообразной, твердой и жидкой фракций, температурный режим, тепловые эффекты и др.). Сократить трудоемкость лабораторных исследований позволяет численный эксперимент с использованием методов математического моделирования.

Целью настоящего исследования является прогнозирование выхода продуктов пиролиза ТКО усредненного морфологического состава (бумага – 43 %, пищевые отходы – 42 %, текстильные отходы – 7,5 %, полимерная пленка – 7,5 %) и их энергетической ценности в зависимости от исходной влажности сырья и температуры процесса на основе математического моделирования.

Методы исследования. В качестве метода исследования выбран метод имитационного моделирования, используемый при изучении сложных систем с большим числом элементов и связей между ними. Для разработки стационарной модели, позволяющей прогнозировать выход продуктов пиролиза ТКО и их энергетическую ценность, был использован современный инструмент моделирования Aspen Plus. Данный инструмент получил широкое распространение для моделирования теплотехнологических процессов, в том числе деструкции отходов различного вида [7, 8]. Aspen Plus эффективен для оптимизации рабочих параметров процесса пиролиза, таких как скорость нагрева, температура, время пребывания твердого вещества в реакторе, фракционный состав сырья и др. [9, 10].

¹ Паспорт национального проекта «Экология» // МинПрироды России. – URL: https://www.mnr.gov.ru/docs/hp_ecology/passport_ecology.pdf (дата обращения: 16.12.2024).

² ИТС 9-2020 Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Утилизация и обезвреживание отходов термическими способами» // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов: официальный сайт. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/573338441> (дата обращения 18.12.2023).

При моделировании процесса пиролиза ТКО приняты следующие допущения:

1. Процесс является устойчивым и изотермическим.

2. Элементный состав ТКО включает в себя: углерод, водород, кислород, азот и серу. Наличие хлора незначительно, поэтому в расчетах он не учитывается.

3. Пиролиз происходит мгновенно. Летучие продукты включают в себя: H_2 , CO , CO_2 , CH_4 , H_2O .

4. Твердый углеродный остаток содержит только углерод и золу.

В качестве входных параметров в модели были использованы результаты анализа среднего морфологического и элементного состава ТКО. Моделирование «сухого» и окислительного пиролиза ТКО с коэффициентом расхода окислителя 0,24 проводили при давлении 0,1 МПа и температуре 600 °С, характеризующейся окончанием выхода летучих соединений при деструкции ТКО усредненного морфологического состава [11]. Исходную влажность ТКО, поступающих в реактор, принимали в диапазоне 0–60 %.

В таблице приведен элементный и технический анализ образца ТКО при значениях влажности (W): 0; 10; 20; 30; 40; 60 %.

Результаты состава ТКО при различных значениях влажности

Компонент	Содержание компонента, %						
C	46,20	41,58	36,96	32,34	27,72	23,10	18,48
H	7,20	6,48	5,76	5,04	4,32	3,60	2,88
O	38,90	35,01	31,12	27,23	23,34	19,45	15,56
N	1,60	1,44	1,28	1,12	0,96	0,80	0,64
A	6,10	5,49	4,88	4,27	3,66	3,05	2,44
W	0,00	10,00	20,00	30,00	40,00	50,00	60,00
Сумм	100	100	100	100	100	100	100

Технический состав

FC	25,49	22,94	20,39	17,84	15,30	12,75	10,20
VM	68,41	61,57	54,73	47,89	41,04	34,20	27,36
Ash	6,10	5,49	4,88	4,27	3,66	3,05	2,44
Moisture	0,00	10,00	20,00	30,00	40,00	50,00	60,00
Сумм	100	100	100	100	100	100	100

Примечания: FC – фиксированный углерод; VM – выход летучих; Ash – зольность; Moisture – влажность.

Схема ASPEN-модели «сухого» и окислительного пиролиза ТКО представлена на рис. 1, а, б.

Для имитации деструкции исходного сырья (ТКО) был выбран реактор RYIELD, а для описания разделения твердых веществ использована нестехиометрическая модель расщепителя Гиббса, основанная на равновесии свободной энергии (реактор Гиббса – RGIBBS).

В модели процесс пиролиза представляется состоящим из двух последовательных этапов. На

первом этапе (в блоке DECOMP) происходит декомпозиция (пиролиз) ТКО на составные компоненты, на втором этапе (в блоке TOREF) – собственно «окислительный пиролиз» (начальная стадия газификации) как неполное горение, т.е. химическое взаимодействие компонентов с окислителем. В блоке SPLIT происходит разделение продуктов газификации на поток пирогаза и поток твердых продуктов.

Блок-калькулятор COMBUST (тип CALCULATOR) вычисляет состав потока, направляемого после пиролиза на газификацию, иными словами, из блока DECOMP в блок TOREF. Отдельным потоком, требующим ввода параметров при моделировании окислительного пиролиза, является поток AIR газифицирующего агента.

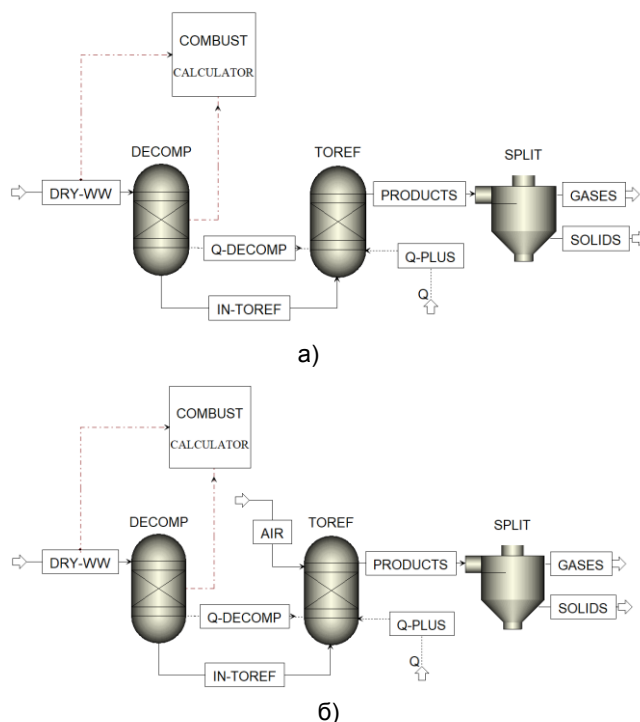


Рис. 1. Схема Aspen-модели процесса пиролиза ТКО: а – «сухой» пиролиз; б – окислительный пиролиз

В блоке COMBUST рассчитываются массовые доли компонентов потока, идущих в блок TOREF. В качестве входных данных используются состав (массив ULT) и процент влажности (величина WATER) ТКО. Рассчитываются массовая доля вещества FACT и воды H_2O , после чего определяется в массовых долях состав потока, покидающего блок пиролиза и направляемого в блок газификации.

Расчет осуществляется посредством команд, которые внесены в блоке COMBUST на языке программирования FORTRAN:

```
FACT = (100 - WATER) / 100
H2O = WATER / 100
ASH = ULT (1) / 100 * FACT
CARB = ULT (2) / 100 * FACT
H2 = ULT (3) / 100 * FACT
N2 = ULT (4) / 100 * FACT
O2 = ULT (5) / 100 * FACT
```


С помощью блока-калькулятора COMBUST устанавливаются значения для блока DECOMP, поэтому калькулятор запускается перед работой блока декомпозиции.

Модель позволяет определить удельный выход, низшую теплоту сгорания, температуру и состав пиролизного газа в процессе «сухого» и окислительного пиролиза в зависимости от влажности исходных ТКО и удельного теплоподвода в реактор. С помощью имитационной модели было изучено влияние температуры пиролиза и влажности ТКО на режимные параметры процесса.

Основные результаты. Результаты расчетных исследований на Aspen-модели «сухого» пиролиза ТКО усредненного морфологического состава при значениях влажности исходного сырья 0, 20, 40 и 60 % представлены в виде графиков на рис. 2–4.

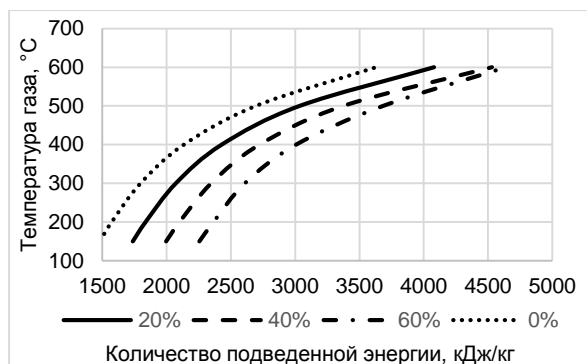


Рис. 2. Зависимость температуры пиролизного газа от удельного теплопоглощения при различных значениях влажности ТКО в процессе «сухого» пиролиза

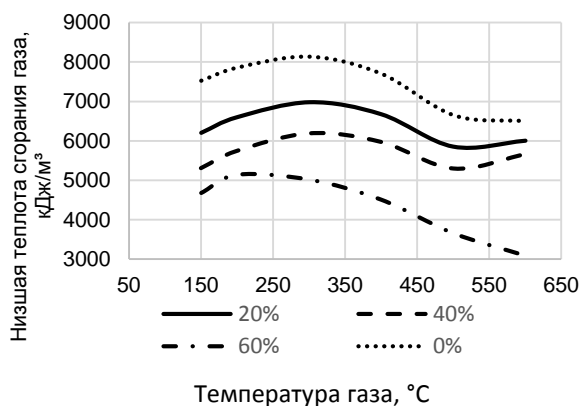


Рис. 3. Зависимость теплоты сгорания пиролизного газа от температуры при различных значениях влажности ТКО в процессе «сухого» пиролиза

Анализ полученных данных (рис. 2) показывает, что все кривые в области температур от 150 до 400 °C имеют одинаковый характер. Снижение влажности ТКО на 20 % приводит к уменьшению удельного теплопоглощения в 1,1–1,2 раза при постоянной температуре газа. При температуре свыше 400 °C кривые, соответствующие влажности 0; 20 и 40 %, сохраняют свой характер, в то время как кривая,

соответствующая влажности 60 %, изменяет свое направление, приближаясь к линии 40 %. Это связано с тем, что количество образовавшегося пирогаза с увеличением влажности ТКО уменьшается, и, чтобы его нагреть до требуемой температуры, необходимо подвести меньшее количество теплоты.

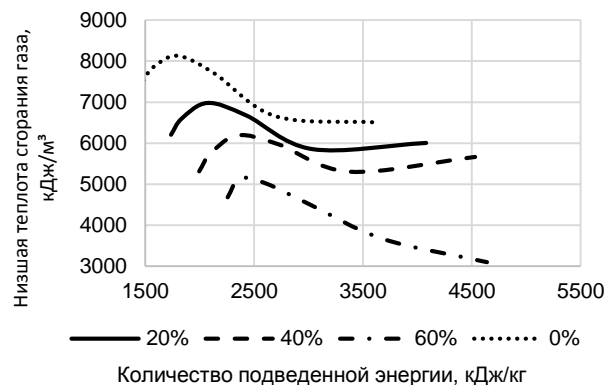


Рис. 4. Зависимость теплоты сгорания пиролизного газа от удельного теплопоглощения при различных значениях влажности ТКО в процессе «сухого» пиролиза

Анализ графических зависимостей на рис. 3, 4 показывает, что повышение влажности сырья приводит к снижению теплоты сгорания пирогаза при постоянной температуре процесса, что обусловлено увеличением выхода водяных паров в составе газа. Теплота сгорания пирогаза снижается с 8133 кДж/м³ при влажности сырья 0 % до 5139 кДж/м³ при влажности 60 % (рис. 3). Кривые, соответствующие влажности 0; 20 и 40 %, идентичны.

Влияние температуры процесса на величину теплоты сгорания пирогаза обусловлено тем, что при различных температурах протекают различные химические реакции с образованием различных газообразных продуктов. Пиковое значение теплоты сгорания пирогаза имеет место при температуре 300 °C, которая соответствует максимальному выходу наиболее калорийного газа – метана. При последующем повышении температуры доля метана в пирогазе сокращается. Это связано с протеканием вторичных реакций и конверсией метана. Дальнейшее увеличение влажности ТКО приводит к резкому снижению теплоты сгорания газа и изменению характера зависимости $Q_{pH}(T)$ (линия 60 %), что обусловлено снижением доли метана в составе газа. Пиковое значение теплоты сгорания смещается в область более низких температур и соответствует температуре 200 °C.

Таким образом, анализ графиков показывает нецелесообразность проведения «сухого» пиролиза ТКО исследуемого состава, имеющего влажность более 40 %. Полученные результаты согласуются с данными других авторов [12].

Расчетами установлено, что в результате «сухого» пиролиза ТКО исследуемого состава

наиболее калорийный газ с теплотой сгорания 8133 кДж/м^3 образуется при температуре 300°C и влажности сырья 0% , удельное теплотопоглощение при этом составляет 1798 кДж/кг , а удельный выход газа – $1,47 \text{ м}^3/\text{кг}$. Самый «бедный» газ ($Q_{\text{Рн}} = 3092 \text{ кДж/м}^3$), но с самым большим удельным выходом $4,29 \text{ м}^3/\text{кг}$ получается при температуре 600°C и влажности ТКО 60% , удельное теплотопоглощение при этом составляет 4640 кДж/кг .

На рис. 5–7 представлены результаты аналогичных исследований, выполненных на Aspen-модели для окислительного пиролиза при коэффициенте расхода окислителя $0,24$.

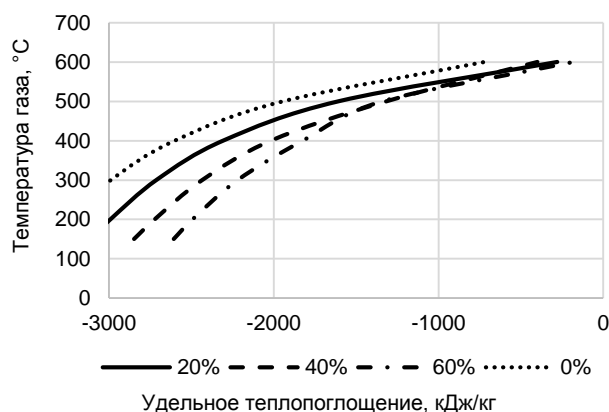


Рис. 5. Зависимость температуры пиролизного газа от удельного теплотопоглощения при различных значениях влажности ТКО в процессе окислительного пиролиза

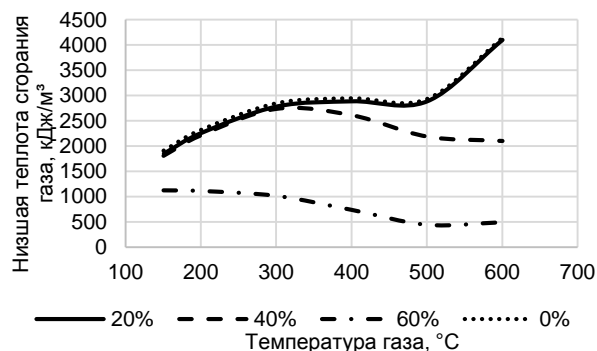


Рис. 6. Зависимость теплоты сгорания пиролизного газа от температуры при различных значениях влажности ТКО в процессе окислительного пиролиза

Окислительный пиролиз сопровождается протеканием как эндотермических, так и экзотермических реакций, что нашло отражение в графиках на рис. 5, 7. Отрицательные значения теплотопоглощения обозначают, что в данных условиях преимущественно протекают реакции с выделением тепла, поэтому для установления требуемой температуры тепло в модели условно «отводится».

Характер кривых на рис. 5 аналогичен результатам, представленным на рис. 2. Однако в данном случае линии влажности 40% и 60% пересекают вышерасположенные кривые.

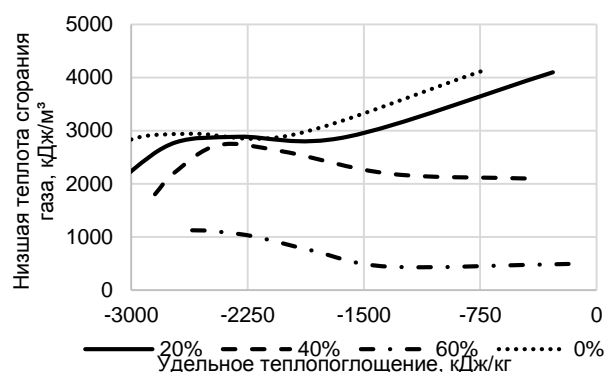


Рис. 7. Зависимость теплоты сгорания пиролизного газа от удельного теплотопоглощения при различных значениях влажности ТКО в процессе окислительного пиролиза

Анализ зависимостей на рис. 6, 7 показывает, что величина теплоты сгорания газообразных продуктов окислительного пиролиза в целом ниже, чем «сухого» пиролиза, т.е. в результате окислительного пиролиза образуется большее количество менее калорийного газа.

При влажности ТКО 0% и 20% кривые имеют сходный характер, теплота сгорания возрастает с увеличением температуры. Максимальное значение теплоты сгорания газа 4141 кДж/м^3 имеет место при температуре 600°C , соответствующей максимальному выходу водорода и монооксида углерода в результате окисления углерода водяным паром и протекания реакции Будуара.

При влажности 40% имеет место пиковое значение теплоты сгорания 2734 кДж/м^3 , соответствующее температуре 300°C , далее происходит уменьшение численных значений $Q_{\text{Рн}}$, вызванное снижением доли CO и возрастанием доли H_2O в газообразных продуктах.

При влажности 60% с увеличением температуры наблюдается снижение теплоты сгорания, вызванное постоянным снижением доли метана и значительным увеличением доли H_2O . Наибольшее значение теплоты сгорания имеет место при температуре 150°C , когда выход метана максимальный при данной влажности.

Результаты моделирования окислительного пиролиза показали, что наиболее калорийный газ с теплотой сгорания 4141 кДж/м^3 и удельным выходом $4,04 \text{ м}^3/\text{кг}$ образуется при температуре 600°C и влажности сырья 0% , а самый «бедный» газ с удельным выходом $4,53 \text{ м}^3/\text{кг}$, имеющий $Q_{\text{Рн}} = 490 \text{ кДж/м}^3$, соответствует температуре 600°C и влажности сырья 60% . Наибольший удельный выход газа $4,69 \text{ м}^3/\text{кг}$ соответствует влажности 40% и температуре 600°C .

Повышение влажности ТКО с 0 до 20% практически не вызывает изменения величины теплоты сгорания газа. Дальнейший рост влажности до 40% приводит к снижению теплоты сгорания приблизительно в 2 раза, а, когда влажность ТКО достигает 60% , теплота сгорания

газообразных продуктов уменьшается на порядок. Таким образом, как и в случае «сухого» пиролиза, окислительный пиролиз нецелесообразно проводить при влажности ТКО более 40 %.

Выводы. Разработанная имитационная Aspen-модель «сухого» и окислительного пиролиза твердых коммунальных отходов усредненного морфологического состава позволяет выявить влияние удельного теплопоглощения сырья в процессе пиролиза и исходной влажности ТКО на режимные параметры процесса: состав, удельный выход, теплоту сгорания и температуру пиролизного газа.

Результаты моделирования показали нецелесообразность проведения пиролиза ТКО исследуемого состава при исходной влажности выше 40 %.

Список литературы

1. Михайлова Н.В., Ясинская А.В. Современные технологии энергетической утилизации ТКО // Экология и промышленность России. – 2020. – Т. 24, № 8. – С. 4–11.
2. Власов О.А. Технологии переработки твердых бытовых отходов: учеб. пособие. – Красноярск: СФУ, 2019. – 244 с.
3. Пиролитические методы термической переработки твердых коммунальных отходов / В.В. Хасхачих, О.М. Ларина, Г.А. Сычев и др. // Теплофизика высоких температур. – 2021. – Т. 59, № 3. – С. 467–480. DOI: 10.31857/S0040364421030078.
4. Киселев М.В., Шантарин В.Д. Пиролиз углеродсодержащих отходов с получением топливных горючих газов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2008. – № 3(69). – С. 117–119.
5. Обзор развития и применения технологии пиролиза для переработки отходов / О.А. Мишустин, В.Ф. Желтобрюхов, Н.В. Грачева, С.Б. Хантимирова // Молодой ученый. – 2018. – № 45(231). – С. 42–45.
6. Колибаба О.Б., Габитов Р.Н. Термическая переработка твердых коммунальных отходов методом пиролиза. – Иваново, 2022. – 136 с.
7. Попов С.К., Свистунов И.Н., Ипполитов В.А. Моделирование высокотемпературных процессов и установок в среде Aspen Plus: учеб. пособие. – М.: Изд-во МЭИ, 2017. – 56 с.
8. Торрефикация – ресурсосберегающее направление термохимической переработки биомассы / А.А. Валинеева, В.А. Масловский, С.К. Попов, И.Н. Свистунов // Вестник МЭИ. – 2021. – № 4. – С. 22–36. DOI: 10.24160/1993-6982-2021-4-22-36.
9. Simulation of biomass and municipal solid waste pellet gasification using Aspen Plus / A.D.D. Diallo, M.F.R. Alkhatib, M.Z. Alam, M. Mel // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – 2021. – Vol. 1192, No. 1. – P. 012023.
10. Begum S.A., Rasul M.G., Akbar D. Numerical investigation of municipal solid waste gasification using aspen plus // Procedia engineering. – 2014. – P. 710–717.
11. Экспериментальное исследование окислительного пиролиза твердых бытовых отходов / Р.Н. Габитов, О.Б. Колибаба, К.В. Аксенчик, В.А. Артемьева // Вестник ИГЭУ. – 2017. – Вып. 3. – С. 14–19. DOI: 10.17588/2072-2672.2017.3.014-019.
12. Basu P. Biomass Gasification and Pyrolysis: practical design and theory // Academic Press, 30 Corporate drive. – Burlington, USA, 2010. – 365 p.

References

1. Mikhaylova, N.V., Yasinskaya, A.V. Sovremennye tekhnologii energeticheskoy utilizatsii TKO [Modern technologies for the energy utilization of MSW]. *Ekologiya i promyshlennost' Rossii*, 2020, vol. 24, no. 8, pp. 4–11.
2. Vlasov, O.A. *Tekhnologii pererabotki tverdykh bytovykh otkhodov* [Technologies for processing municipal solid waste]. Krasnoyarsk: SFU, 2019. 244 p.
3. Khaskhachikh, V.V., Larina, O.M., Sychev, G.A., Gerasimov, G.Ya., Zaychenko, V.M. Pirolyticheskie metody termicheskoy pererabotki tverdykh kommunal'nykh otkhodov [Pyrolytic methods for thermal processing of municipal solid waste]. *Teplofizika vysokikh temperatur*, 2021, vol. 59, no. 3, pp. 467–480. DOI: 10.31857/S0040364421030078.
4. Kiselev, M.V., Shantarin, V.D. Piroлиз uglerod-soderzhashchikh otkhodov s polucheniem toplivnykh goryuchikh gazov [Pyrolysis of carbon-containing waste to produce fuel combustible gases]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz*, 2008, no. 3(69), pp. 117–119.
5. Mishustin, O.A., Zheltobryukhov, V.F., Gracheva, N.V., Khantimirova, S.B. Obzor razvitiya i primeneniya tekhnologii piroliza dlya pererabotki otkhodov [Review of the development and application of pyrolysis technology for waste processing]. *Molodoy uchenyy*, 2018, no. 45(231), pp. 42–45.
6. Kolibaba, O.B., Gabitov, R.N. *Termicheskaya pererabotka tverdykh kommunal'nykh otkhodov metodom piroliza* [Thermal processing of solid municipal waste by pyrolysis]. Ivanovo, 2022. 136 p.
7. Popov, S.K., Svistunov, I.N., Ippolitov, V.A. *Modelirovanie vysokotemperaturnykh protsessov i ustanovok v srede Aspen Plus* [Modeling of high-temperature processes and installations in the Aspen Plus environment]. Moscow: Izdatel'stvo MEI, 2017. 56 p.
8. Valineeva, A.A., Maslovskiy, V.A., Popov, S.K., Svistunov, I.N. Torrefikatsiya – resursosberegayushchee napravlenie termokhimicheskoy pererabotki biomassy [Torrefaction – a resource-saving direction of thermochemical biomass processing]. *Vestnik MEI*, 2021, no. 4, pp. 22–36. DOI: 10.24160/1993-6982-2021-4-22-36.
9. Diallo, A.D.D., Alkhatib, M.F.R., Alam, M.Z., Mel, M. Simulation of biomass and municipal solid waste pellet gasification using Aspen Plus. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2021, vol. 1192, no. 1, pp. 1–8.
10. Begum, S.A., Rasul, M.G., Akbar, D. Numerical investigation of municipal solid waste gasification using aspen plus. *Procedia engineering*, 2014, pp. 710–717.
11. Gabitov, R.N., Kolibaba, O.B., Aksenchik, K.V., Artem'eva, V.A. Eksperimental'noe issledovanie okislitel'nogo piroliza tverdykh bytovykh otkhodov [Experimental study of oxidative pyrolysis of municipal solid waste]. *Vestnik IGEU*, 2017, issue 3, pp. 14–19. DOI: 10.17588/2072-2672.2017.3.014-019.
12. Basu, P. Biomass Gasification and Pyrolysis: practical design and theory. Academic Press, 30 Corporate drive. Burlington, USA, 2010. 365 p.

УДК 533.6.071

Петр Аркадьевич Шомов

ООО Научно-технический центр «Промышленная Энергетика», кандидат технических наук, доцент, директор, Россия, Иваново, e-mail: info@ivpromenergo.ru

Данил Андреевич Шинкевич

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», аспирант кафедры систем управления, Россия, Иваново, e-mail: dan-shinkevich@yandex.ru

Игорь Константинович Муравьев

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры систем управления, Россия, Иваново, e-mail: kafsu@su.ispu.ru

Станислав Михайлович Кулагин

ООО Научно-технический центр «Промышленная Энергетика», кандидат технических наук, доцент, ведущий специалист, Россия, Иваново, e-mail: kulagin@ivpromenergo.ru

Данил Алексеевич Праньков

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», магистрант кафедры систем управления, Россия, Иваново, e-mail: dan.prankov@yandex.ru

Прогнозирование рабочей точки центробежного турбокомпрессора и совершенствование алгоритма АСУТП противопомпажной защиты на основе математического моделирования

Авторское резюме

Состояние вопроса. Центробежные компрессоры большой производительности высокого и среднего давлений применяются в газотранспортных системах ПАО «ГАЗПРОМ», на металлургических комбинатах, предприятиях нефтяной, химической промышленности и др. Одним из факторов, влияющих на надежность обеспечения технологических процессов, является прогнозирование явления помпажа в целях недопущения аварии на центробежных компрессорах. При этом унифицированного алгоритма прогнозирования явления помпажа при изучении литературных источников не выявлено. Настоящее исследование посвящено разработке имитационной модели турбокомпрессорного агрегата, предназначенного для обеспечения доменной печи дутьем с требуемыми технологическими параметрами.

Материалы и методы. В качестве объекта имитационного моделирования выбран центробежный турбокомпрессор K-5500-41-1M с паровой турбиной K-22-90-2M. Рассмотрены режимы работы турбокомпрессора с учетом термодинамических параметров воздуха от -35 до $+35$ °C по фактическим и прогнозируемым характеристикам турбокомпрессора с учетом его технического состояния. Имитационная модель разработана на базе теплогидравлического кода (HS), который является модулем среды динамического моделирования SimInTech.

Результаты. Представлены результаты вычислительного моделирования турбокомпрессорного агрегата, состоящего из турбины, компрессора, системы охлаждения, кинематической связи между паровой турбиной и ротором компрессора. Разработана динамическая визуализация положения рабочей точки компрессора на газодинамической характеристике в целях мониторинга и определения безаварийной работы компрессора (контроль зоны помпажа). Описаны способы регулирования частоты вращения ротора посредством изменения механизма управления паровой турбины (регулирующего парового клапана). Рассмотрены изменения характеристики сети в зависимости от положения воздушно-разгрузочного клапана (СНОРТ) в целях изменения параметров дутья на нагнетании компрессора.

Выводы. Разработанная имитационная модель может быть использована для анализа и моделирования режимов работы турбокомпрессорных агрегатов, позволяет создавать и настраивать режимы работы центробежных компрессоров на промышленных предприятиях, предоставляет возможность визуализации рабочей точки, определения допустимой рабочей области, учета запаса по помпажу, оценки влияния параметров окружающего воздуха, а также возможность создать на ее базе новый алгоритм АСУТП турбокомпрессора.

Ключевые слова: турбокомпрессор, имитационное моделирование, помпаж, газодинамические характеристики, среда динамического моделирования SimInTech

Petr Arkadievich Shomov

Scientific and Technical Center "Industrial Energetics" Ltd., Candidate of Engineering Sciences (PhD), Associate Professor, Director, Russia, Ivanovo, e-mail: info@ivpromenergo.ru

Danil Andreyevich Shinkevich

Ivanovo State Power Engineering University, Master Degree Student of Control Systems Department, Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-97-58, e-mail: dan-shinkevich@yandex.ru

Igor Konstantinovich Muraviev

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences (PhD), Associate Professor of Control Systems Department, Russia, Ivanovo, e-mail: kfsu@su.ispu.ru

Stanislav Mikhailovich Kulagin

Scientific and Technical Center "Industrial Energetics" Ltd., Candidate of Engineering Sciences (PhD), Associate Professor, Leading Specialist, Russia, Ivanovo, e-mail: kulagin@ivpromenergo.ru

Danil Alekseyevich Prankov

Ivanovo State Power Engineering University, Master Degree Student of Control Systems Department, Russia, Ivanovo, e-mail: dan.prankov@yandex.ru

Predicting the operating point of a centrifugal turbocharger to improve the anti-surge control algorithm within a process control system based on mathematical modeling

Abstract

Background. High-capacity centrifugal compressors of high and medium pressures are used in gas transmission systems of PJSC "GAZPROM," at metallurgical plants, and at enterprises of the oil, chemical, and other industries. One of the factors affecting the reliability of technological processes is the prediction of surge to prevent accidents in centrifugal compressors. A review of the scientific literature reveals a lack of a unified algorithm for predicting surge. The present study focuses on the development of a simulation model of a turbocharger unit to supply blast air to a blast furnace with the required technological parameters.

Materials and methods. A description of the developed simulation model is presented using the example of the K-5500-41-1M centrifugal turbocharger with a K-22-90-2M steam turbine. The simulation model considers the operating modes of the turbocharger taking into account the thermodynamic parameters of the air from -35°C to $+35^{\circ}\text{C}$ based on actual and predicted characteristics of the turbocharger, considering its technical condition. The simulation model has been developed based on the thermohydraulic code (HS), which is a module of the SimInTech dynamic modeling environment.

Results. The authors have presented the results of computational modeling of the turbocharger that consists of a turbine, compressor, cooling system, and kinematic connection between the steam turbine and the compressor rotor. A dynamic visualization of the position of the compressor operating point on the gas-dynamic characteristic has been developed to monitor and determine the safe operation of the compressor (surge zone control). Methods to regulate the rotor speed by changing the steam turbine control mechanism (regulating steam valve) are described. Also, changes in the network characteristic due to the position of the air relief valve (ARV) are considered to change the blast parameters at the compressor discharge.

Conclusions. The developed simulation model can be used to analyze and model operating modes of turbocharger units. The developed model allows creating and configuring the operating modes of centrifugal compressors at industrial enterprises. The developed model provides the possibility to visualizing the operating point, determining the permissible operation area, accounting for surge margin, evaluating the influence of ambient air parameters, and creating a new process control system algorithm for the turbocharger based on it.

Key words: turbocharger, simulation modeling, surge, gas-dynamic characteristics, SimInTech dynamic modeling environment

DOI: 10.17588/2072-2672.2025.4.012-018

Введение. Центробежные компрессоры (ЦБК) получили широкое применение в газотранспортных системах ПАО «ГАЗПРОМ», на предприятиях нефтяной и химической промышленности, металлургических комбинатах и помогают решать важные народно-хозяйственные задачи. В качестве привода ротора ЦБК применяют электрические машины, газовые и паровые турбины. Благодаря надежной конструкции, ЦБК могут эксплуатироваться десятилетиями (с учетом текущих и капитальных ремонтов). Одним из актуальных вопросов при эксплуатации ЦБК является прогнозирование и недопущение явления помпажа [1].

В качестве объекта исследования выбран усредненный металлургический комбинат (МК), в структуре которого имеется доменное производство и паровоздуховная станция (ПВС).

В процессе выплавки чугуна в доменной печи (ДП) протекают сложные физико-химические реакции по восстановлению первородного железа из агломерата и окатышей. Для осуществления выплавки чугуна в качестве топлива используют кокс (структурный элемент доменной шихты), а в фурменной зоне – природный газ и пылеугольное топливо. В качестве окислителя топлива применяют дутье – воздух, обогащенный кислородом, с температурой

1250–1350 °С. Для достижения стабильной производительности доменной печи необходимо обеспечить дутьем с требуемым расходом, давлением и температурой на фурме ДП. Подача дутья осуществляется осевым или центробежным компрессором с паровым или электрическим приводом [2].

Объемный расход, давление, температура и концентрация кислорода являются ключевыми параметрами дутья. Для обеспечения стабильности процесса доменной плавки необходимо обеспечить требуемый расход дутья и давление дутья с учетом сопротивления сети от ПВС до фурмы ДП. Для решения этой задачи необходимо знать фактическую газодинамическую характеристику ЦБК.

Газодинамической характеристикой компрессора называют зависимость работы компрессора от аэродинамической характеристики сети.

В основе этой характеристики лежит взаимосвязь между ключевыми параметрами дутья, а именно давлением на нагнетании, объемным расходом воздуха, частотой оборотов, адиабатным или изоэнтропным КПД и мощностью компрессора.

При проектировании центробежного компрессора производят расчет его газодинамических характеристик, которые необходимо подтвердить до ввода ЦБК в эксплуатацию. Для этого проводят режимно-наладочные испытания и верификацию теоретических и фактических характеристик. На фактических графиках указывают параметры окружающей среды: температуру, атмосферное давление, давление на всасе, влажность и коэффициент политропы.

Известны следующие способы регулирования производительности ЦБК: дросселирование на всасывании; дросселирование на нагнетании; байпасирование или сброс в атмосферу; изменение частоты вращения ротора; изменение положения входного направляющего аппарата (ВНА) [3, 4].

На металлургических комбинатах, где эксплуатируются ЦБК, в большинстве случаев данные способы регулирования не применяются из-за относительной дешевизны первичных энергетических ресурсов.

Наиболее доступными способами регулирования производительности компрессора на ПВС являются изменение числа оборотов паровой турбины и сброс в атмосферу дутья посредством воздушно-разгрузочного клапана (ШОРТ).

Рассмотрим, как будет происходить изменение характеристики сети на примере работы воздушно-разгрузочного клапана. При открытии ШОРТа часть дутья сбрасывается в атмосферу, объем компримируемого воздуха увеличивается,

также увеличивается потребляемая мощность, а давление на нагнетании снижается. Сброс части сжатого воздуха (потери) обусловлен тем, что конкретная доменная печь имеет исключительную газопроницаемость и ограничена минимальной и максимальной пропускной способностью по дутью. В связи с этим характеристика сети является переменной величиной и зависит от режима доменной плавки и состояния газовой воздушного тракта, в который входят трубопроводы и запорно-регулирующая арматура, воздухоподогреватель, доменная печь, система газоочистки, газовая утилизационная бескомпрессорная турбина (ГУБТ), потребители доменного газа. Как следствие, рабочая точка постоянно меняет свое положение на рабочем поле компрессора. В отличие от центробежных насосов на данном поле указывается линия помпажа, определяемая производителем или по итогам режимно-наладочных испытаний.

В связи с этим исследования направлены на моделирование работы турбокомпрессоров с возможностью прогнозирования и определения положения рабочей точки. Решение данной задачи является актуальным для организаций, эксплуатирующих ЦБК.

В качестве объекта исследования выбран одноцилиндровый двухсекционный с промежуточным охлаждением воздуха центробежный компрессор K5500-41-1M для обеспечения дутьем доменной печи¹.

Целью исследования является прогнозирование рабочей точки ЦБК и совершенствование алгоритма АСУТП на основе имитационной модели турбокомпрессорного агрегата, предназначенного для обеспечения доменной печи дутьем с требуемыми технологическими параметрами с учетом термодинамических свойств воздуха от –35 до +35 °С и на основе фактических характеристик турбокомпрессора.

Практический результат моделирования состоит в обеспечении требуемых параметров дутья на фурме доменной печи при минимальных потерях энергии с обеспечением надежной безаварийной эксплуатации турбокомпрессора.

Методы исследования. Моделирование и определение положения рабочей точки на характеристике ЦБК осуществляется в имитационной модели, которая разработана на базе теплогидравлического кода (HS), являющегося модулем среды динамического моделирования SimInTech.

Выбор рабочей точки турбокомпрессора можно проводить с использованием математических моделей, основанных на известных методиках расчета (теория сжатия газов), и с помощью специализированных программных комплексов [5]. Эти комплексы позволяют представлять сложные системы и конструкции в виде структурных схем и имитационных моделей.

¹ Каталог АО «Невский завод». – URL: <https://energybase.ru/vendor/nzl/products-services?ysclid=m3plojo6dp698373407> (дата обращения: 13.04.2025).

Одним из таких отечественных комплексов является среда динамического моделирования SimInTech. Модуль теплогидравлического кода HS позволяет рассчитывать динамику поведения основных параметров сжимаемого и не сжимаемого теплоносителя в теплогидравлических схемах (контурах) [6].

Динамическая имитационная модель (рис. 1) состоит из паровой турбины, ротора турбокомпрессора, первой и второй секций компрессора, промежуточного воздухоохладителя, воздушно-разгрузочного клапана, потребителя (ДП).

Моделирование работы турбокомпрессора начинается с определения геометрических размеров, «гидравлического диаметра» проходного сечения теплогидравлических каналов. Описание секций компрессора производится через редактор таблиц, встроенный в SimInTech, по аппроксимируемым газодинамическим характеристикам для компрессора K-5500-41-1М.

Для расчетов задаются входные и выходные параметры в качестве граничных условий: температура и давление воздуха на всасе компрессора и у потребителя (сопротивление ДП); температура, давление и расход охлаждающей воды; температура и давление пара на входе в турбину и давление в конденсаторе.

Расход воздуха через компрессор и пара на турбину вычисляется в соответствии с заданными граничными условиями и параметрами каналов.

Газодинамическая характеристика компрессора существенно меняется от начальных параметров воздуха на всасывании и оказывает большое влияние на механизм помпажа [7]. Эмпирическая формула пересчета степени сжатия ступени компрессора (1) позволяет учитывать изменения температуры наружного воздуха:

$$\varepsilon = \left[\left(\sqrt[3]{\varepsilon_x} - 1 \right) \frac{T_x^{BC}}{T^{BC}} + 1 \right]^3, \quad (1)$$

где ε – степень повышения давления (с учетом температуры воздуха на всасе); ε_x – степень повышения давления (на основе газодинамической характеристики); T^{BC} – температура воздуха на

всасе, К; T_x^{BC} – температура воздуха на всасе, К (по характеристике).

По соотношению массового расхода компримируемого воздуха и частоты вращения ротора по аппроксимированным газодинамическим характеристикам определяется степень сжатия в каждой секции компрессора. Массовый расход определяется в зависимости от граничных условий (давления и температуры воздуха).

Воздух после первой ступени поступает в промежуточный воздухоохладитель, параметры которого заданы в блоке «Теплообменник кожухотрубный». В составе турбокомпрессора K-5500-41-1М используется теплообменник марки BOT-2000. На основе информации о трубном пучке (материал, толщина, длина, количество трубок, внешний диаметр трубки и др.) и межтрубном пространстве (абсолютная шероховатость, площадь проходного сечения и др.) происходит моделирование промежуточного воздухоохладителя. Начальные параметры охлаждающей воды задаются граничными условиями (давление, температура и расход) (блок «Подпитка»).

Паровая турбина марки K-22-90-2М с номинальными параметрами (мощностью 23 МВт, расходом пара 82,6 т/ч, давлением пара 8,83 МПа и температурой пара 535 °С) является приводной турбиной компрессора. Данная конденсационная паровая турбина не имеет регенеративных отборов и модернизирована для выработки максимальной мощности.

Для моделирования работы паровой турбины в целях определения мощности на валу требуется знать параметры пара на входе и давление пара в конденсаторе. Эти данные неизвестны для переменных режимов, поэтому моделирование производилось по упрощенному способу задания характеристики турбины [8].

Модель позволяет производить расчеты от минимального расхода пара на турбину до максимального (110 % от номинального). Между этими точками находятся промежуточные режимы работы турбокомпрессора, в том числе и номинальный режим.

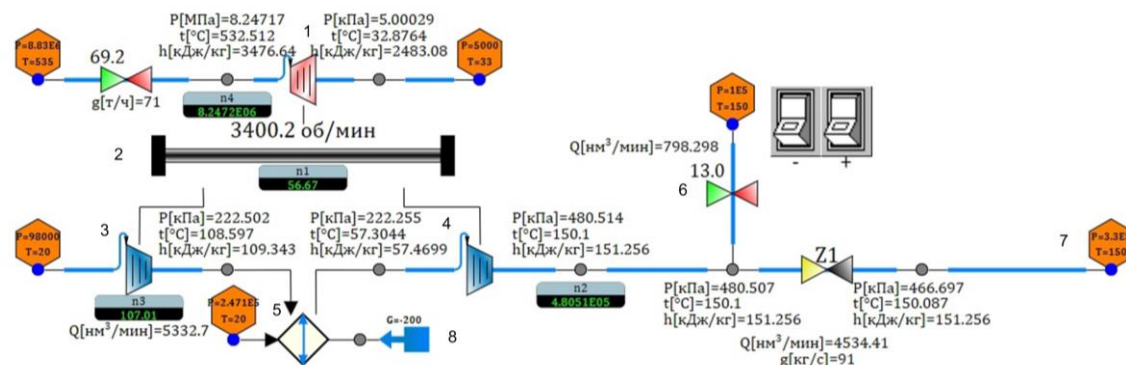


Рис. 1. Общий вид имитационной модели: 1 – паровая турбина; 2 – ротор турбокомпрессора; 3 – первая секция компрессора; 4 – вторая секция компрессора; 5 – теплообменник кожухотрубный; 6 – воздушно-разгрузочный клапан; 7 – потребитель (ДП); 8 – блок «Подпитка»

Моделирование режимов работы турбокомпрессора осуществляется при помощи «контура» изменения числа оборотов. Изменение частоты вращения ротора в большую или меньшую сторону приводит к изменению положения рабочей точки (РТ) на характеристике сети (рис. 2). Повышая число оборотов, перемещаемся в РТ2, а понижая обороты, переходим в РТ1. По положениям рабочих точек определяем расход и давление воздуха на нагнетании.

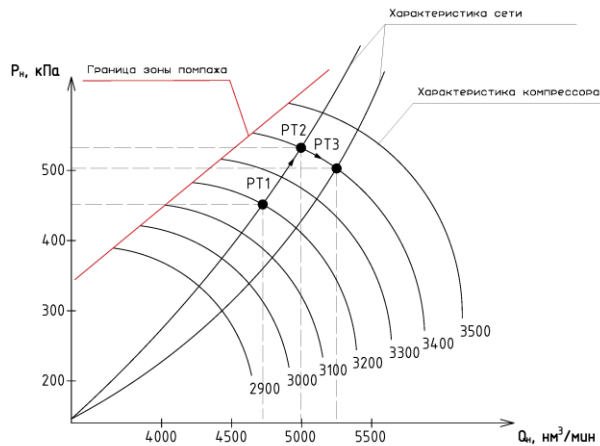


Рис. 2. Изменение положения рабочей точки

Для моделирования частоты вращения ротора используется алгоритм управления регулировочным клапаном для изменения расхода пара на турбину. Реализация алгоритма П-регулятора производится отдельно от теплогидравлического HS кода в модели (проект) общего вида [9].

Изменять характеристику сети и осуществлять регулирование работы турбокомпрессора можно путем изменения положения воздушно-разгрузочного клапана (СНОРТ). В этом случае при увеличении степени открытия клапана рабочая точка на газодинамической характеристике будет перемещаться вправо (РТ3) по линии частоты вращения ротора. В среде SimInTech имеется возможность выбирать типы запорно-регулирующей арматуры и задавать их характеристики.

Результаты исследования. Общая газодинамическая характеристика компрессора получена с учетом аппроксимированных характеристик каждой секции компрессора (рис. 3). Имитационная модель компрессора, разработанная с учетом аэродинамического сопротивления (коэффициентов местного сопротивления, арматуры, отводов и т.д.), позволяет определить положение рабочей точки на газодинамической характеристике и осуществлять ее визуализацию в динамике.

Как было сказано выше, на положение рабочей точки компрессора (РТ3) оказывает влияние фактическая характеристика сети. На модели можно определять следующие значения: расход пара на турбину; вырабатываемую мощность паровой турбиной; объемный расход воздуха; давление и температуру воздуха после каждой секции компрессора; частоту вращения ротора; мощность на валу компрессора; параметры дутья у потребителя с учетом аэродинамических сопротивлений газозвукового тракта.

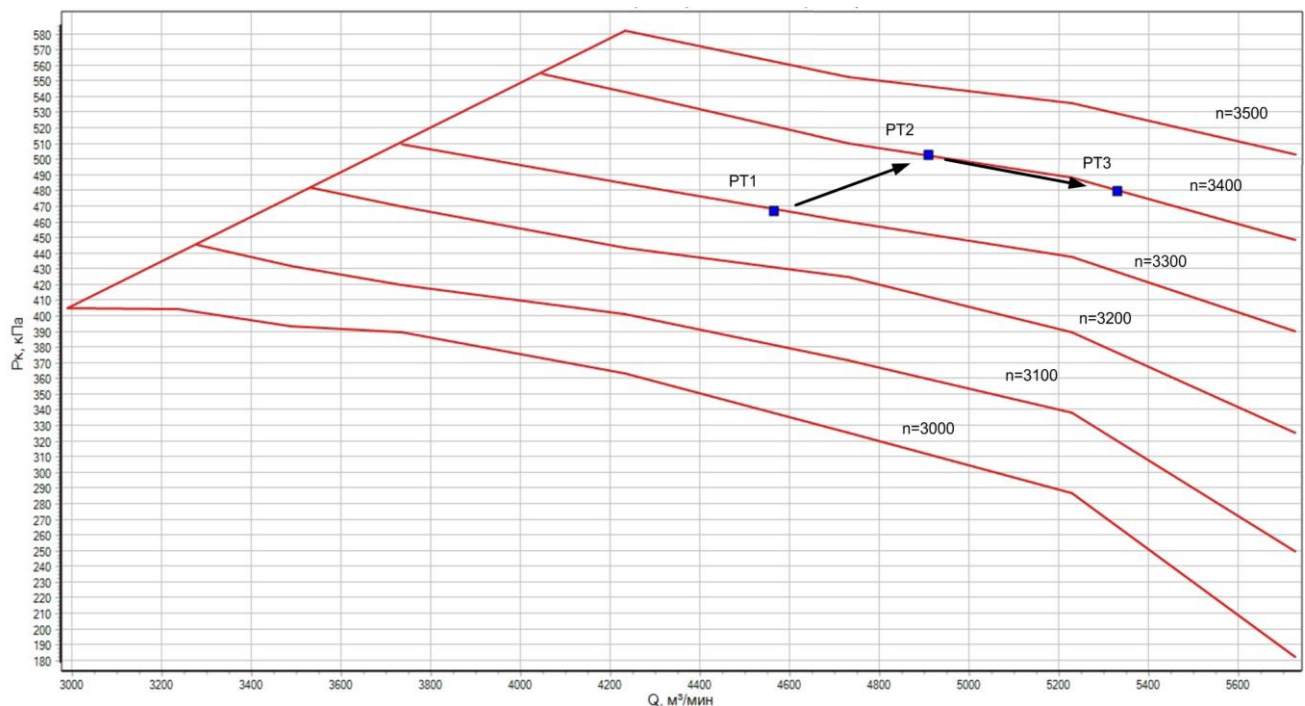


Рис. 3. Газодинамическая характеристика турбокомпрессора К-5500-41-1М при начальных условиях ($T = +20\text{ }^{\circ}\text{C}$, $P = 98\text{ кПа}$)

Общий вид реализованного алгоритма П-регулятора приведен на рис. 4.

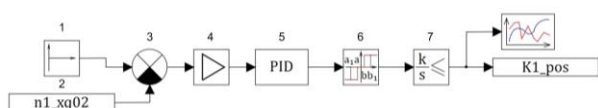


Рис. 4. Реализация алгоритма П-регулятора: 1 – датчик; 2 – регулируемая величина (число оборотов); 3 – сумматор; 4 – масштабный коэффициент; 5 – блок настройки параметров П-регулятора; 6 – блок настройки зоны нечувствительности; 7 – интегратор

На сумматор 3 поступает сигнал задания 1, который сравнивается с сигналом фактической частоты вращения 2. Сигнал рассогласования, отмасштабированный коэффициентом 4, подается на П-регулятор 5, допускающий настройку коэффициента пропорциональности (K_p) и изменение типового закона регулирования. Блок 6 обеспечивает задание зоны нечувствительности регулирования. Динамика изменения регулирующего клапана паровой турбины задается интегратором 7.

Масштабный коэффициент позволяет регулировать чувствительность П-регулятора путем усиления или ослабления сигнала рассогласования: увеличение коэффициента повышает реакцию на небольшие отклонения, что позволяет осуществлять быструю коррекцию, а уменьшение коэффициента, наоборот, снижает чувствительность, обеспечивая стабильность системы и уменьшая влияние помех и шумов.

Выводы. Разработанная в программном комплексе SimInTech имитационная модель турбокомпрессора позволяет моделировать режим его работы при изменении температуры наружного воздуха, параметров дутья и газодинамической характеристики сети.

Модель адаптирована к фактическим характеристикам компрессора K-5500-41-1M и позволяет в динамике определять положение рабочей точки и границы помпажа при изменении температуры наружного воздуха; выбирать режимы регулирования турбокомпрессора за счет изменения числа оборотов ротора или путем открытия-закрытия СНОРТ.

На основе имитационной модели турбокомпрессора и алгоритма П-регулятора можно прогнозировать зону срабатывания противопомпажной защиты.

Разработанный алгоритм может быть внедрен в верхний уровень АСУТП турбокомпрессора противопомпажной защиты.

Список литературы

1. Шомов П.А. Повышение энергетической эффективности магистральных газопроводов за счет изменения режимных и конструктивных параметров // Промышленная энергетика. – 2023. – № 11. – С. 28–35.

2. Коршиков Г.В. Энциклопедический словарь-справочник по металлургии. – Липецк: Липецкое издательство Госкомпечати РФ, 1998. – 779 с.

3. Черкасский В.М., Романова Т.М., Кауль Р.А. Насосы, компрессоры, вентиляторы: учеб. пособие для энергетических вузов и факультетов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1968. – 304 с.

4. Проектирование и эксплуатация промышленных центробежных компрессоров / И.Г. Хисамеев, В.А. Максимов, Г.С. Баткис, Я.З. Гузельбаев. – Казань: Изд-во «ФЭН», 2010. – 671 с.

5. Осинцев В.В., Форостов В.М., Жиргалова Т.Б. Газодинамические расчеты центробежных компрессорных машин: учеб. пособие / Челябинск: политехн. ин-т им. Ленинского комсомола. – Челябинск: ЧПИ, 1989. – 89 с.

6. Среда динамического моделирования технических систем SimInTech: Практикум по моделированию систем автоматического регулирования / Б.А. Карташов, Е.А. Шабаетов, О.С. Козлов, А.М. Щекатуров. – М.: ДМК Пресс, 2017. – 424 с.

7. Хадиев М.Б., Зиннатуллин Н.Х., Нафиков И.М. Механизм помпажа в центробежных компрессорах // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – № 16. – С. 249–255.

8. Щекатуров А.М., Корсаков А.Р. SimInTech: Методика моделирования динамики паротурбинной установки. – М.: ДМК Пресс, 2021. – 242 с.

9. Шинкевич Д.А., Муравьев И.К., Сурков М.Д. Особенности регулирования центробежного компрессора при работе на потребителя с жестко заданными параметрами // Энергетические системы: X Междунар. науч.-техн. конф. (ICES-2024B): сб. трудов. Белгород, 2024. – Т. 9, № 3. – С. 66–71.

References

1. Shomov, P.A. Povyshenie energeticheskoy effektivnosti magistral'nykh gazoprovodov za schet izmeneniya rezhimnykh i konstruktivnykh parametrov [Improving the energy efficiency of main gas pipelines by changing operating and design parameters]. *Proyshlenaya energetika*, 2023, no. 11, pp. 28–35.

2. Korshikov, G.V. *Entsiklopedicheskiy slovar'-spravochnik po metallurgii* [Encyclopedia Dictionary – Reference Book on Metallurgy]. Lipetsk: Lipetskoe izdatel'stvo Goskompechaty RF, 1998. 779 p.

3. Cherkasskiy, V.M., Romanova, T.M., Kaul', R.A. *Nasosy, kompressory, ventilyatory* [Pumps, Compressors, Fans]. Moscow: Energiya, 1968. 304 p.

4. Khisameev, I.G., Maksimov, V.A., Batkis, G.S., Guzel'baev, Ya.Z. *Proektirovanie i ekspluatatsiya promyshlennyykh tsentrobezhnykh kompressorov* [Design and Operation of Industrial Centrifugal Compressors]. Kazan': Izdatel'stvo «FEN», 2010. 671 p.

5. Osintsev, V.V., Forostov, V.M., Zhirgalova, T.B. *Gazodinamicheskie raschety tsentrobezhnykh kompressorov* [Gas Dynamic Calculations of Centrifugal Compressor Machines]. Chelyabinsk: ChPI, 1989. 89 p.

6. Kartashov, B.A., Shabaev, E.A., Kozlov, O.S., Shchekaturov, A.M. *Sreda dinamicheskogo modelirovaniya tekhnicheskikh sistem SimInTech: Praktikum po modelirovaniyu sistem avtomaticheskogo regulirovaniya* [SimInTech Dynamic Modeling Environment for Technical

Systems: Workshop on Modeling Automatic Control Systems]. Moscow: DMK Press, 2017. 424 p.

7. Khadiev, M.B., Zinnatullin, N.Kh., Nafikov, I.M. Mekhanizm pompazha v tsentrobezhnykh kompressorakh [Mechanism of surge in centrifugal compressors]. *Vestnik Kazanskogo tekhnologicheskogo universiteta*, 2013, no. 16, pp. 249–255.

8. Shchekaturov, A.M., Korsakov, A.R. *SimInTech: Metodika modelirovaniya dinamiki paroturbinnoy ustanovki* [SimInTech: Methodology for Modeling the Dynamics of a Steam Turbine Unit]. Moscow: DMK Press, 2021. 242 p.

9. Shinkevich, D.A., Murav'ev, I.K., Surkov, M.D. Osobennosti regulirovaniya tsentrobezhnogo kompressora pri rabote na potrebitelya s zhestko zadannymi parametrami [Features of centrifugal compressor regulation when working on a consumer with rigidly defined parameters]. *Sbornik trudov X Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii «Energeticheskie sistemy» (ICES-2024B)* [Collected works X International Scientific and Technical Conference “Energy Systems” (ICES-2024B)]. Belgorod, 2024, vol. 9, no. 3, pp. 66–71.

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.316

Дмитрий Юрьевич Вихарев

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», ассистент кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами, Россия, Иваново, e-mail: dvikhareff@yandex.ru

Екатерина Андреевна Воробьева

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами, Россия, Иваново, e-mail: v_ea@rambler.ru

Андрей Юрьевич Мурзин

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, декан электроэнергетического факультета, Россия, Иваново, e-mail: murzin-64@mail.ru

Никита Андреевич Родин

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина», старший преподаватель кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами, Россия, Иваново, e-mail: rodin.na@ispu.ru

Автоматическое повторное включение кабельно-воздушных линий электропередачи напряжением 110–500 кВ с применением дистанционного метода определения поврежденного участка

Авторское резюме

Состояние вопроса. Для идентификации повреждения на кабельном участке кабельно-воздушных линий электропередачи напряжением 110–500 кВ в настоящее время применяется ряд методов, эффективность которых достигается за счет использования дополнительного оборудования и организации каналов связи. Существуют методы, позволяющие идентифицировать повреждение кабельной вставки без использования дополнительных устройств, однако они обладают существенным недостатком, связанным с невозможностью определения повреждения вблизи места перехода с воздушного участка на кабельный. В связи с этим актуальной является задача разработки эффективного метода определения поврежденного участка кабельно-воздушной линии электропередачи без применения дополнительного оборудования.

Материалы и методы. Исследование проведено с использованием методов математического моделирования электрических цепей. Реализация дистанционного метода определения поврежденного участка и оценка эффективности его применения произведена в компьютерном симуляторе PSCAD. Обработка результатов исследования произведена в системе автоматизированного проектирования MathCAD и программном комплексе MATLAB.

Результаты. Предложен дистанционный метод определения поврежденного участка кабельно-воздушной линии электропередачи по параметрам аварийного режима при расположении кабельной вставки на любом ее участке. Проанализировано влияние места заземления экрана кабеля на эффективность организации автоматического повторного включения кабельно-воздушной линии электропередачи. Проведено исследование влияния взаимного угла между электродвижущими силами систем по сторонам кабельно-воздушной линии электропередачи на эффективность дистанционного метода определения поврежденного участка.

Выводы. Разработанный метод определения поврежденного участка линии электропередачи позволяет повысить эффективность автоматического повторного включения кабельно-воздушных линий электропередачи. Ограничения применимости метода заключаются в его неэффективности при небольшой длине кабельной вставки по отношению к общей длине линии электропередачи. Для повышения эффективности применения разработанного метода для линий с короткой кабельной вставкой требуется использование специальных высокоточных алгоритмов определения параметров сигнала.

Ключевые слова: автоматическое повторное включение, дистанционный принцип определения места повреждения, кабельно-воздушная линия электропередачи, измерительный орган сопротивления от однофазных коротких замыканий на землю

Dmitry Yurievich Vikharev

Ivanovo State Power Engineering University, Assistant of Automatic Control of Electrical Power Systems Department, Russia, Ivanovo, e-mail: dvikhareff@yandex.ru

Ekaterina Andreevna Vorobyeva

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences (PhD), Associate Professor of Automatic Control of Electrical Power Systems Department, Russia, Ivanovo, e-mail: v_ea@rambler.ru

Andrey Yurievich Murzin

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences (PhD), Dean of Electrical Power Engineering Department, Russia, Ivanovo, e-mail: murzin-64@mail.ru

Nikita Andreevich Rodin

Ivanovo State Power Engineering University, Senior Lecturer of Automatic Control of Electrical Power Systems Department, Russia, Ivanovo, e-mail: rodin.na@ispu.ru

Autoreclosing of 110–500 kV mixed transmission lines using a distance method to determine the damaged section

Abstract

Background. To identify damage on a cable section of mixed 110–500 kV power transmission lines, a number of methods are currently being used. Their effectiveness is achieved due to the use of additional equipment and the organization of communication channels. There are methods that make it possible to identify damage of the cable without using additional devices. However, they have a significant disadvantage due to the inability to determine short circuit near the transition point from the overhead section to the cable section. Thus, the important task is to develop an effective method to determine the damaged section of a mixed transmission line without the use of additional equipment.

Materials and methods. Methods of mathematical modeling of electrical circuits have been used. The implementation of the distance method to determine the damaged section and evaluate the effectiveness of its application has been carried out in the PSCAD. The results of the research have been processed by the MathCAD computer-aided design system and the MATLAB software package.

Results. A distance method is proposed to determine the damaged section of a mixed transmission line based on the emergency mode parameters when the cable is located at any of its sections. The authors have analyzed the influence of the grounding location of the cable shield on the effectiveness of the autoreclosing of a mixed power transmission line. The authors have studied the effect of the mutual angle between the electromotive forces of the systems on the sides of the mixed transmission line on the effectiveness of the distance method to determine the damaged section.

Conclusions. The developed method to determine the damaged section makes it possible to increase the efficiency of autoreclosing of mixed transmission lines. The limitations of the applicability of the method are related to the use of short cables located at a distance from the beginning and end of the power transmission line. To increase the efficiency of the developed method for lines with short cable section, the use of special high-precision algorithms to determine signal parameters is required.

Key words: autoreclosing, fault location distance method, mixed transmission line, distance measuring device for single-phase ground faults

DOI: 10.17588/2072-2672.2025.4.019-027

Состояние вопроса. По статистике большинство коротких замыканий (КЗ) на линиях электропередачи (ЛЭП) в электрических сетях напряжением 110 кВ и выше самоустраняются в бестоковую паузу после отключения поврежденного объекта [1]. Для включения ЛЭП после действия защит применяется автоматическое по-

вторное включение (АПВ). Однако применение этого вида сетевой автоматики неоправданно на кабельных ЛЭП, поскольку изоляция кабеля не способна к самовосстановлению после КЗ. В электроэнергетике РФ и зарубежных стран получили распространение кабельно-воздушные линии (КВЛ), состоящие из воздушных и кабельных

участков. Такие линии находят широкое применение при организации заходов в закрытые комплектные распределительные устройства (РУ) и при сооружении переходов воздушных линий через водные преграды и крупные дорожные узлы [2]. Длина кабельного участка КВЛ может быть разной, только в энергетической организации «Московское предприятие магистральных электрических сетей» насчитывается около 65 смешанных ЛЭП, длина кабельной вставки которых составляет от нескольких десятков метров до нескольких десятков километров. Соответственно, чем короче длина кабельного участка, тем ниже вероятность его повреждения. В связи с вышесказанным АПВ рекомендуется для использования на КВЛ в случаях, если кабельный участок применяется для реализации захода в РУ (кроме комплектных РУ с элегазовой изоляцией) или если на КВЛ отсутствуют кабельные сегменты с расстоянием между кабелями разных фаз менее диаметра кабеля¹. Во всех остальных случаях целесообразность применения АПВ КВЛ должна определяться проектными решениями.

Наиболее универсальным решением при организации АПВ КВЛ является использование функции определения поврежденного участка. Принцип действия этой функции подразумевает определение КЗ на кабельной вставке и дальнейшую передачу запрещающей команды, позволяющую заблокировать действие функционального узла АПВ устройства релейной защиты и автоматики (РЗА). На сегодняшний день существует ряд методов, позволяющих определить повреждение кабельного участка КВЛ. Все методы можно разделить на две группы: по параметрам аварийного режима и высокочастотные. Высокочастотные методы рассматривать не будем, поскольку их реализация требует установки большого количества дополнительного оборудования. Методы по параметрам аварийного режима могут быть реализованы с применением типовых устройств РЗА с помощью установки дополнительных измерительных преобразователей, а также при организации канала связи. Обобщенная классификация методов определения поврежденного участка КВЛ по параметрам аварийного режима приведена на рис. 1.

К токовым методам относятся: дифференциальный метод, основанный на организации продольной дифференциальной токовой защиты кабельного участка с передачей запрещающей команды АПВ в начало и конец ЛЭП с помощью волоконно-оптической линии связи [3]; и метод контроля тока в месте заземления экра-

нов кабелей, позволяющий определять повреждение кабельной вставки по факту увеличения тока в экране [4, 5]. Направленные методы реализуются за счет применения органов направления мощности, устанавливаемых по сторонам кабельного участка [6]. Токовые и направленные методы подразумевают установку дополнительного оборудования по сторонам кабельной вставки, а если она располагается на расстоянии от начала и конца ЛЭП, то еще и организацию канала связи. Поскольку зачастую длина кабельного участка невелика, а частота его повреждения намного ниже частоты повреждения воздушных участков, применение дополнительной аппаратуры может быть экономически нецелесообразным.



Рис. 1. Классификация методов определения поврежденного участка КВЛ по параметрам аварийного режима

Дистанционные методы предполагают определение поврежденного участка за счет применения измерительных органов (ИО) сопротивления, реализованных в микропроцессорных устройствах РЗА, подающих запрещающие или разрешающие команды [2, 7]. Принцип действия дистанционных методов иллюстрирует рис. 2.

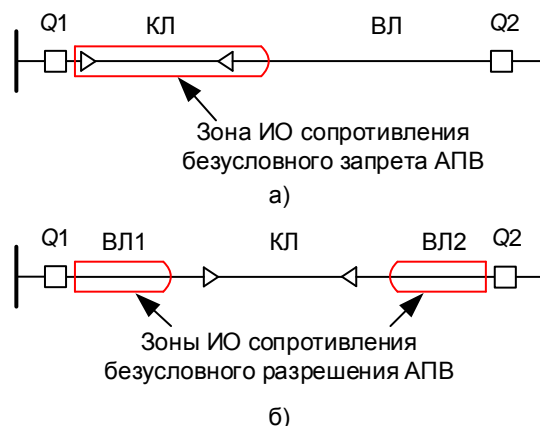


Рис. 2. Принцип действия дистанционного метода определения поврежденного участка: а – расположение кабельной вставки в начале ЛЭП; б – расположение кабельного участка на расстоянии от начала и конца ЛЭП

¹ Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 31 августа 2022 года № 884 «Об утверждении Методических указаний по технологическому проектированию линий электропередачи классом напряжения 35–750 кВ».

В случае расположения кабельного участка в начале ЛЭП (рис. 2,а) параметры срабатывания ИО сопротивления выбираются таким образом, чтобы характеристика срабатывания дополнительной ступени дистанционной защиты гарантированно охватывала кабельную вставку [7], т. е. расчетным условием является обеспечение требуемой чувствительности дистанционного ИО при КЗ в начале воздушного участка.

На КВЛ с кабельным участком, расположенным на расстоянии от начала и конца ЛЭП (рис. 2,б), ИО сопротивления не могут достоверно определить повреждение в конце воздушного участка, поэтому их параметры срабатывания определяются по условию отстройки от сопротивления на зажимах защиты при КЗ в конце воздушного участка КВЛ. Это позволяет исключить случаи подачи разрешающей команды при КЗ в начале кабельного участка, что гарантированно обеспечивает несрабатывание АПВ. Однако при такой настройке ИО сопротивления команда запрета АПВ будет сформирована при повреждениях, возникающих на части воздушных участков, близких к кабельной вставке.

В соответствии с вышесказанным, актуальной является задача разработки дистанционного метода определения поврежденного участка КВЛ, позволяющего однозначно идентифицировать КЗ на кабельной вставке путем функциональных изменений логики действия микропроцессорных устройств РЗА без установки дополнительного оборудования.

Материалы и методы. На КВЛ напряжением 110–500 кВ возможно возникновение однофазного КЗ, возникшего в результате пробоя изоляции между жилой и экраном кабеля или пробоя между экраном кабеля и его оболочкой [2]. Второй вид повреждения не приводит к возникновению больших токов, протекающих в первичной электрической сети, поэтому КВЛ возможно сохранить в работе. Однофазное КЗ наиболее опасно для кабеля, так как изоляция между жилой и экраном не способна восстановиться в бестоковую паузу и повторное включение на устойчивое повреждение приведет к еще большим разрушениям кабельного участка.

Наиболее важным фактором, определяющим эффективность применения дистанционного метода определения повреждения кабельного участка, является способ заземления экранов. Двустороннее заземление экранов кабелей напряжением 110 кВ и выше не рекомендовано по причине возникновения высокого тока, протекающего в замкнутом контуре экрана, что может привести к появлению больших активных потерь и разрушению изоляции. Наиболее частые способы заземления экранов кабелей напряжением 110–500 кВ – заземление экрана с одной стороны или в промежуточной точке на длине линии. Способы заземления экранов кабельных участков напряжением 110–500 кВ показаны на рис. 3.

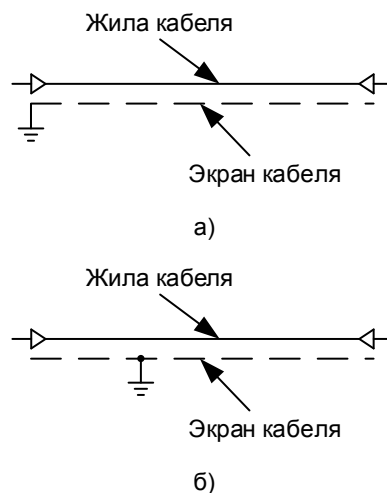


Рис. 3. Способы заземления экранов кабельных вставок КВЛ напряжением 110–500 кВ: а – заземление экрана в одной точке в начале кабельной вставки; б – заземление экрана в одной точке на расстоянии от начала кабельной вставки

Наличие заземления экрана в одной точке позволяет разработать эффективный метод определения повреждения кабельной вставки.

Поскольку единственный вид повреждения кабельного участка, сопровождающийся протеканием больших токов, – это пробой изоляции между жилой и экраном, для реализации дистанционного метода определения поврежденного участка может быть применен принцип, изложенный в [8, 9]. В основе принципа действия дистанционного ИО от однофазных КЗ на землю лежит способ определения сопротивления прямой последовательности (ПП), формирующегося на зажимах при возникновении однофазного КЗ на землю, с помощью компенсации составляющих нулевой последовательности (НП):

$$Z_3 = \frac{\dot{U}_\phi}{i_\phi + \frac{Z_{0уд} - Z_{1уд}}{Z_{1уд}} i_0}, \quad (1)$$

где \dot{U}_ϕ – напряжение поврежденной фазы; i_ϕ – сила тока в поврежденной фазе; i_0 – ток НП, протекающий через место измерения; $Z_{1уд}$ – комплексное значение удельного сопротивления ПП; $Z_{0уд}$ – комплексное значение удельного сопротивления НП.

Поскольку КВЛ состоит из нескольких участков, компенсацию токов нулевой последовательности следует выполнять с учетом их неоднородности, а также для исключения влияния сопротивления дуги в месте КЗ определение поврежденного участка должно производиться на основе анализа индуктивных сопротивлений. При этом следует различать удельные сопротивления ПП и НП кабельной

вставки в случае повреждения на ней и на воздушном участке.

В нормальном режиме и при однофазных КЗ на воздушных участках суммарное индуктивное сопротивление до места повреждения определяется эквивалентной глубиной возврата тока через землю (рис. 4).

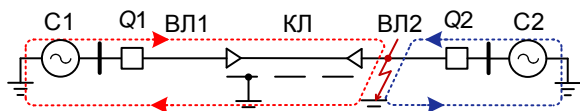


Рис. 4. Схема протекания тока от источников при однофазном КЗ на воздушном участке смешанной ЛЭП напряжением 110–500 кВ

В этих режимах по экрану кабеля ток не протекает. Однофазное КЗ на кабельной вставке приводит к резкому уменьшению индуктивного сопротивления кабельного участка, поскольку ток к месту заземления протекает не по эквивалентному проводнику в земле, расположенному на расстоянии около 1000 м², а по экрану кабеля (рис. 5).

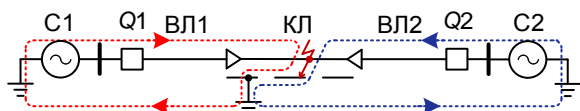


Рис. 5. Схема протекания тока от источников при однофазном КЗ на кабельном участке смешанной ЛЭП напряжением 110–500 кВ

Поврежденный участок кабеля может быть представлен коаксиальным проводником, индуктивность которого в первую очередь определяется толщиной изоляции между жилой и экраном. Так как толщина изоляции намного меньше эквивалентной глубины возврата тока через землю, индуктивное сопротивление ПП кабельного участка при повреждении на нем намного меньше его сопротивления при повреждении на воздушном участке, что может быть использовано для идентификации поврежденного участка смешанной ЛЭП. Так, для трехфазной линии, выполненной кабелями типа 2XS(FL)2Y-1x2500RMS/300-500 kV SUDKABEL GmbH, расположенными горизонтально на расстоянии 0,5 м друг от друга, при глубине залегания под землей, равной 1 м, на основе математического моделирования в программном комплексе PSCAD получены следующие эквивалентные параметры кабельной линии: удельное индуктивное сопротивление ПП при повреждении «жила–экран» 0,053 Ом/км; индуктивное сопротивление НП при повреждении «жила–экран» 0,053 Ом/км; индуктивное сопро-

тивление ПП при повреждении «жила–земля» 0,205 Ом/км; индуктивное сопротивление НП при повреждении «жила–экран» 1,71 Ом/км.

Результаты исследования. При организации кабельного захода в распределительное устройство напряжением 110–500 кВ экран кабеля заземляется со стороны подстанции. Качественная зависимость индуктивного сопротивления ПП, формирующегося в месте измерения, от расстояния до места КЗ на КВЛ представлена на рис. 6.

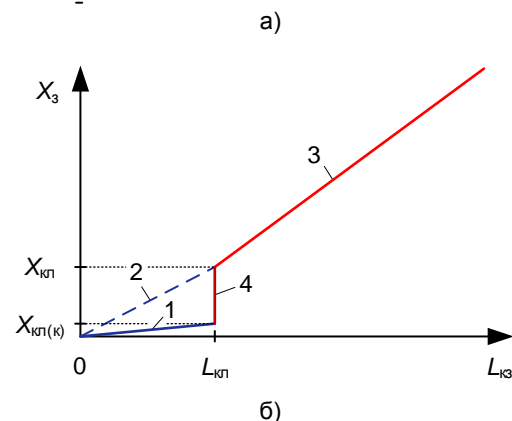
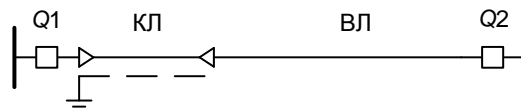


Рис. 6. Схема исследуемой КВЛ (а); зависимость замера индуктивного сопротивления ПП от расстояния до места повреждения КВЛ (б): X_3 – замер индуктивного сопротивления ПП; $X_{кп}$ – индуктивное сопротивление ПП кабельной вставки без повреждения на ней; $X_{кп(к)}$ – индуктивное сопротивление ПП кабельной вставки при повреждении на ней; $L_{кп}$ – длина кабельной вставки; $L_{кз}$ – расстояние до места повреждения

При повреждении на кабельной вставке замер пропорционален индуктивному сопротивлению ПП кабельного участка $X_{кп(к)}$, соответствующему отрезку 1 на рис. 6,б. При повреждении на воздушном участке КВЛ замер определяется индуктивным сопротивлением ПП кабельного участка $X_{кп}$ без повреждения на нем и сопротивлением воздушного участка до места повреждения (рис. 6,б, отрезки 2 и 3).

Благодаря разнице между сопротивлениями $X_{кп}$ и $X_{кп(к)}$ (рис. 6,б, отрезок 4) определение поврежденного участка КВЛ может быть реализовано путем правильного выбора параметров срабатывания ступени дистанционной защиты от однофазных КЗ в соответствии с условием обеспечения чувствительности к однофазному КЗ в конце кабельного участка:

$$X_{ио} \geq K_{зап} X_{кп(к)}, \quad (2)$$

где $K_{зап}$ – коэффициент запаса.

Коэффициент запаса $K_{зап}$ может быть принят равным 1,2 и при применении специ-

² Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110–750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.

альных алгоритмов цифровой обработки токов и напряжений может быть уменьшен, так как указанная ступень является дополнительной и не влияет на эффективность остальных защит.

На рис. 7 представлена зависимость индуктивного сопротивления ПП от расстояния до места повреждения с указанием зоны запрета АПВ дистанционным ИО с кабельным участком в начале КВЛ.

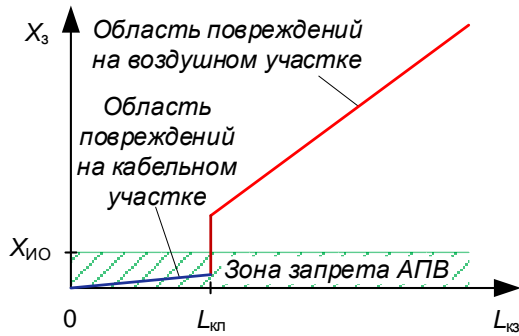


Рис. 7. Зависимость индуктивного сопротивления ПП от расстояния до места повреждения с указанием зоны запрета АПВ дистанционным ИО с кабельным участком в начале КВЛ

Если кабельная вставка расположена на расстоянии от начала и конца ЛЭП, то эффективность определения поврежденного участка с помощью дистанционного метода может быть осложнена по причине заземления экрана кабеля с одной из сторон. При одностороннем заземлении экрана кабеля (рис. 8) с помощью дистанционного ИО невозможно однозначно определить возникновение однофазного КЗ вблизи места перехода с воздушного участка ВЛ1 на кабельный КЛ.

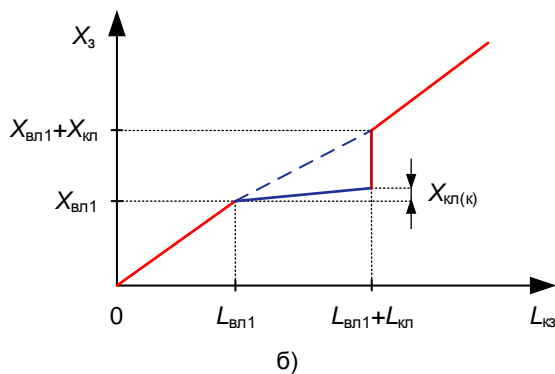
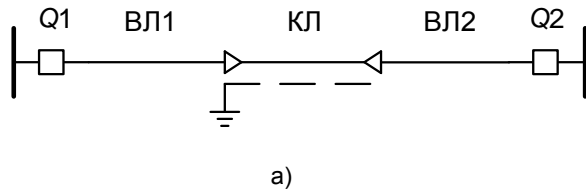


Рис. 8. Схема исследуемой КВЛ (а); зависимость замера индуктивного сопротивления ПП от расстояния до места повреждения КВЛ при расположении кабельной вставки на расстоянии от начала и конца КВЛ и одностороннем заземлении экрана кабеля (б)

По этой причине орган сопротивления, запрещающий действие АПВ, должен быть настроен таким образом, чтобы его сопротивление срабатывания было отстроено от однофазного КЗ в начале кабельной вставки:

$$X_{ИО1} \leq K_{отс} X_{вл1}, \quad (3)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, а также чтобы обеспечивалась чувствительность при однофазном КЗ в конце кабельного участка:

$$X_{ИО2} \geq K_{зап} (X_{вл1} + X_{кл(к)}). \quad (4)$$

Коэффициент отстройки $K_{отс}$ может быть принят равным 0,85 и увеличен при применении специальных алгоритмов цифровой обработки сигналов. На рис. 9 представлена зависимость индуктивного сопротивления ПП от расстояния до места повреждения с указанием зоны запрета АПВ в случае расположения кабельной вставки на расстоянии от начала и конца КВЛ.

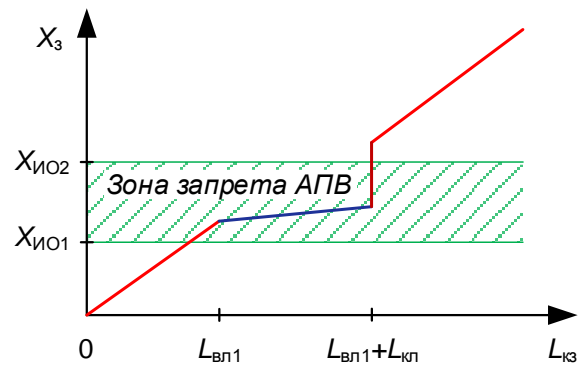


Рис. 9. Зависимость индуктивного сопротивления ПП от расстояния до места повреждения КВЛ при расположении кабельной вставки на расстоянии от начала и конца КВЛ и одностороннем заземлении экрана кабеля с указанием зоны запрета АПВ дистанционного ИО

Оптимальным местом заземления экрана кабеля КВЛ с точки зрения эффективности применения предложенного метода определения поврежденного участка является середина кабельной вставки (рис. 10). В этом случае индуктивные сопротивления срабатывания дистанционного ИО могут быть выбраны из условий отстройки от минимального индуктивного сопротивления на зажимах защиты при однофазном КЗ в начале кабельного участка

$$X_{ИО1} \leq K_{отс} (X_{вл1} + 0,5 X_{кл}) \quad (5)$$

и обеспечения требуемой чувствительности при однофазном КЗ в конце кабельного участка

$$X_{ИО2} \geq K_{зап} (X_{вл1} + 0,5 X_{кл} + X_{кл(к)}). \quad (6)$$

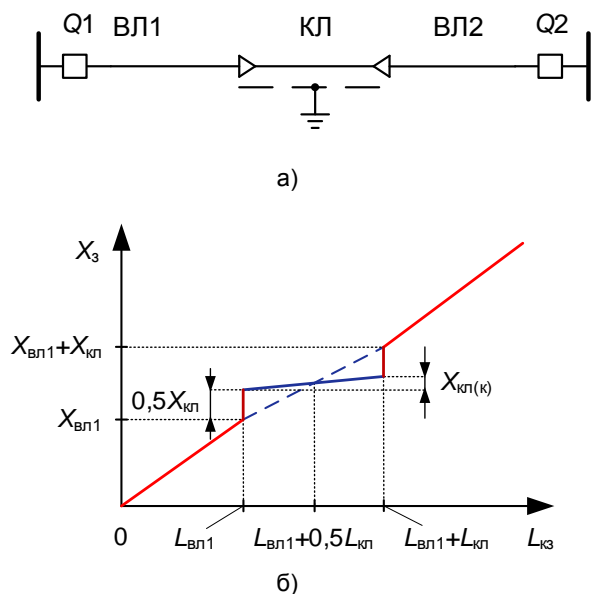


Рис. 10. Схема исследуемой КВЛ (а); зависимость замера индуктивного сопротивления ПП от расстояния до места повреждения КВЛ при расположении кабельной вставки на расстоянии от начала и конца КВЛ и заземлении экрана в середине кабельного участка (б)

На рис. 11 представлена зависимость индуктивного сопротивления ПП от расстояния до места повреждения с указанием зоны запрета АПВ в случае расположения кабельной вставки на расстоянии от начала и конца КВЛ с заземлением экрана в середине кабеля.

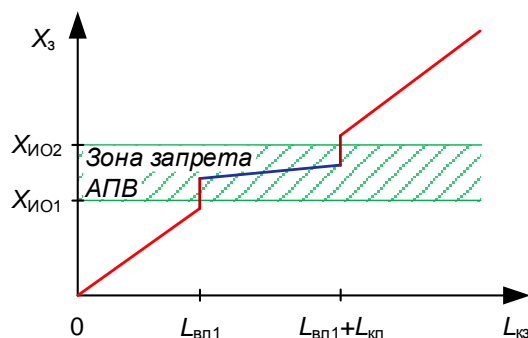


Рис. 11. Зависимость индуктивного сопротивления ПП от расстояния до места повреждения КВЛ при расположении кабельной вставки на расстоянии от начала и конца КВЛ и заземлении экрана в середине кабеля с указанием зоны запрета АПВ дистанционным ИО

Для верификации предложенного метода определения поврежденного участка в программном комплексе PSCAD разработана модель электрической сети напряжением 500 кВ, включающая в себя две питающих электро-энергетических системы и КВЛ (рис. 12).

Параметры и характеристики элементов исследуемой электрической сети представлены в таблице.

При моделировании ИО сопротивления со стороны системы 1 (см. таблицу) коэффициент компенсации токов НП был принят равным нулю по причине равенства удельных сопротивлений ПП и НП при однофазном КЗ, возникшем в результате пробоя изоляции между жилой и экраном кабеля. Со стороны системы 2 коэффициент компенсации был принят равным 0,647 в соответствии с удельными параметрами схемы замещения воздушного участка КВЛ.

Параметры и характеристики элементов электрической сети напряжением 500 кВ

Наименование элемента	Параметр	Значение / тип
System S1	$U_{ном}$	500 кВ
	φ	0°
	R	0,5 Ом
	X	5 Ом
System S2	$U_{ном}$	500 кВ
	φ	40°
	R	1 Ом
	X	10 Ом
Cable transmission line	Тип кабеля	2XS(FL)2Y-1x2500RMS/300-500 kV SUDKABEL GmbH
	Расстояние между центрами кабелей фаз	0,5 м
	Глубина прокладки кабелей	1 м
	Способ прокладки кабелей	Горизонтальный
	Длина	10 км
Overhead transmission line	Тип провода	AC 500/26
	Тип опор	У500Н-1+12
	Длина	50 км

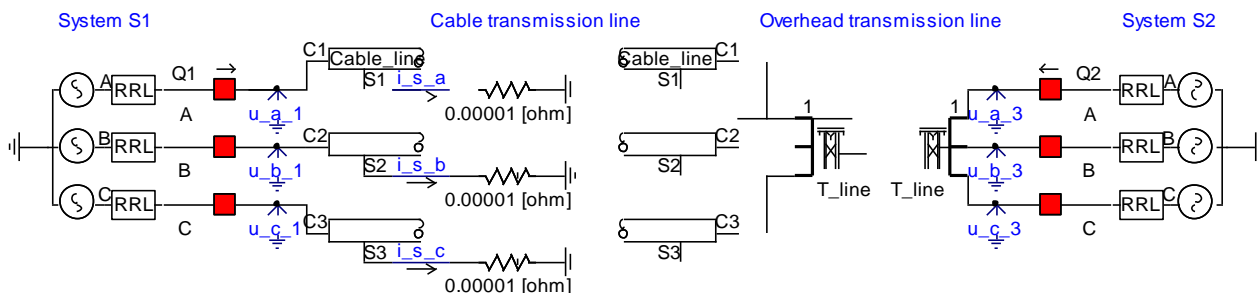


Рис. 12. Модель исследуемой электрической сети в программном комплексе PSCAD

В результате моделирования получены годографы (ИО1 и ИО2) комплексного сопротивления, измеряемого дистанционными ИО по сторонам КВЛ в зависимости от взаимного угла между электродвижущими силами (ЭДС) систем по сторонам линии (рис. 13, 14).

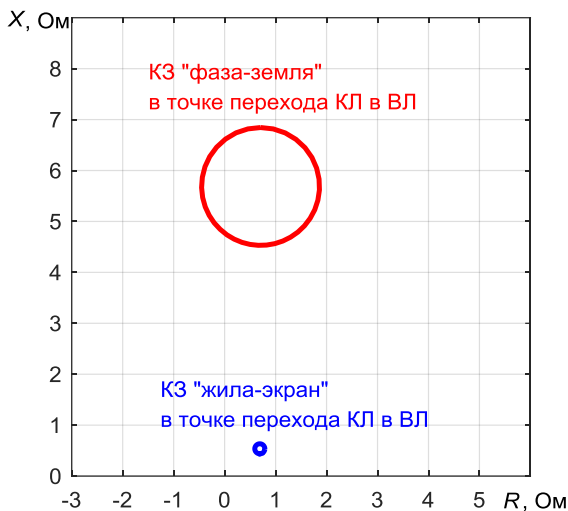


Рис. 13. Годограф комплексного сопротивления ИО1 при изменении угла между ЭДС систем 1 и 2 от 0 до 360 градусов

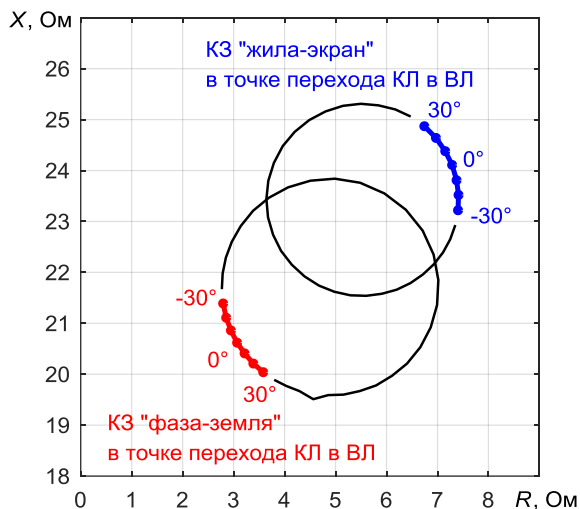


Рис. 14. Годограф комплексного сопротивления ИО2 при изменении угла между ЭДС систем 1 и 2 от 0 до 360 градусов

Для ИО1 годографы не пересекаются, что позволяет однозначно идентифицировать пробой изоляции между жилой и экраном кабеля и заблокировать действие АПВ. Минимальная разница между индуктивными сопротивлениями при различных видах КЗ составляет 4 Ом, что дает существенный запас при организации определения поврежденного участка КВЛ.

Годографы ИО2 при пробое изоляции между жилой и экраном и при однофазном КЗ на воздушном участке вблизи перехода КЛ в ВЛ пересекаются, однако в нормальном режиме

работы взаимный угол между ЭДС систем не превышает 30°, что позволяет определить область повреждений кабельной вставки и заблокировать действие АПВ.

Выводы. Разработанный дистанционный метод определения поврежденного участка КВЛ напряжением 110–500 кВ с односторонним и двусторонним питанием позволяет идентифицировать пробой изоляции между жилой и экраном кабеля. Метод предполагает применение цифровых дистанционных ИО, реагирующих на однофазные КЗ. Такие ИО реализованы во всех микропроцессорных устройствах РЗА ЛЭП напряжением 110 кВ и выше.

Ограничения применимости метода заключаются в его неэффективности при небольшой длине кабельной вставки по отношению к общей длине КВЛ. Дальнейшие исследования будут направлены на повышение эффективности дистанционного органа определения поврежденного участка при небольших длинах кабельной вставки.

Список литературы

1. **Овчинников В.В.** Автоматическое повторное включение. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 96 с. (Библиотека электромонтера; Вып. 587).
2. **Дмитриев М.В.** Кабельные линии высокого напряжения. – СПб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2021. – 688 с.
3. **Горячих А.Д.** Автоматическое повторное включение кабельно-воздушных линий с применением электронных оптических трансформаторов тока. Пилотный проект на ПС 220 кВ «Герцево». АО «ОЭК» // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2019. – № 1(52). – С. 116–118.
4. **Дмитриев М.В.** Автоматическое повторное включение на воздушно-кабельных линиях электропередачи 110–500 кВ // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2015. – № 1(28). – С. 68–73.
5. **Селективное** автоматическое повторное включение кабельно-воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше / В.Г. Алексеев, С.А. Арутюнов, С.В. Балашов и др. // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – № 3(48). – С. 94–101.
6. **Живых А.А., Кухарчук А.В.** Автоматическое повторное включение с функцией контроля состояния линии электропередачи // Автоматизированные системы управления и информационные технологии: материалы Всерос. науч.-техн. конф. В 2 т., Пермь, 09–11 июня 2020 г. – Пермь: Пермский нац. исслед. политех. ун-т, 2020. – С. 164–168.
7. **Давлетьшина А.М.** Организация релейной защиты и автоматики линий электропередачи с кабельным участком в начале линии // Тинчуринские чтения – 2021 «Энергетика и цифровая трансформация»: материалы Междунар. молодеж. науч. конф. В 3 т., Казань, 28–30 апреля 2021 г. – Казань: ООО ПК «Астор и Я», 2021. – С. 328–331.
8. **Goldsborough S.L., Smith R.M.** A new distance ground relay // Transactions of the American Institute of Electrical Engineers. – 1936. – Vol. 55, No. 6. – P. 697–703.

9. Аржанников Е.А. Дистанционный принцип в релейной защите и автоматике линий при замыканиях на землю. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 176 с.

References

1. Ovchinnikov, V.V. *Avtomaticheskoe povtornoie vklyuchenie* [Autoreclosing]. Moscow: Energoatomizdat, 1986. 96 p.

2. Dmitriev, M.V. *Kabel'nye linii vysokogo napryazheniya* [High-voltage cable lines]. Saint-Petersburg: POLITEKh-PRESS, 2021. 688 p.

3. Goryachikh, A.D. Avtomaticheskoe povtornoie vklyuchenie kabel'no-vozdushnykh liniy s primeneniem elektronnykh opticheskikh transformatorov toka. Pilotnyy proekt na PS 220 kV «Gertsevo». AO «OEK» [Autoreclosing of cable-overhead lines using electronic optical current transformers. Pilot project at the 220 kV Herzevo substation. JSC UEK]. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie*, 2019, no. 1(52), pp. 116–118.

4. Dmitriev, M.V. Avtomaticheskoe povtornoie vklyuchenie na vozdushno-kabel'nykh liniyakh elektroperedachi 110–500 kV [Autoreclosing on overhead cable power transmission lines 110–500 kV]. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie*, 2015, no. 1(28), pp. 68–73.

5. Alekseev, V.G., Arutyunov, S.A., Balashov, S.V., Erokhin, E.Yu., Il'in, M.D., Mitrofanov, N.N., Nudel'man, G.S., Sdobin, A.V., Smekalov, V.V., Shapeev, A.A. Selektivnoe avtomaticheskoe povtornoie vklyuchenie kabel'no-vozdushnykh liniy elektroperedachi napryazheniem 110 kV i vyshe [Selective autoreclosing of cable-overhead power transmission lines with a voltage of

110 kV and higher]. *Elektroenergiya. Peredacha i raspredelenie*, 2018, no. 3(48), pp. 94–101.

6. Zhiviykh, A.A., Kukharchuk, A.V. Avtomaticheskoe povtornoie vklyuchenie s funktsiyey kontrolya sostoyaniya linii elektroperedachi [Autoreclosing with the function of monitoring the state of the power line]. *Materialy Vserossiyskoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii "Avtomatizirovannye sistemy upravleniya i informatsionnye tekhnologii"*. V 2 t., Perm', 09–11 iyunya 2020 g. [Proceedings of All-Russian scientific and technical conference, in 2 vols., Perm, June 9–11, 2020]. Perm': Permskiy natsional'nyy issledovatel'skiy politekhnicheskii universitet, 2020, pp. 164–168.

7. Davletshina, A.M. Organizatsiya releynoy zashchity i avtomatiki liniy elektroperedachi s kabel'nyim uchastkom v nachale linii [Organization of relay protection and automation of power transmission lines with a cable section at the beginning of the line]. *Materialy Mezhdunarodnoy molodezhnoy nauchnoy konferentsii «Energetika i tsifrovaya transformatsiya» (Tinchurinskie chteniya – 2021)*. V 3 t., Kazan', 28–30 aprelya 2021 g. [Proceedings of international youth scientific conference Tinchurin Readings – 2021 "Energy and Digital Transformation". In 3 vols., Kazan, April 28–30, 2021]. Kazan': OOO PK «Astor i Ya», 2021, pp. 328–331.

8. Goldsborough, S.L., Smith, R.M. A new distance ground relay. *Transactions of the American Institute of Electrical Engineers*, 1936, vol. 55, no. 6, pp. 697–703.

9. Arzhannikov, E.A. *Dstantsionnyy printsip v releynoy zashchite i avtomatike liniy pri zamykaniyakh na zemlyu* [Distance principle in relay protection and automation of lines during ground faults]. Moscow: Energoatomizdat, 1985. 176 p.

УДК 621.311

Юрий Дмитриевич Кутумов

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», кандидат технических наук, доцент кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами, Россия, Иваново, e-mail: kutumov97@mail.ru

Максим Игоревич Цветков

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», студент кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами, Россия, Иваново, e-mail: maximtzv3tkov@yandex.ru

Исследование влияния бросков намагничивающего тока трансформаторов на устойчивость функционирования измерительных органов релейной защиты в целях совершенствования методик выбора их уставок

Авторское резюме

Состояние вопроса. Броски тока намагничивания трансформаторов возникают в электрических сетях 0,4–750 кВ при подключении трансформатора к сети (оперативных переключениях, опробовании и пр.). Броски тока намагничивания сопровождаются резким увеличением действующего значения тока, протекающего через трансформатор/иные энергообъекты, его питающие, что может быть причиной ложных срабатываний устройств релейной защиты. Для исключения таких неправильных срабатываний при возникновении бросков тока намагничивания в устройствах релейной защиты предпринимается ряд мер расчетного, конструктивного или алгоритмического характера. Мероприятия по отстройке от бросков тока намагничивания, связанные с применением расчетных методик, базируются на выражениях из Руководящих указаний по релейной защите, полученных еще в 1970-е гг. для электромеханических реле. В связи с этим основной целью настоящего исследования является проверка функционирования цифровых измерительных органов различного типа при бросках тока намагничивания и обоснование актуальности применения существующих расчетных выражений.

Материалы и методы. Исследование переходных и установившихся режимов при бросках тока намагничивания и оценка устойчивости функционирования измерительных органов релейной защиты различных типов осуществлены с применением методов имитационного моделирования в программном комплексе Matlab.

Результаты. Исследованы количественные параметры и характеристики бросков тока намагничивания трансформаторов на примере ЛЭП с ответвлением. Получены диаграммы, иллюстрирующие характер изменения различных компонентов бросков тока намагничивания и характер изменения замеров цифровых измерительных органов различных типов при появлении бросков тока намагничивания. Дана оценка актуальности применения известных расчетных выражений в условиях широкого распространения микропроцессорных защит.

Выводы. Полученные результаты дают возможность сделать выводы о целесообразности применения ряда существующих расчетных выражений для выбора параметров настройки токовых и дистанционных защит ЛЭП/трансформаторов в современных условиях и могут быть использованы для упрощения процесса параметрирования указанных защит.

Ключевые слова: силовой трансформатор, устойчивость функционирования измерительных органов, бросок тока намагничивания, цифровые измерительные органы

Yuri Dmitrievitch Kutumov

Ivanovo State Power Engineering University, Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of the Department of Automatic Control of Electric Power Systems, Russia, Ivanovo, e-mail: kutumov97@mail.ru

Maxim Igorevich Tsvetkov

Ivanovo State Power Engineering University, bachelor degree student of the Department of Automatic Control of Electric Power Systems, Russia, Ivanovo, e-mail: maximtzv3tkov@yandex.ru

Study of the influence of transformer magnetizing current inrush on the operation stability of measuring elements of relay protection with the purpose of improving the methods of selecting their settings

Abstract

Background. Transformer magnetization current inrush (MCI) occurs in 0,4–750 kV electrical networks when connecting a transformer to the network (during operational switching, testing, etc.). MCI is accompanied by a sharp increase

in the r.m.s. value of the current which flows through the transformer / other power facilities supplying it, which can be the cause of incorrect relay protection operation. To eliminate such incorrect operation when MCI occurs, a number of measures of a calculation, design or algorithmic nature are taken in relay protection devices. Measures for tuning out MCI which are associated with the use of calculation methods, however, are based on expressions from the Guidelines for Relay Protection obtained back in the 1970s for electromechanical relays. The main objective of this work is to check the functioning of digital measuring devices of various types in MCI and to justify the relevance/lack of relevance of the use of the mentioned calculation expressions.

Materials and methods. For study of transient and steady-state modes during MCI, and for assessment of the operation stability of relay protection measuring elements of various types, simulation study in Matlab software was used.

Results. The quantitative parameters and characteristics of transformer MCI are studied with the usage of a power transmission line with a transmission branch switched from one side. Diagrams which illustrate the nature of the change in various components of the MCI and the nature of the change in measurements of digital measuring devices of various types when the MCI appears are obtained. An assessment of the relevance of using known calculation expressions in the conditions of widespread use of microprocessor protection is given.

Conclusions. The obtained results make it possible to draw conclusions about the advisability of using a number of calculation expressions for setting calculation for overcurrent and distance protection of power transmission lines/transformers in modern conditions and make it possible to simplify the process of parameter setting the specified protection devices.

Key words: power transformer, magnetization current inrush, digital measuring devices, relay protection, operational stability

DOI: 10.17588/2072-2672.2025.4.028-037

Введение. Броски тока намагничивания (БТН) трансформаторов возникают в электрических сетях 0,4–750 кВ при подключении ненагруженного трансформатора к сети (оперативных переключениях, опробовании и пр.) (рис. 1).

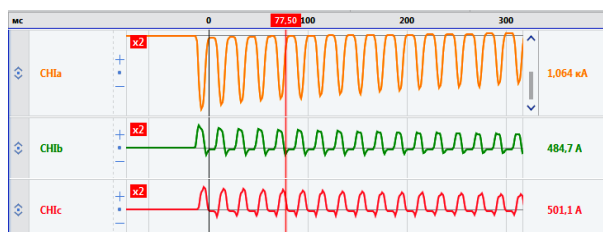


Рис. 1. Кривые броска намагничивающего тока в фазах автотрансформатора напряжением 500/220 кВ

Для обеспечения несрабатывания устройств релейной защиты (РЗ) при возникновении БТН предпринимается ряд мер расчетного, конструктивного или алгоритмического характера.

Алгоритмические способы отстройки от броска тока намагничивания включают в себя использование преобразования Фурье, введение блокировки по второй гармонике (в микропроцессорных устройствах релейной защиты) и пр.¹

Конструктивные мероприятия применяются в устройствах защиты трансформаторов (реже – ЛЭП) на электрохимической и микроэлектронной элементной базе. Так, например, в реле РНТ-565 и ДЗТ-11 используется быстронасыщающийся трансформатор, кото-

рый позволяет автоматически загружать указанные реле при появлении апериодической составляющей (0-й гармоники) в однополярном БТН [1, 2].

В микроэлектронном реле ДЗТ-21 для отстройки дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) от БТН используется время-импульсный способ, который заключается в преобразовании кривой токов в плечах трансформатора в последовательность импульсов, длительность которых в начале процесса будет различаться (при БТН длительность таких импульсов будет меньше, чем при токе КЗ/нагрузочных режимах) [3].

Расчетные способы отстройки от БТН основаны на оценке его величины (либо на оценке величины его оставшихся после применения преобразования Фурье компонент) и последующем выборе уставок защит такой величины, при которой измерительные органы таких защит срабатывать не будут.

Отметим, что, несмотря на появление БТН в трансформаторах (иногда – в двигателях), данный режим может оказывать существенное влияние и на защиты ЛЭП (их отдельные органы), которые обеспечивают питание указанных трансформаторов.

Цель и задачи исследования. В настоящее время известны работы [4, 5], в которых дана оценка величины БТН трансформаторов, а также приводятся расчетные выражения для определения их параметров и характеристик, которые стали основой для соответствующих разделов Руководящих указаний по релейной защите², где описаны расчетные выражения для отстройки токовых и дистанционных измерительных органов от БТН по параметру

¹ Шкаф дистанционной и токовой защиты линии ШЭ2607 021(021021). Руководство по эксплуатации ЭКРА.656453.902 РЭ (021_400 от 25.06.2020) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ekra.ru/upload/iblock/549/%D0%A0%D0%AD%20%D0%A8%D0%AD2607%20021_400.pdf [Дата обращения 15.05.2025].

² Руководящие указания по релейной защите. Вып. 09. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий 110–330 кВ. – М.: Энергия, 1972. – 115 с.

срабатывания (причем эти выражения позволяют учесть тип стали и тип включения выключателя – однофазное, двухфазное, трехфазное включение). Очевидно, что указанные расчетные выражения актуальны для электромеханических реле, которые анализируют полный спектр электрической величины (тока, напряжения).

Тем не менее часть расчетных выражений³ в настоящее время используется при выборе параметров настройки защит на микропроцессорной элементной базе⁴, в которых применяются алгоритмические способы отстройки от БТН и гармонических составляющих, входящих в его состав. Наиболее очевидным способом является преобразование Фурье. При этом использование указанных расчетных выражений предполагается как для дистанционных защит / их измерительных органов⁵, так и для токовых защит⁶.

Учитывая вышеуказанное, актуальным является исследование влияния БТН трансформаторов на устойчивость функционирования измерительных органов релейной защиты в целях совершенствования методик выбора их уставок и возможного исключения ряда излишних расчетных выражений.

В связи с поставленной целью необходимо решить следующие задачи:

- 1) исследовать количественные параметры и характеристики БТН;
- 2) изучить влияние БТН на устойчивость функционирования измерительных органов:
 - междуфазных токовых отсечек ЛЭП 110–220 кВ;
 - токовых защит нулевой последовательности ЛЭП 110–750 кВ;
 - сопротивления дистанционных защит ЛЭП 110–750 кВ.

При этом исследованию и последующему аналитическому сравнению будут подвергнуты:

- замеры цифровых измерительных органов, основанных на применении преобразования Фурье;

- замеры цифровых измерительных органов, основанных на применении алгоритмов, анализирующих полный гармонический спектр электрической величины;

- замеры измерительных органов релейной защиты, полученные на основе расчетных выражений из [4, 5].

Методы исследования. Исследование переходных режимов при БТН и оценка устойчивости функционирования измерительных органов различных защит проведены с использованием имитационного моделирования в программном комплексе Matlab.

Верификация модели трансформатора для исследования БТН в программном комплексе Matlab выполнена путем сравнения токов при БТН в фазах трансформатора с результатами осциллографирования аварийного события, связанного с опробованием шинного моста (ШМ) Т-1 ПС 220 кВ Вичуга (рис. 2) при его опробовании со стороны ПС 220 кВ Вичуга в феврале 2025 г. Сопротивление питающей энергосистемы рассчитано в программном комплексе АРУ РЗА путем эквивалентирования относительно опробуемого шинного моста:

$$Z_{1c} = 1,166 + j4,256 \text{ Ом};$$

$$Z_{0c} = 0,461 + j4,155 \text{ Ом}.$$

Сопротивление ШМ составляет:

$$Z_{1n} = 0,34 + j0,82 \text{ Ом};$$

$$Z_{0c} = 0,81 + j2,88 \text{ Ом}.$$

Длина ШМ – 2,09 км, трансформатор – Т-1 типа ТДТН-40000/110.

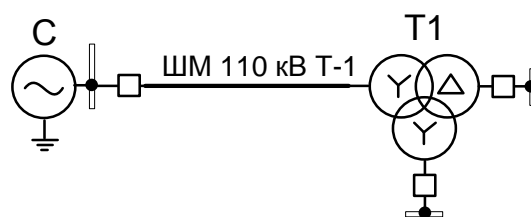


Рис. 2. Схема ШМ 110 кВ Т-1 ПС 220 кВ Вичуга

Результаты сравнения осциллограмм токов при БТН (рис. 3) показали высокую степень сходимости, из чего следует значительный уровень достоверности модели в программном комплексе Matlab, основанной на применении модели трансформатора с заданной пользователем кривой намагничивания электротехнической стали Э330 (рис. 4).

³ Руководящие указания по релейной защите. Вып. 09. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий 110–330 кВ. – М.: Энергия, 1972. – 115 с.

⁴ Стандарт ОАО «СО ЕЭС» (СТО 56947007-29.120.70.032-2008) «Методические указания по выбору параметров срабатывания дифференциально-фазной и высокочастотной микропроцессорных защит сетей 220 кВ и выше, устройств АПВ сетей 330 кВ и выше производства ООО «НПП «ЭКРА»». Утвержден и введен в действие 12.07.2011 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.soups.ru/fileadmin/files/laws/standards/STO_parameter_choice.pdf [Дата обращения 31.10.2024]; Методические указания по расчету и выбору параметров настройки дистанционных защит линий электропередачи 110 кВ и выше. Утверждены распоряжением АО «СО ЕЭС» от 17.08.2021 № 89р. – М.: АО «СО ЕЭС», 2021. – 295 с.

⁵ Там же.

⁶ Методические указания по расчету и выбору параметров настройки резервных токовых защит линий электропередачи 110 кВ и выше. Утверждены распоряжением АО «СО ЕЭС» от 10.05.2023 № 61р. – М.: АО «СО ЕЭС», 2023. – 289 с.

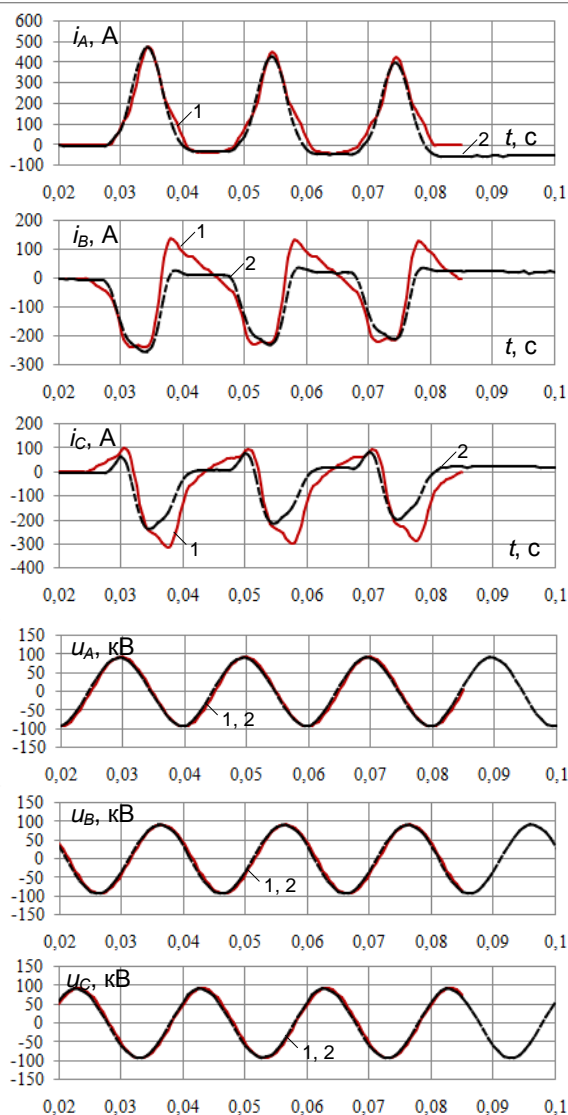


Рис. 3. Осциллограммы токов при БТН (фаза А): 1 – по результатам имитационного моделирования в Matlab; 2 – по результатам анализа аварийной осциллограммы

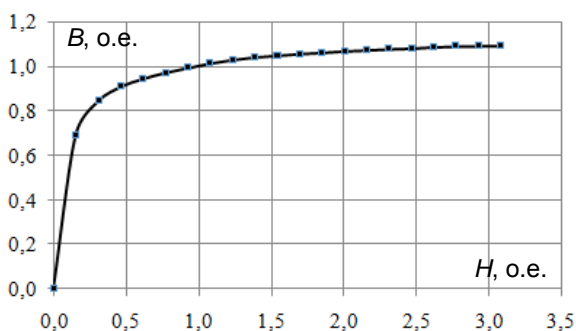


Рис. 4. Кривая намагничивания электротехнической стали Э330, используемая при моделировании в Matlab

Исследование количественных параметров и характеристик БТН и их влияния на функционирование измерительных органов защит выполнено для схемы сети на рис. 5, включающей в

себя эквивалентную энергосистему, проведено относительно опробуемой ЛЭП:

$$Z_{1c} = 0,487 + j2,611 \text{ Ом};$$

$$Z_{0c} = 0,369 + j2,712 \text{ Ом}.$$

Участок ЛЭП до трансформатора ответвления имеет длину 17 км, провод АС-240/32, опора типа ПС110-2 и непосредственно трансформатор ответвления ПС 110 кВ Залесье ТДН-16000/110.

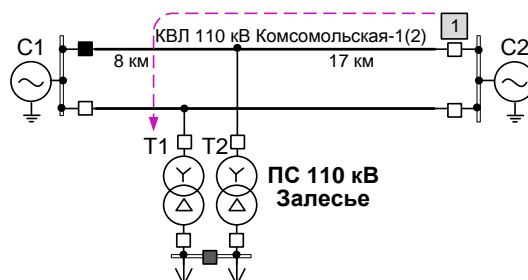


Рис. 5. Схема исследуемого участка сети

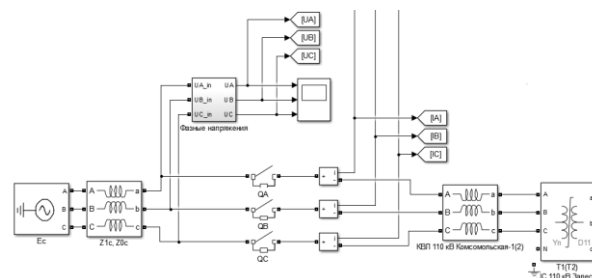


Рис. 6. Модель опробуемой ЛЭП и трансформатора ПС 110 кВ Залесье в программном комплексе Matlab

Исследование проведено с учетом влияния на БТН следующих факторов:

- изменения сопротивления эквивалентной системы;
- изменения длины ЛЭП до трансформатора ответвления;
- типа включения;
- режима заземления нейтрали;
- фазы включения;
- влияния нагрузки трансформатора.

По результатам исследования сделаны следующие выводы.

При увеличении сопротивления системы Z_{1c} , Z_{0c} пропорционально уменьшается действующее значение тока БТН во всех фазах. При увеличении длины ЛЭП уменьшается действующее значение тока во всех фазах, а постоянная времени затухания БТН растет, что связано с увеличением активного сопротивления контура, по которому протекает БТН.

При трехфазном включении значение тока в одной фазе более чем в два раза превышает значение тока в двух других фазах, причем в двух других фазах значения тока по модулю совпадают (рис. 7). Значения токов БТН преимущественно однополярны (в большинстве случаев при большем диапазоне фазы включения).

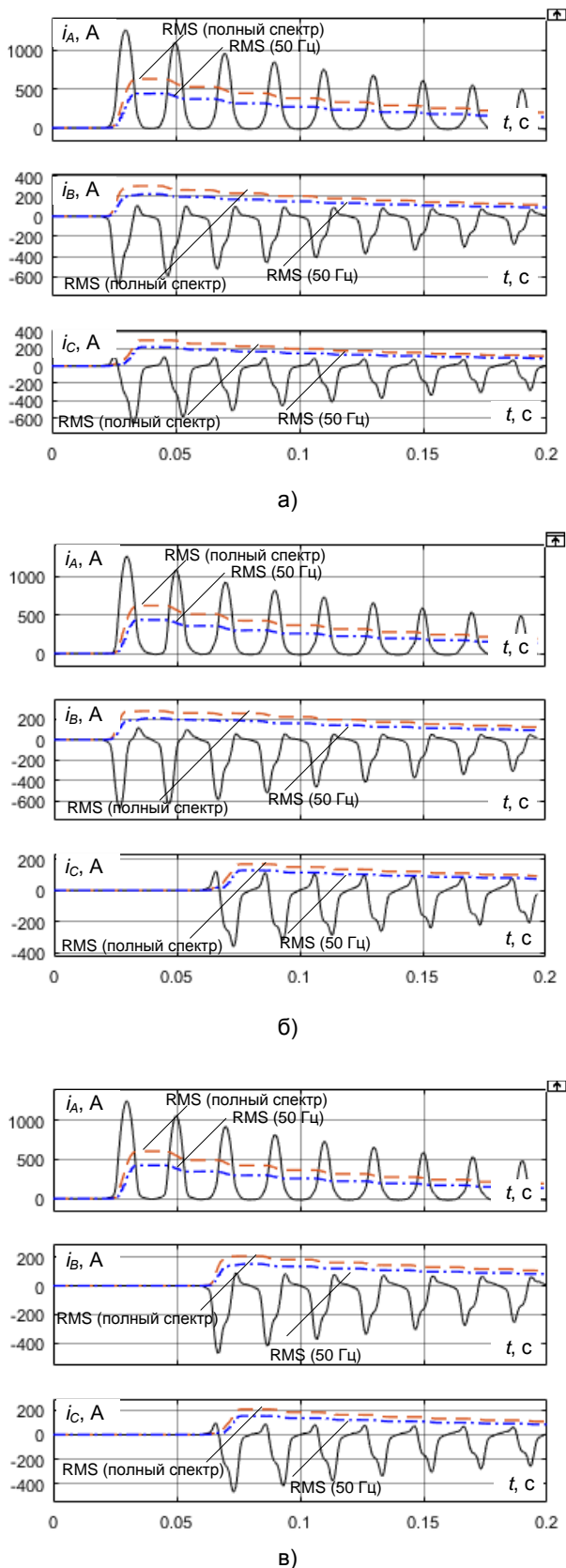


Рис. 7. Осциллограммы, отражающие влияние различных типов включения на параметры и характеристики БТН: а – трехфазное; б – двухфазное; в – однофазное

Режим заземления нейтрали трансформатора ответвления в значительной степени влия-

ет на параметры БТН. При заземленной нейтрали как действующее значение тока, так и действующее значение его составляющей 50 Гц увеличивается по сравнению с режимом, когда нейтраль не заземлена (рис. 8).

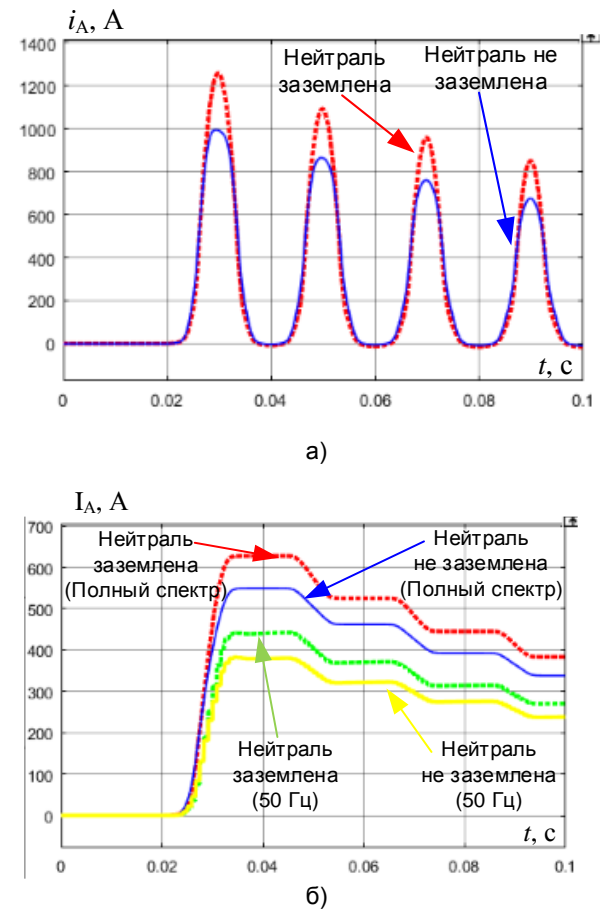


Рис. 8. Осциллограммы, иллюстрирующие влияние режима заземления нейтрали трансформатора на параметры и характеристики БТН (тип включения – трехфазное; токи фазы А): а – мгновенные значения токов; б – действующие значения токов

Установлено, что фаза включения играет определяющую роль. В момент включения трансформатора наибольшее значение тока наблюдается в фазе, в которой мгновенное значение напряжения в этот момент переходит через нуль (рис. 9, фаза А). Исходя из этого, можно утверждать, что замеры дистанционных измерительных органов при БТН будут обладать наименьшим (наиболее определяющим) значением именно при такой фазе включения (когда ток наибольший), так как напряжение при БТН сохраняет свои амплитудные и частотные (синусоидальные) характеристики.

При фазе включения, соответствующей максимуму напряжения подключаемого фазного провода, ток БТН становится двухполярным.

Результаты моделирования также показали, что нагрузка трансформатора ответвления практически не влияет на параметр мгновенного значения тока в фазе (рис. 10).

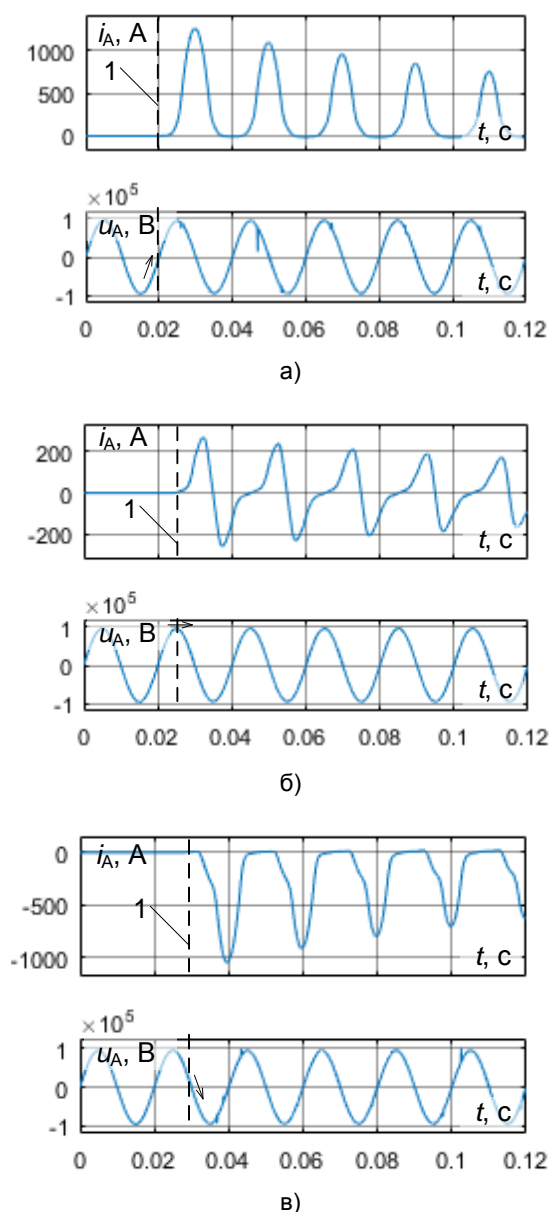


Рис. 9. Осциллограммы, иллюстрирующие влияние фазы включения на полярность (и на величину) тока БТН: а – $t_{\text{вкл}} = 0,02$ с; б – $t_{\text{вкл}} = 0,025$ с; в – $t_{\text{вкл}} = 0,028$ с

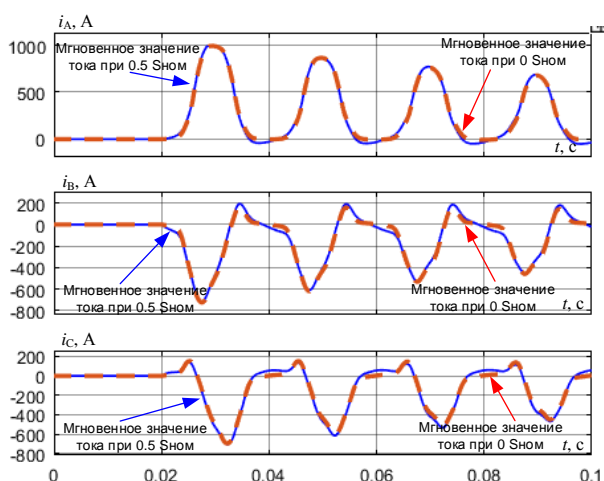


Рис. 10. Осциллограммы, иллюстрирующие влияние нагрузки трансформатора на БТН

Имитационная модель системы цифровой обработки сигналов тока и напряжения включала в себя:

- антиалиазинговый фильтр с частотой среза, равной $0,5f_d$ (f_d – частота дискретизации);
- алгоритм формирования вектора, в котором формируются действительная $\text{Re}(\underline{U})$ и мнимая $\text{Im}(\underline{U})$ части вектора, а также амплитуда выбранной гармонической составляющей вектора U и его фаза $\angle U$;
- модели цифровых измерительных органов согласно [6, 7];
- иные вспомогательные компоненты.

Вектор на основе преобразования Фурье, позволяющий получить первую гармоническую составляющую – 50 Гц, рассчитывался на основе выражения

$$\begin{aligned} \dot{U}_k &= \text{Re}(\dot{U}_k) + j \cdot \text{Im}(\dot{U}_k) = \sum_{n=0}^{N-1} u_n e^{-\frac{2\pi j}{N} kn} = \\ &= \sum_{n=0}^{N-1} u_n \left[\cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) - j \cdot \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \right], \end{aligned} \quad (1)$$

где $k = 0, \dots, N-1$ – индекс выбранной для анализа (фильтрации) гармонической составляющей; N – число выборок на период; u_n – отдельные выборки исследуемого сигнала; U_k – вектор k -й гармоники исследуемого сигнала.

Вектор, позволяющий анализировать полный спектр исследуемых токов и напряжений, основан на алгоритме двух соседних выборок:

$$\dot{U}_k = \left(\frac{N}{2\pi} + j \right) u_n - \frac{N}{2\pi} u_{n-1}. \quad (2)$$

Изучение влияния БТН на устойчивость функционирования измерительных органов междуфазных токовых отсечек (МФТО) ЛЭП 110–220 кВ. Ток срабатывания МФТО, реагирующей на фазные токи, выбирается по следующим расчетным выражениям⁷:

- для трехфазного включения

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{C_1 U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} (x_{\text{с1}} + x_{\text{тр.экв}}^{(3)})}; \quad (3)$$

- для однофазного включения

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{C_1 \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с1}} + x_{\text{тр.экв}}^{(1)})}; \quad (4)$$

- для двухфазного включения

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{C_2 \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с1}} + x_{\text{тр.экв}}^{(1)})}; \quad (5)$$

где $C_1 = 0,84$; $C_2 = 0,68$; $x_{\text{с1}}$ – сопротивление питающей энергосистемы прямой последовательности; $U_{\text{ном}} = 115$ кВ – линейное напряжение;

⁷ Руководящие указания по релейной защите. Вып. 09. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий 110–330 кВ. – М.: Энергия, 1972. – 115 с.

ние питающей энергосистемы; $x_{\text{тр.экв.}}^{(1)}$, $x_{\text{тр.экв.}}^{(3)}$ – сопротивления трансформатора и питающей его ЛЭП в условиях существования БТН, о.е.:

$$x_{\text{тр.}^*}^{(3)} = 12,7 + u_{k^*}; \quad (6)$$

$$x_{\text{тр.}^*}^{(1)} = \frac{12,7 + u_{k^*}}{1,35}. \quad (7)$$

В силу того что одним из расчетных условий выбора тока срабатывания МФТО является отстройка от трехфазного КЗ на шинах противоположной и «своей» подстанции, в сетях 110–220 кВ указанная уставка в среднем находится в диапазоне от 1000 до 9000 А (если происходит измерение фазных токов).

Исследование замеров измерительных органов в программном комплексе Matlab проведено при различных типах включения (трехфазное, двухфазное, однофазное).

Осциллограммы действующих значений фазных токов, их относительных начальных фаз и действующих значений разности фазных токов получены с применением преобразования Фурье (рис. 11) и алгоритма, основанного на анализе полного спектра токов БТН (рис. 12).

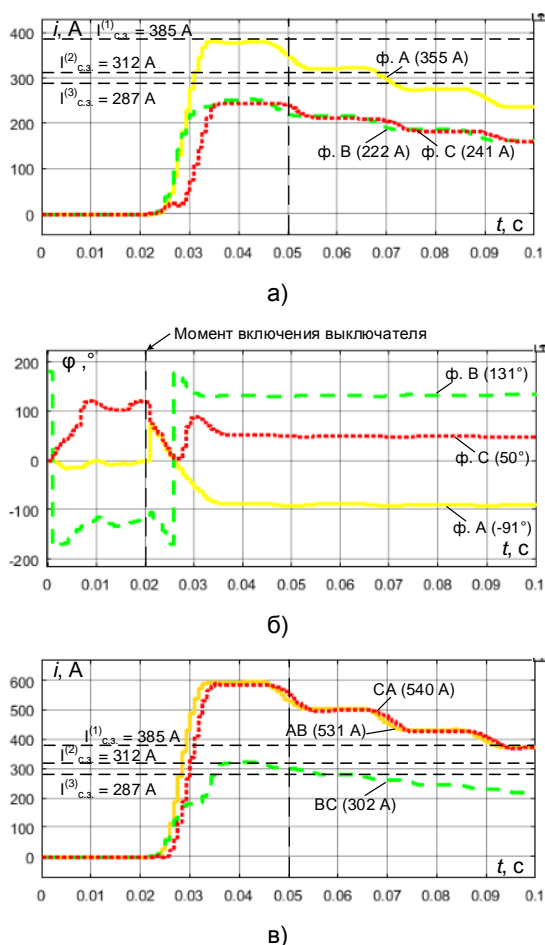


Рис. 11. Результаты расчета электрических величин при БТН (трехфазное включение, алгоритм на основе преобразования Фурье)

Анализ результатов моделирования БТН (рис. 8, 11, 12) показывает, что действующее значение фазного тока при БТН не превышает 600–700 А даже в наиболее неблагоприятных условиях.

Учитывая фильтрующие свойства алгоритма на основе преобразования Фурье, МФТО, отстроенная от длительно допустимых токовых нагрузок ЛЭП (ДДТН), находящихся в диапазоне от 300 до 1000 А для сталеалюминиевых проводов АС-70...АС-400, надежно отстраивается и от БТН.

В связи с этим условия отстройки по выражениям (3)–(5)⁸ целесообразно применять только в случае, если МФТО нормально выведена из работы и вводится только при опробовании ЛЭП. Такое наблюдается (в энергосистемах Ивановской и Костромской обл., в частности), если МФТО не обладает чувствительностью к КЗ вблизи места установки защиты в режиме, когда защищаемая ЛЭП включена с обеих сторон.

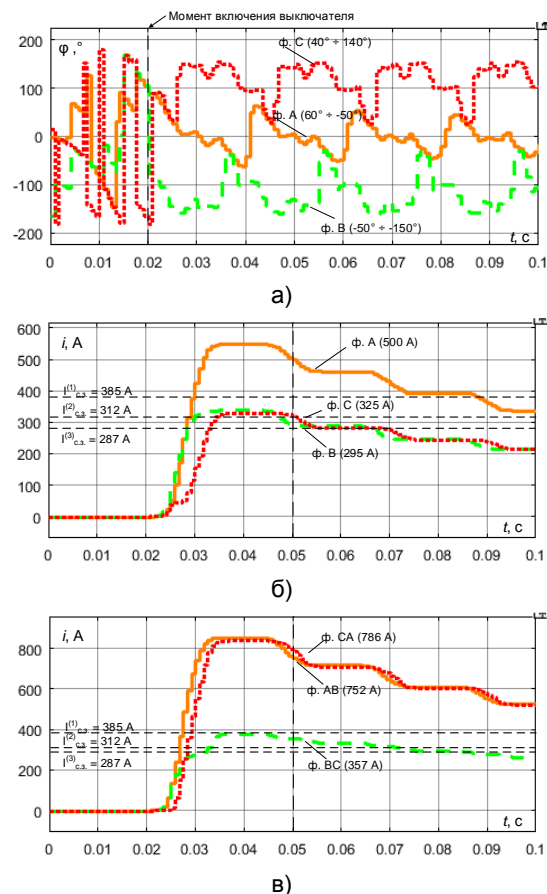


Рис. 12. Результаты расчета электрических величин при БТН (трехфазное включение, алгоритм на основе анализа полного спектра)

Следует иметь в виду, что расчетные условия по выражениям (3)–(5) актуальны только для МФТО, измеряющих фазные токи.

⁸ Методические указания по расчету и выбору параметров настройки резервных токовых защит линий электропередачи 110 кВ и выше. Утв. распоряжением АО «СО ЕЭС» от 10.05.2023 № 61р. – М.: АО «СО ЕЭС», 2023. – 289 с.

В силу искажения фазовых соотношений между фазными токами при БТН (рис. 13), выражения (3)–(5) не могут дать объективного результата расчета уставки пускового токового органа, реагирующего на разности фазных токов. Кроме этого, следует понимать, что указанные фазовые и амплитудные соотношения при всех типах включения делают разности фазных токов при БТН ($I_A - I_B$), ($I_B - I_C$), ($I_C - I_A$) меньше, чем значение $\sqrt{3} \cdot \max(I_A; I_B; I_C)$, что также говорит в пользу исключения указанного расчетного условия из перечня обязательных.

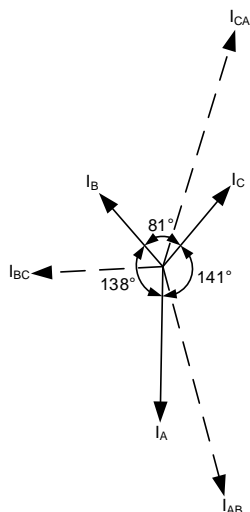


Рис. 13. Векторная диаграмма, иллюстрирующая искажения фазовых соотношений между фазными токами при БТН

Изучение влияния БТН на устойчивость функционирования измерительных органов токовых защит нулевой последовательности ЛЭП 110–750 кВ. Если нейтраль трансформатора заземлена, то в момент включения трансформатора возникает ток нулевой последовательности (рис. 14).

Ток срабатывания ТЗНП по условию отстройки от БТН выбирается по расчетному выражению⁹

$$I_{0с.з} = \frac{C_5 U_{ном}}{\sqrt{3} (x_{с1} + x_{тр.экв}^{(1)})}, \quad (8)$$

где $C_5 = 0,84$; $x_{с1}$, $x_{тр.экв}^{(1)}$ – то же, что и в выражениях (3)–(5).

Анализ полученных результатов (рис. 14) показывает, что измерительный орган тока нулевой последовательности как на основе полного спектра, так и на основе преобразования Фурье в недостаточной степени отстроен от БТН при однофазном включении трансформатора с заземленной нейтралью.

Указанное может привести к ложному срабатыванию пусковых органов ТЗНП ЛЭП 110 кВ,

находящихся в составе протяженных транзитов и имеющих уставки I степени 800–1200 А и несколько ответвительных подстанций.

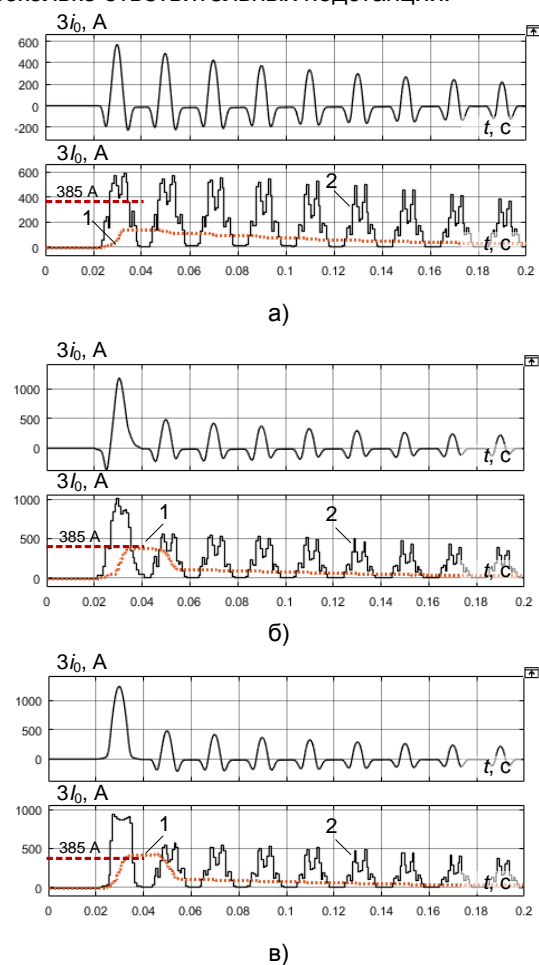


Рис. 14. Осциллограммы токов нулевой последовательности при БТН: а – при трехфазном включении; б – двухфазном включении; в – однофазном включении; 1 – алгоритм на основе преобразования Фурье; 2 – алгоритм на основе полного спектра; 385 А – результат расчета по выражению (8)

Тем не менее следует полагать, что данный вывод актуален только для ненаправленных ступеней ТЗНП; измерительные органы направления мощности ТЗНП функционировать в указанных условиях не будут в силу того, что напряжение, в отличие от тока, сохраняет свой синусоидальный и симметричный характер.

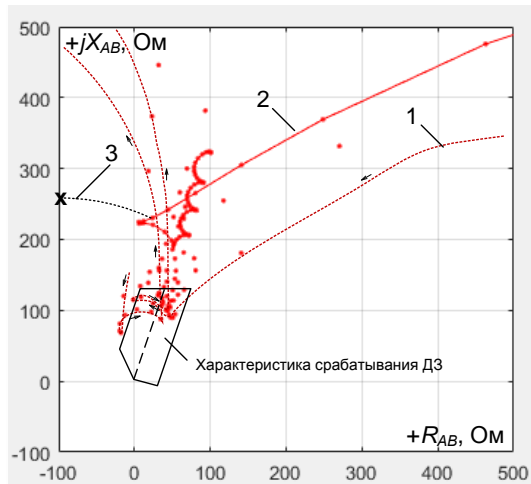
Изучение влияния БТН на устойчивость функционирования измерительных органов сопротивления дистанционных защит ЛЭП 110–750 кВ. Наиболее иллюстративным в данном случае является двухфазное включение защищаемой (исследуемой) ЛЭП (фазы А и В включаются одновременно, фаза С – с запозданием). Замеры получены для измерительного органа на основе фиксации полного спектра токов и напряжений; на основе преобразования Фурье; для замера измерительного органа ДЗ, полученного с помощью расчетных выражений¹⁰ (рис. 15):

⁹ Руководящие указания по релейной защите. Вып. 09. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий 110–330 кВ. – М.: Энергия, 1972. – 115 с.

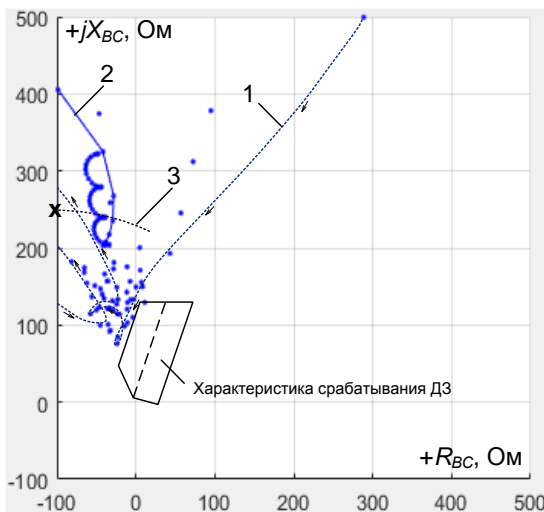
¹⁰ Там же.

$$z_{c.3} = C_9 (x_{c1} + x_{\text{тр.эКВ}}^{(1)}) - x_{c1}, \quad (9)$$

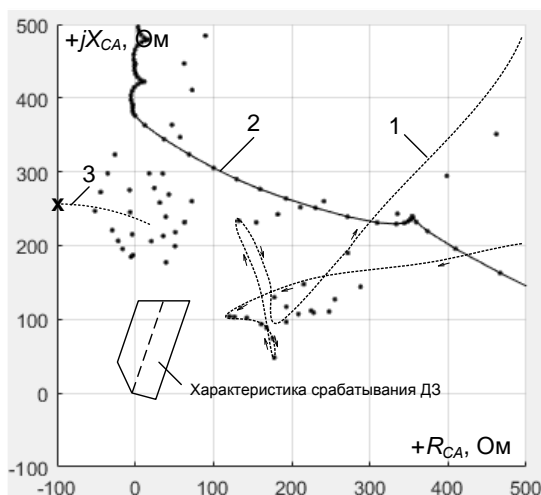
где $C_9 = 1,75$; x_{c1} , $x_{\text{тр.эКВ}}^{(1)}$ – то же, что и в (3)–(5).



а)



б)



в)

Рис. 15. Плоскости в осях комплексного сопротивления, иллюстрирующие замеры различных алгоритмов измерительных органов: 1 – полный гармонический спектр электрической величины; 2 – преобразования Фурье; 3 – замер, полученный на основе расчетного выражения (9)

На рис. 16 приведены области, в которые попадает замер измерительного органа сопротивления при различной разности подключения фаз выключателя ($\Delta t_{\text{вкл}} = 0 \dots 40$ мс, анализируется полный спектр токов и напряжений). Установлено, что при заявленной производителем выключателя величине $\Delta t_{\text{вкл}}$ замер петли, включаемой первой (в нашем случае АВ), не зависит от $\Delta t_{\text{вкл}}$ и является наиболее определяющим с точки зрения необходимости отстройки измерительного органа от БТН.

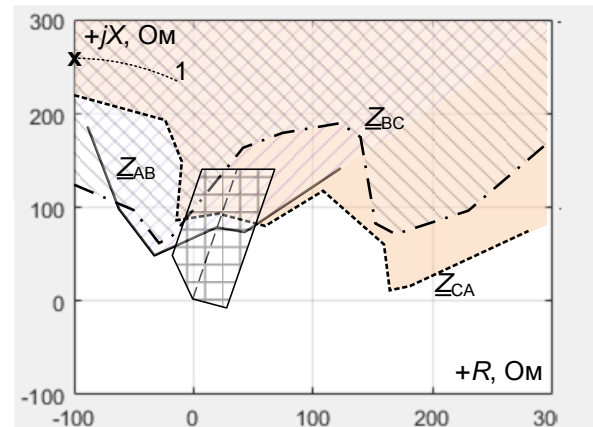


Рис. 16. Области существования режима БТН для различных междуфазных измерительных органов сопротивления при анализе полного спектра токов и напряжений (двухфазное включение АВ, фаза С включается позднее на $\Delta t_{\text{вкл}}$)

На рис. 17 приведены области, в которые попадает замер измерительного органа сопротивления при различной разности подключения фаз выключателя ($\Delta t_{\text{вкл}} = 0 \dots 40$ мс, орган на основе преобразования Фурье). В данном случае замер петли, включаемой первой (в нашем случае АВ), также не зависит от $\Delta t_{\text{вкл}}$, но при этом замер петли ВС зависит от $\Delta t_{\text{вкл}}$ и становится столь же определяющим, как и замер петли АВ при $\Delta t_{\text{вкл}} = 0 \dots 10$ мс. Вместе с этим алгоритм измерительного органа сопротивления на основе преобразования Фурье в большей степени отстроен от БТН. Следует также отметить, что во всех рассматриваемых случаях использование выражения (9), косвенно полученного на основе анализа полного спектра тока / напряжения, приводит:

– к большему значению замера измерительного органа, чем у реле на основе полного спектра токов и напряжений;

– аналогичному по величине значению замера измерительного органа, чем у реле на основе преобразования Фурье.

Вышеуказанное позволяет сделать вывод о том, что измерительные органы сопротивления быстродействующих защит можно не отстраивать от БТН с использованием выражения

(9) в современных условиях, так как они уже отстроены от него алгоритмически.

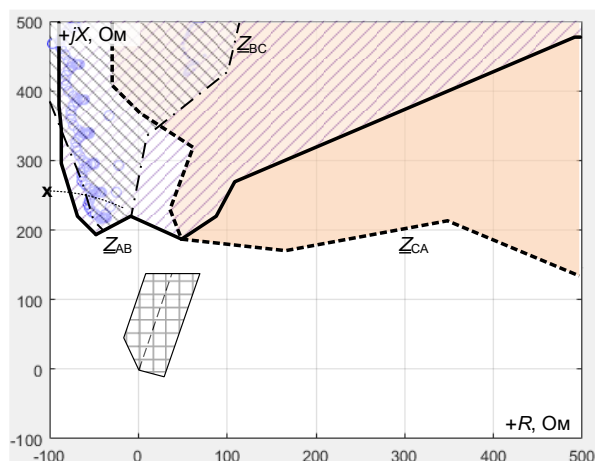


Рис. 17. Области существования режима БТН для различных междуфазных измерительных органов сопротивления при использовании преобразования Фурье (двухфазное включение АВ, фаза С включается позднее на $\Delta t_{\text{вкл}}$)

Выводы. Результаты проведенного исследования дают возможность сделать выводы о целесообразности применения ряда расчетных выражений для выбора параметров настройки токовых и дистанционных защит ЛЭП/трансформаторов, используемых в современных условиях в деятельности энергетических компаний, и тем самым позволяют упростить процесс выбора параметров настройки измерительных органов ряда защит (как основных, так и резервных).

Так, при выборе уставок защит на микропроцессорной элементной базе можно не учитывать расчетные выражения по отстройке от БТН:

- для токовых органов междуфазных токовых отсечек, дифференциально-фазных высокочастотных защит и пр., включенных как на фазные токи, так и на разности фазных токов;

- для дистанционных органов дистанционных защит, высокочастотных защит ЛЭП, дифференциальных защит ЛЭП.

Для измерительных органов тока нулевой последовательности расчетные выражения¹¹ учитывать необходимо.

¹¹ Руководящие указания по релейной защите. Вып. 09. Дифференциально-фазная высокочастотная защита линий 110–330 кВ. – М.: Энергия, 1972. – 115 с.; Методические указания по расчету и выбору параметров настройки дистанционных защит линий электропередачи 110 кВ и выше. Утверждены распоряжением АО «СО ЕЭС» от 17.08.2021 № 89р. – М.: АО «СО ЕЭС», 2021. – 295 с.; Методические указания по расчету и выбору параметров настройки резервных токовых защит линий электропередачи 110 кВ и выше. Утверждены распоряжением АО «СО ЕЭС» от 10.05.2023 № 61р. – М.: АО «СО ЕЭС», 2023. – 289 с.

Список литературы

1. Овчинников В.В. Реле РНТ в схемах дифференциальных защит. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 89 с.
2. Овчинников В.В. Реле РНТ и ДЗТ в схемах дифференциальных защит. Ч. 1. Устройство и конструкции. – М., 2004. – 87 с.
3. Голанцов Е.Б., Молчанов В.В. Дифференциальные защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ-21 (ДЗТ-23). – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 86 с.
4. Засыпкин А.С. Релейная защита трансформаторов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 240 с.
5. Бердов Г.В., Засыпкин А.С. Бросок намагничивающего тока в нейтрали силовых трансформаторов при их включении на холостой ход // Научно-технический сборник ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект». Вып. 4. – М.: Энергия, 1971. – С. 35–46.
6. Никитин А.А. Микропроцессорные реле. Основы теории построения измерительной части: учеб. пособие. – Чебоксары: Изд-во НОУ «НОЦ "ЭКРА"», 2016.
7. Oppenheim A.V., Schafer R.W. Discrete-Time Signal Processing. – 3rd Edition. – New Jersey, USA: Prentice Hall, Upper Saddle River, 2010.

References

1. Ovchinnikov, V.V. *Relé RNT v skhemakh differentsial'nykh zashchit* [RNT relay in the schemes of differential protection devices]. Moscow: Energoatomizdat, 1989. 89 p.
2. Ovchinnikov, V.V. *Relé RNT i DZT v skhemakh differentsial'nykh zashchit. Ch. 1. Ustroystvo i konstruktzii* [RNT and DZT relays in the schemes of differential protection devices. Part 1. Design and construction]. Moscow, 2004. 87 p.
3. Golantsov, E.B., Molchanov, V.V. *Differentsial'nye zashchity transformatorov s rele tipa DZT-21 (DZT-23)* [Transformer differential protection device on the basis of DZT-21(DZT-23) device]. Moscow: Energoatomizdat, 1990. 86 p.
4. Zasyppkin, A.S. *Releynaya zashchita transformatorov* [Power transformer relay protection]. Moscow: Energoatomizdat, 1989. 240 p.
5. Berdov, G.V., Zasyppkin, A.S. Brosok namagnichivayushchego toka v neytrali silovykh transformatorov pri ikh vklyuchenii na kholostoy khod [Magnetizing current inrush in the neutral of power transformers when they are switched on at idle speed]. *Nauchno-tekhnicheskiiy sbornik VGPI i NII «Energoset'proekt»*. Vyp. 4. [Scientific and technical collection of VGPI and Research Institute "Energosetproekt". Issue 4]. Moscow: Energiya, 1971, pp. 35–46.
6. Nikitin, A.A. *Mikroprotsessornyye rele. Osnovy teorii postroyeniya izmeritel'noy chasti* [Microprocessor relays. Fundamentals of the theory of constructing the measuring part]. Cheboksary: Izdatel'stvo NOU «NOTs "EKRA"», 2016.
7. Oppenheim, A.V., Schafer, R.W. *Discrete-Time Signal Processing*. New Jersey, USA: Prentice Hall, Upper Saddle River, 2010.

УДК 621.316.925:681.3

Сергей Владимирович Деркачёв

Донецкий национальный технический университет, кандидат технических наук, руководитель молодежной научной лаборатории «Приборостроение и станкостроение», Россия, Донецк, e-mail: sergey_derkachev@mail.ru

Контроль состояния стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя

Авторское резюме

Состояние вопроса. Обрыв стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя на сегодняшний день является наиболее распространенным видом повреждения ротора, который требует ранней диагностики для предотвращения его полного выхода из строя. Существующие методы контроля фактического состояния короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного двигателя, как правило, основываются на применении спектрального анализа, который имеет ряд недостатков, либо на использовании дорогостоящих специальных датчиков, установка которых не всегда представляется возможной в условиях эксплуатации электродвигателя. В связи с этим актуальным является выявление диагностического признака обрыва стержней ротора на основе измеряемых токов и напряжений без использования дополнительных специальных датчиков и анализа полученных спектральных характеристик.

Материалы и методы. Для реализации поставленной задачи использован метод компьютерного моделирования с применением многоконтурной математической модели асинхронного электродвигателя, записанной с помощью системы дифференциальных уравнений.

Результаты. Предложен критерий контроля состояния стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя без вывода его из эксплуатации, который основан на выявлении характерных колебаний величины угла между обобщенным вектором тока статора и обобщенным вектором питающего напряжения, полученной на основе мгновенных измеряемых значений токов и напряжений.

Выводы. Полученные с помощью компьютерного моделирования результаты показывают, что предложенный критерий выявления обрыва стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя обладает достаточной чувствительностью, чтобы определить обрыв как одного стержня, так и нескольких стержней. Использование предложенного критерия для контроля фактического состояния стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя позволяет избежать установки на корпус электродвигателей дорогостоящих датчиков и отказаться от проведения сложного спектрального анализа.

Ключевые слова: асинхронный электродвигатель, обобщенный вектор тока статора, обобщенный вектор питающего напряжения, короткозамкнутая обмотка ротора, обрыв стержней ротора

Sergey Vladimirovich Derkach

Donetsk National Technical University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Head of the Youth Scientific Laboratory "Instrument Engineering and Machine Tool Engineering", Russia, Donetsk, e-mail: sergey_derkachev@mail.ru

Monitoring the condition of the short-circuited rotor winding rods of an asynchronous electric motor

Abstract

Background. The breakage of the short-circuited rotor winding rods of an asynchronous electric motor is currently the most common type of rotor damage, which requires early diagnostics to prevent its complete failure. Existing methods to monitor the actual state of the short-circuited rotor winding of an asynchronous motor are usually based on the use of spectral analysis which has a number of disadvantages, or on the use of expensive special sensors, the installation of which is not always possible under the operating conditions of the electric motor. Thus, it is important to identify a diagnostic sign of a breakage of the rotor rods based on the measured currents and voltages without using additional special sensors and analyzing the obtained spectral characteristics.

Materials and methods. To achieve the set task, a computer modeling method has been applied using a multi-loop mathematical model of an asynchronous electric motor, recorded using a system of differential equations.

Results. The author has proposed a criterion to monitor the condition of the rods of the short-circuited winding of the rotor of an asynchronous electric motor without decommissioning. It is based on identifying characteristic fluctuations of the angle between the generalized vector of the stator current and the generalized vector of the supply voltage, obtained on the basis of instantaneous measured values of currents and voltages.

Conclusions. The results obtained using computer modeling have shown that the proposed criterion to detect a breakage in the short-circuited rotor winding rods of an asynchronous electric motor is sensitive enough to detect a breakage in both one rod and several rods. Using the proposed criterion to monitor the actual state of the short-

circuited rotor winding rods of an asynchronous electric motor allows us to avoid the installation of expensive sensors on the motor housing and refuse to carry out complex spectral analysis.

Key words: asynchronous electric motor, generalized vector of stator current generalized vector of supply voltage, short-circuited rotor winding, rotor bar breakage

DOI: 10.17588/2072-2672.2025.4.038-043

Введение. Контроль фактического состояния стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя является на сегодняшний день актуальной задачей, поскольку среди общего числа отказов около трети приходится на повреждение ротора, связанных именно с обрывом стержней. Такие повреждения характерны для асинхронных электродвигателей, работающих с частыми пусками, которые проходят в тяжелых условиях, например для электродвигателей, которые являются электроприводами дробилок и мельниц. Работа асинхронных электродвигателей с одним–двумя оборванными стержнями короткозамкнутой обмотки ротора практически не отличается от работы асинхронного электродвигателя с исправной обмоткой ротора, однако длительная работа с поврежденными стержнями сначала приводит к ухудшению механических характеристик электропривода, а впоследствии к его полному выходу из строя, так как работа с оборванными стержнями короткозамкнутой обмотки ротора в процессе эксплуатации может привести к внутренним повреждениям электродвигателя.

Наличие оборванных стержней короткозамкнутой обмотки ротора визуальным способом без остановки и разборки асинхронного электродвигателя выявить невозможно, однако при работе с поврежденной обмоткой ротора происходит увеличение уровня вибраций электропривода, что может быть использовано в качестве диагностирующего признака. В связи с этим получили развитие методы выявления повреждений стержней короткозамкнутой обмотки ротора, основанные на контроле уровня возникающих вибрации асинхронного электродвигателя [1–4]. Однако к недостаткам данного метода выявления оборванных стержней короткозамкнутой обмотки ротора стоит отнести сложность монтажа датчиков вибрации, так как они должны быть достаточно плотно установлены на корпусе электродвигателя, что не всегда представляется возможным в условиях эксплуатации на промышленных предприятиях, а также их высокую стоимость.

Как отмечено в [5], гармонический состав внешнего магнитного поля асинхронного электродвигателя с короткозамкнутой обмоткой ротора частично совпадает по своему характеру с магнитным полем, возникающим в воздушном промежутке между наружной поверхностью ротора и внутренней поверхностью статора. Используя данную схожесть магнитных полей внутри и снаружи асинхронного электродвигате-

ля, были разработаны методы выявления обрыва стержней короткозамкнутой обмотки ротора на основе анализа внешнего магнитного поля [5–8]. Использование данного подхода, как и методов на основе контроля уровня вибрации, сопряжено со сложностью установки специальных датчиков для измерения внешнего магнитного поля асинхронного электродвигателя.

Еще одним направлением в области выявления обрыва стержней короткозамкнутой обмотки ротора стало использование методов спектрального анализа токов статора [9–13]. Использование спектрального анализа в целях выявления обрыва стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя заключается в выявлении в спектре токов статора характерных частот, которые возникают вследствие повреждения короткозамкнутой обмотки ротора. Однако и методы выявления, основанные на спектральном анализе токов, не лишены недостатков, среди которых необходимо отметить вероятность растекания спектра (поскольку мощные гармонические составляющие распределяются по всему спектру измеряемого сигнала, что может привести к ошибочному определению амплитуды других гармоник [14]), а также сложность оценки полученных результатов.

Исходя из приведенного выше краткого анализа существующих методов выявления обрыва стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя, актуальным является выявление диагностического признака обрыва стержней ротора на основе измеряемых токов и напряжений без использования дополнительных специальных датчиков и анализа полученных спектральных характеристик.

Методы исследования. В качестве диагностического признака для выявления обрыва стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя предлагается использовать величину угла между обобщенными векторами тока статора и питающего напряжения, полученными на основе измеряемых мгновенных значений. Угол между обобщенным вектором тока статора асинхронного электродвигателя и обобщенным вектором питающего напряжения можно определить по следующей формуле:

$$\varphi = \arccos\left(\frac{I^2 + U^2 - \Delta}{2 \cdot IU}\right), \quad (1)$$

где I – обобщенный вектор тока статора; U – обобщенный вектор питающего напряжения;

Δ – модуль вектора разности между обобщенными векторами тока статора и питающего напряжения.

Обобщенный вектор тока статора асинхронного электродвигателя определяется по формуле

$$I = \sqrt{\frac{2}{3} (i_A^2 + i_B^2 + i_C^2)}, \quad (2)$$

где i_A, i_B, i_C – мгновенные значения фазных токов статора.

Обобщенный вектор питающего напряжения асинхронного электродвигателя определяется по формуле

$$U = \sqrt{\frac{2}{3} (u_A^2 + u_B^2 + u_C^2)}, \quad (3)$$

где u_A, u_B, u_C – мгновенные значения фазного питающего напряжения.

Модуль вектора разности между обобщенными векторами тока статора и питающего напряжения может быть определен на основе мгновенных значений по формуле

$$\Delta = \sqrt{\frac{2}{3} ((i_A - u_A)^2 + (i_B - u_B)^2 + (i_C - u_C)^2)}. \quad (4)$$

Подставив формулы (2)–(4) в формулу (1), получим выражение для определения мгновенной величины угла между обобщенным вектором тока статора и обобщенным вектором питающего напряжения на основе мгновенных значений фазных токов и напряжений:

$$\varphi = \arccos \left(\frac{i_A u_A + i_B u_B + i_C u_C}{\sqrt{(i_A^2 + i_B^2 + i_C^2) (u_A^2 + u_B^2 + u_C^2)}} \right). \quad (5)$$

Поскольку определение мгновенной величины угла между обобщенным вектором тока статора и обобщенным вектором напряжения питающей сети происходит на основе мгновенных измеряемых значений тока и напряжения, то в целях уменьшения влияния случайных помех на точность определения величины угла предлагается выполнить предварительную фильтрацию измеряемых сигналов тока и напряжения путем их усреднения. Как отмечено в [15], для достижения наибольшей точности следует выполнять усреднение измеряемого сигнала на основе нечетного количества выборок измеряемого сигнала тока или напряжения для середины интервала измерений. Формула для определения мгновенного усредненного значения тока или напряжения для трех выборок измеряемого сигнала для середины интервала измерений будет иметь вид

$$x(t_2) = \frac{1}{A_n} (x(t_1) + x(t_2) + x(t_3)), \quad (6)$$

где A_n – коэффициент усреднения.

Так как функция синуса является нелинейной, то, в соответствии [15], величина коэффициента усреднения определяется как отношение суммы выборок измеряемого сигнала на интервале измерений к центральной выборке интервала измерений:

$$A_n = \frac{\sum_{k=0}^{n-1} \sin(2\pi f(t_1 + hk) + \varphi)}{\sin\left(2\pi f\left(t_1 + h\frac{n-1}{2}\right) + \varphi\right)}, \quad (7)$$

где f – частота измеряемого сигнала; h – шаг дискретизации измерений; n – количество выборок измеряемого сигнала тока или напряжения.

Таким образом, если принять шаг дискретизации равным 0,001 с, при частоте измеряемого сигнала 50 Гц и использовании трех выборок измеряемого сигнала получим величину коэффициента усреднения, равную 2,902.

На рис. 1 показаны результаты применения приведенного способа усреднения на примере обработки реально измеренного сигнала тока с шагом дискретизации 0,001 с.

Необходимо также отметить, что при использовании приведенного способа усреднения измеряемого сигнала не требуется предварительное определение частоты измеряемого сигнала. Это обусловлено тем, что, в соответствии с ГОСТ 29322-2014, частота сети может отклоняться как в большую, так и в меньшую сторону на 0,2 Гц, а при использовании приведенного способа усреднения измеряемого сигнала тока или напряжения в диапазоне частот от 49,8 до 50,2 Гц не требуется корректировки коэффициента усреднения A_n при шаге дискретизации измеряемого сигнала 0,001 с, что подтверждается результатами применения приведенного способа усреднения при разных частотах измеряемого сигнала тока (рис. 2).

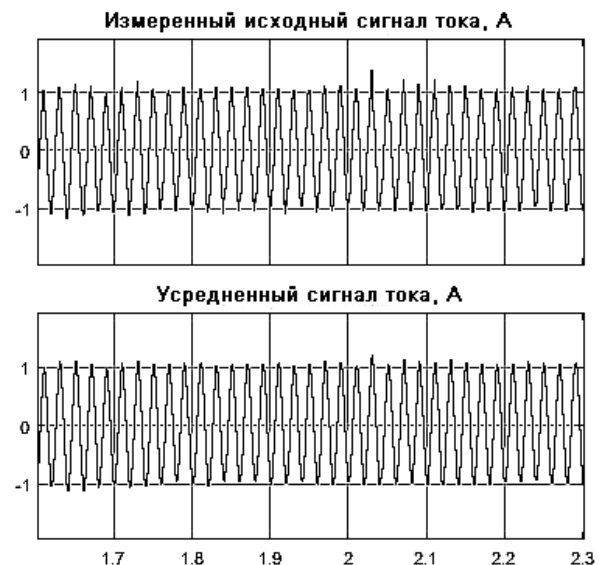


Рис. 1. Результаты применения алгоритма усреднения для измеряемого сигнала тока



Рис. 2. Результаты применения алгоритма усреднения измеряемого сигнала тока при разных частотах питающей сети

Анализ полученных результатов (рис. 1, 2) показывает, что приведенный способ обработки измеряемых сигналов тока и напряжения обладает достаточной точностью для его использования при разработке критериев контроля фактического состояния стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя в диапазоне частот питающего напряжения, нормируемого ГОСТом.

Для проведения исследования в целях определения критерия контроля состояния стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя воспользуемся математической моделью асинхронного электродвигателя, описанной подробно в [16], которая позволяет выполнять моделирование обрыва любого количества и любой последовательности стержней короткозамкнутой обмотки ротора.

Результаты исследования. На рис. 3 показаны графики изменения токов статора, скорости вращения ротора и величины угла между обобщенным вектором тока статора и обобщенным вектором питающего напряжения при исправной обмотке ротора, полученные с помощью математического моделирования работы асинхронного электродвигателя в режиме пуска и выхода в установившийся режим работы мощностью 1700 кВт. При моделировании нагрузка была принята равной 90 % от номинальной, а количество стержней ротора составило 72.

Анализ результатов моделирования работы асинхронного электродвигателя с исправной короткозамкнутой обмоткой ротора (рис. 3) показывает, что в установившемся режиме величина угла между обобщенным вектором тока

статора и обобщенным вектором питающего напряжения остается постоянной и составляет 22 электрических градуса.

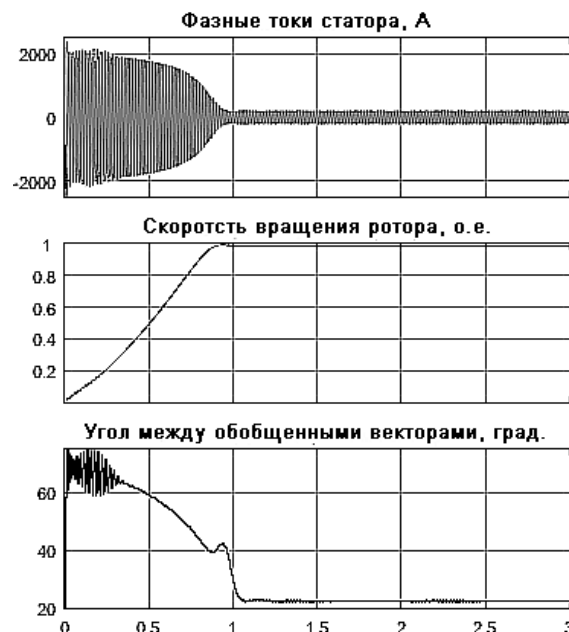


Рис. 3. Графики изменения токов статора, скорости вращения ротора и угла между обобщенным вектором тока статора и обобщенным вектором питающего напряжения при исправной обмотке ротора

На рис. 4, 5 приведены графики изменения токов статора, скорости вращения ротора, а также величины угла между обобщенным вектором тока статора и обобщенным вектором питающего напряжения при обрыве одного и пяти стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя соответственно, полученные с помощью математической модели.



Рис. 4. Графики изменения токов статора, скорости вращения ротора и угла между обобщенным вектором тока статора и обобщенным вектором питающего напряжения при обрыве одного стержня

Анализ результатов математического моделирования (рис. 4) показывает, что при возникновении обрыва одного стержня короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя в установившемся режиме происходит колебание величины угла между обобщенным вектором тока статора и обобщенным вектором питающего напряжения с амплитудой, равной 15 электрическим градусам, и периодом колебаний 0,8 с.

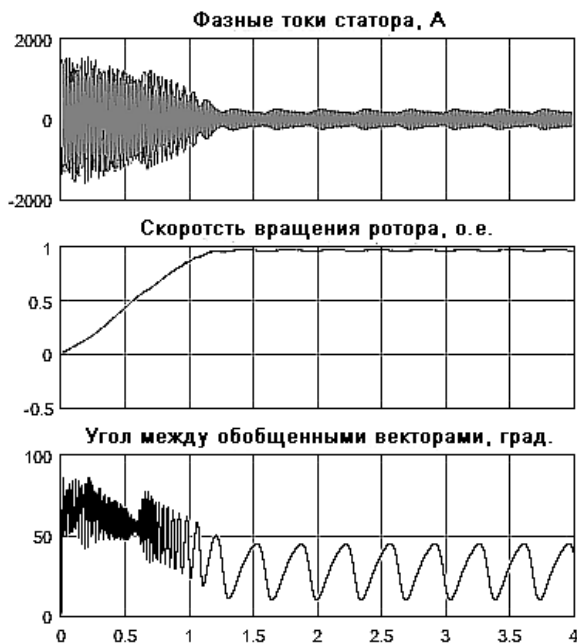


Рис. 5. Графики изменения токов статора, скорости вращения ротора и угла между обобщенным вектором тока статора и обобщенным вектором питающего напряжения при обрыве пяти стержней

Анализ графиков (рис. 5) показывает, что при работе асинхронного электродвигателя с пятью поврежденными стержнями короткозамкнутой обмотки ротора в установившемся режиме величина угла между обобщенным вектором тока статора и обобщенным вектором питающего напряжения колеблется с большей амплитудой, чем при обрыве только одного стержня, и составляет 33 электрических градуса, при этом период колебаний сокращается практически в два раза (до 0,35 с).

Таким образом, результаты моделирования работы асинхронного электродвигателя в установившемся режиме с поврежденными стержнями короткозамкнутой обмотки ротора (рис. 4, 5) показывают, что колебание величины угла между обобщенным вектором тока статора и обобщенным вектором питающего напряжения, вызванное переменным магнитным потоком, может быть использовано в качестве критерия контроля состояния стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя. При этом стоит отметить, что чем меньше период колебаний величины контролируемого угла, тем больше оборванных стерж-

ней содержится в короткозамкнутой обмотке ротора асинхронного электродвигателя.

Выводы. Использование предложенного метода контроля фактического состояния короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя на основе измеряемых фазных токов статора и фазных напряжений питающей сети позволяет выявлять обрыв как одного стержня, так и группы стержней, что делает представленный критерий достаточно чувствительным к возникающим повреждениям ротора.

Использование предложенного метода контроля состояния стержней короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя позволяет избежать установки на корпус электродвигателей дорогостоящих датчиков и отказаться от проведения сложного спектрального анализа.

Список литературы

1. Taghiyarrenani Z., Berenji A. Analysis of Vibrations and Currents for Broken Rotor Bar Detection in Three-phase Induction Motors // PHM Society European Conference. – 2022. – № 7(1). – P. 43–48.
2. Induction motor broken rotor bar detection using vibration analysis – A case study / Ž. Kanović, D. Matić, Z. Jeličić, et al. // Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED), Valencia, August 2013. – Valencia (Spain), 2013. – P. 64–68.
3. Investigation of motor current signature and vibration analysis for diagnosing rotor broken bars in double cage induction motors / Y. Gritli, A. Tommaso, F. Filippetti, et al. // Conference: Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), Sorrento, June 2012. – Sorrento (Italy), 2012. – P. 1360–1365.
4. Oviedo S.J., Quiroga J.E., Borrás C. Experimental evaluation of motor current signature and vibration analysis for rotor broken bars detection in an induction motor // International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Malaga, May 2011. – Malaga (Spain), 2011. – P. 1–6.
5. Перспективы дифференциального контроля состояния обмотки ротора асинхронных двигателей по внешнему магнитному полю / А.С. Страхов, Е.М. Новоселов, С.Н. Литвинов, А.А. Скоробогатов // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии: материалы Междунар. науч.-техн. конф., Иваново, 27–29 мая 2015 г. – Иваново, 2015. – Т. I. – С. 250–254.
6. Экспериментально-аналитическое определение диагностического признака дефектов обмотки ротора асинхронного электродвигателя / В.А. Савельев, А.С. Страхов, Е.М. Новоселов и др. // Вестник ИГЭУ. – 2018. – Вып. 4. – С. 44–53.
7. Назарычев А.Н., Скоробогатов А.А., Новоселов Е.М. Экспериментальное исследование внешнего магнитного поля асинхронного электродвигателя для контроля обрыва стержней короткозамкнутой обмотки ротора // Вестник ИГЭУ. – 2012. – Вып. 1. – С. 10–15.
8. Бельский И.О., Куприянов И.С., Лукьянов А.В. Исследование угловой скорости и магнитного поля при дефектах асинхронных электродвигателей // Системы. Методы. Технологии. – 2018. – № 4(40). – С. 62–69.
9. Метод контроля состояния обмоток роторов асинхронных электродвигателей при пуске по току статора / А.Н. Назарычев, Е.М. Новоселов, Д.А. Полкошников и др. // Дефектоскопия. – 2020. – № 8. – С. 49–55.

10. Вейнреб К. Диагностика неисправностей ротора асинхронного двигателя методом спектрального анализа токов // *Электричество*. – 2012. – № 7. – С. 51–57.

11. Broken Rotor Bar Fault Diagnosis Techniques Based on Motor Current Signature Analysis for Induction Motor—A Review / S. Halder, S. Bhat, D. Zychma, P. Sowa // *Energies*. – 2022. – No. 15. – С. 8569.

12. Doğan Z. Broken Rotor Bar Fault Detection in Induction Motor Based on Spectral Analysis Balkan // *Journal of Electrical and Computer Engineering*. – 2025. – № 12(4). – С. 357–363

13. Benaida F., Noureddine B. Diagnosis of Broken Rotor Bars in Six-Phases Squirrel Cage Induction Motor // *International Review of Electrical Engineering (IREE)*. – 2022. – № 7(5). – С. 489.

14. Разработка анализатора спектра для исследования сигналов от электродвигателей / А.С. Страхов, Е.М. Новоселов, С.Н. Литвинов и др. // Состояние и перспективы развития электро- и теплотехнологии (XIX Бенардосовские чтения): материалы Междунар. науч.-техн. конф., посвященной 175-летию со дня рождения Н.Н. Бенардоса, Иваново, 31 мая – 02 июня 2017 г. – Иваново, 2017. – Т. 1. – С. 126–130.

15. Деркачев С.В. Способы построения измерительных и пусковых органов микропроцессорных устройств быстродействующего автоматического включения резерва // *Вестник ИГЭУ*. – 2021. – Вып. 1. – С. 41–48.

16. Деркачев С.В., Сидоров В.А. Математическое моделирование повреждений асинхронного электродвигателя // *Надежность и безопасность энергетики*. – 2025. – Т. 18, № 1. – С. 59–64.

References

1. Taghiyarrenani, Z., Berenji, A. Analysis of Vibrations and Currents for Broken Rotor Bar Detection in Three-phase Induction Motors. PHM Society European Conference, 2022, no. 7(1), pp. 43–48.

2. Kanović, Ž., Matic, D., Jeličić, Z., Rapaić, M., Jakovljević, B., Kapetina, M. Induction motor broken rotor bar detection using vibration analysis – A case study. *Diagnostics for Electric Machines, Power Electronics and Drives (SDEMPED)*, Valencia, August 2013. Valencia (Spain), 2013, pp. 64–68.

3. Gritli, Y., Tommaso, A., Filippetti, F., Miceli, R., Rossi, C., Chatti, A. Investigation of motor current signature and vibration analysis for diagnosing rotor broken bars in double cage induction motors. Conference: Power Electronics, Electrical Drives, Automation and Motion (SPEEDAM), Sorrento, June 2012. Sorrento (Italy), 2012, pp. 1360–1365.

4. Oviedo, S.J., Quiroga, J.E., Borrás, C. Experimental evaluation of motor current signature and vibration analysis for rotor broken bars detection in an induction motor. *International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Malaga*, May 2011. Malaga (Spain), 2011, pp. 1–6.

5. Strakhov, A.S., Novoselov, E.M., Litvinov, S.N., Skorobogatov, A.A. Perspektivy differentsial'nogo kontrolya sostoyaniya obmotki rotora asinkhronnykh dvigateley po vneshnemu magnitnomu polyu [Prospects for differential monitoring of the rotor winding state of asynchronous motors using an external magnetic field]. *Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii "Sostoyanie i perspektivy razvitiya elektro- i teplo- i tekhnologii"*, Ivanovo, 27–29 maya 2015 g. [Proceedings of international scientific and technical conference "Current state and trends of the development of electrical and thermal technology", Ivanovo, May 27–29, 2015]. Ivanovo, 2015, vol. 1, pp. 250–254.

6. Savel'ev, V.A., Strakhov, A.S., Novoselov, E.M., Skorobogatov, A.A., Sulynenkov, I.N. Eksperimental'no-

analiticheskoe opredelenie diagnosticheskogo priznaka defektov obmotki rotora asinkhronnogo elektrodvigatelya [Experimental and analytical determination of the diagnostic feature of defects in the rotor winding of an asynchronous electric motor]. *Vestnik IGEU*, 2018, issue 4, pp. 44–53.

7. Nazarychev, A.N., Skorobogatov, A.A., Novoselov, E.M. Eksperimental'noe issledovanie vneshnego magnitnogo polya asinkhronnogo elektrodvigatelya dlya kontrolya obryva sterzhney korotkozamknutoy obmotki rotora [Experimental study of the external magnetic field of an asynchronous electric motor to control the breakage of the rods of a short-circuited rotor winding]. *Vestnik IGEU*, 2012, issue 1, pp. 10–15.

8. Bel'skiy, I.O., Kupriyanov, I.S., Luk'yanov, A.V. Issledovanie uglovoy skorosti i magnitnogo polya pri defektakh asinkhronnykh elektrodvigateley [Investigation of angular velocity and magnetic field in case of defects of asynchronous electric motors]. *Sistemy. Metody. Tekhnologii*, 2018, no. 4(40), pp. 62–69.

9. Nazarychev, A.N., Novoselov, E.M., Polkoshnikov, D.A., Strakhov, A.S., Skorobogatov, A.A. Metod kontrolya sostoyaniya obmotok rotorov asinkhronnykh elektrodvigateley pri puske po toku statora [Method for monitoring the condition of rotor windings of asynchronous electric motors during stator current starting]. *Defektoskopiya*, 2020, no. 8, pp. 49–55.

10. Veynreb, K. Diagnostika neispravnostey rotora asinkhronnogo dvigateleya metodom spektral'nogo analiza tokov [Diagnostics of rotor faults of asynchronous motor by the method of spectral analysis of currents]. *Elektrichestvo*, 2012, no. 7, pp. 51–57.

11. Halder, S., Bhat, S., Zychma, D., Sowa, P. Broken Rotor Bar Fault Diagnosis Techniques Based on Motor Current Signature Analysis for Induction Motor—A Review. *Energies*, 2022, no. 15, p. 8569.

12. Doğan, Z. Broken Rotor Bar Fault Detection in Induction Motor Based on Spectral Analysis Balkan. *Journal of Electrical and Computer Engineering*, 2025, no. 12(4), pp. 357–363.

13. Benaida, F., Noureddine, B. Diagnosis of Broken Rotor Bars in Six-Phases Squirrel Cage Induction Motor. *International Review of Electrical Engineering (IREE)*, 2022, no. 7(5), p. 489.

14. Strahov, A.S., Novoselov, E.M., Litvinov, S.N., Konovalov, N.N., Skorobogatov, A.A. Razrabotka analizatora spektra dlya issledovaniya signalov ot elektrodvigateley [Development of a spectrum analyzer for studying signals from electric motors]. *Materialy Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii "Sostoyanie i perspektivy razvitiya elektro- i teplo- i tekhnologii"* (XIX Benardosovskie chteniya), posvyashchennoy 175-letiyu so dnya rozhdeniya N.N. Benardosa, Ivanovo, 31 maya – 02 iyunya 2017 g. [Proceedings of international scientific and technical conference "Current state and trends of the development of electrical and thermal technologies (XIX Benardos Readings) dedicated to the 175th anniversary of N.N. Benardos, Ivanovo, May 31 – June 2, 2017]. Ivanovo, 2017, vol. 1, pp. 126–130.

15. Derkachev, S.V. Sposoby postroyeniya izmeritel'nykh i puskovykh organov mikroprotsessornykh ustroystv bystrodeystviyushchego avtomaticheskogo vklucheniya rezerva [Methods for constructing measuring and starting elements of microprocessor devices of fast acting automatic transfer switch]. *Vestnik IGEU*, 2021, issue 1, pp. 41–48.

16. Derkachev, S.V., Sidorov, V.A. Matematicheskoe modelirovanie povrezhdeniy asinkhronnogo elektrodvigatelya [Mathematical modeling of damage in an asynchronous electric motor]. *Nadezhnost' i bezopasnost' energetiki*, 2025, vol. 18, no. 1, pp. 59–64.

УДК 621.311

Иван Сергеевич Екимов

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет», аспирант инженерной школы цифровых технологий, Россия, Ханты-Мансийск, e-mail: ekimov_is@mail.ru

Алёна Александровна Шувалова

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет», кандидат технических наук, доцент политехнической школы, Россия, Ханты-Мансийск, e-mail: alena_shuvalova_360@mail.ru

Владимир Иосифович Полищук

ФГБОУ ВО «Югорский государственный университет», доктор технических наук, профессор политехнической школы, Россия, Ханты-Мансийск, e-mail: polischuk_vi@mail.ru

Модификация методики определения предельных значений пропускной способности сетевых элементов

Авторское резюме

Состояние вопроса. Развитие цифровых технологий и внедрение в систему оперативно-диспетчерского менеджмента интеллектуальных методов управления энергосистемой значительно повышает эффективность управления электроэнергетическими режимами. В то же время новые технологии ужесточают требования к качеству, скорости получения и обработки информации, в особенности в предаварийных, аварийных, послеаварийных и вынужденных режимах работы энергетической системы. Так, для эффективного управления в вынужденном режиме, т.е. при нагрузке выше номинальных параметров, но ниже предельно допустимых, необходимы актуальные данные о фактическом значении диапазона пропускной способности линии электропередачи с учетом имеющихся для конкретного времени ограничений. Цель исследования состоит в апробации искусственной нейронной сети для быстрого действующей методики актуализации данных о значении предельной пропускной способности сетевых элементов.

Материалы и методы. Исследование выполнено с использованием методов оптимизации, имитационного моделирования режимов работы электрических сетей, искусственных нейронных сетей и методов оценки состояния электрической системы.

Результаты. Разработана методика адаптивной оценки пропускной способности сетевых элементов. Синтезирована система автоматизированного управления перетоками мощности в вынужденном режиме. Установлено, что применение искусственной нейронной сети значительно повышает быстродействие расчета фактического значения пропускной способности за счет использования измерений на текущий момент времени. Точность определения допустимого перетока приемлема и корректируется путем настройки весовых коэффициентов нейронной сети.

Выводы. Методика определения фактического значения пропускной способности сетевого элемента на базе искусственной нейронной сети является эффективным средством точного расчета пропускной способности в текущий момент времени.

Ключевые слова: пропускная способность сетевых элементов, искусственная нейронная сеть, методы оптимизации, допустимый переток мощности, оперативное диспетчерское управление, вынужденный режим работы энергосистемы, имитационное моделирование

Ivan Sergeevich Ekimov

Yugra State University, Post-graduate Student of Engineering School of Digital Technologies, Russia, Khanty-Mansiysk, e-mail: zyfd.ekimov@mail.ru

Alena Aleksandrovna Shuvalova

Yugra State University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Polytechnic School, Russia, Khanty-Mansiysk, e-mail: alena_shuvalova_360@mail.ru

Vladimir Iosifovich Polishchuk

Yugra State University, Doctor of Engineering Sciences (Post-doctoral degree), Professor of Polytechnic School, Russia, Khanty-Mansiysk, e-mail: polischuk_vi@mail.ru

Modification of the methodology to determine the maximum values of transfer capability of network elements

Abstract

Background. The development of digital technologies and the introduction of intelligent technique of energy system control into the operational dispatch management system significantly increases the efficiency of control of electric power

modes. At the same time, new technologies are tightening the requirements for the quality, speed of receiving and processing information, especially in pre-emergency, emergency, post-emergency and forced modes of operation of the energy system. Thus, for effective control in a forced mode, i.e. when the load is higher than the nominal parameters, but lower than the maximum admissible limits, current data on the actual value of the transmission line capacity range is required considering the restrictions for a specific time. The purpose of the study is to test an artificial neural network for a high-speed method of updating data on the value of the maximum transfer capability of network elements.

Materials and methods. The study has been carried out using optimization methods, simulation of electrical network operation modes, artificial neural networks and methods for operating mode estimation.

Results. A method for adaptive capacity assessment has been developed. An automated control system for power flows in forced mode has been synthesized. It has been established that the use of an artificial neural network significantly increases the speed of calculating the actual value of transfer capacity due to the use of measurements for the time being. The accuracy of the permissible flow is acceptable and is configured by adjusting the weight coefficients of the neural network.

Conclusion: The method to determine the actual value of the transfer capability of a network element based on an artificial neural network is an effective means to accurately calculate the transfer capability for the time being.

Key words: transfer capability of network elements, artificial neural network, optimization methods, permissible power flow, operational dispatch control, forced mode of operation of the power system, simulation

DOI: 10.17588/2072-2672.2025.4.044-049

Введение. В соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации¹ до 2035 года определена важность совершенствования системы оперативно-диспетчерского управления электроэнергетической системой (ЭЭС). Одним из важнейших направлений развития оперативно-диспетчерской службы в условиях повсеместного внедрения цифровизации стала разработка новых методов обработки измерительной и телеметрической информации, что позволяет вырабатывать управляющие воздействия в режиме реального времени [1]. Для этого создаются цифровые подстанции, совершенствуется арсенал технических средств противоаварийной автоматики, автоматического диспетчерского управления и ужесточаются требования к скорости принятия управленческих решений оперативно-диспетчерского персонала.

При управлении утяжеленными режимами, а к таким, как правило, можно отнести предаварийный, аварийный, послеаварийный и вынужденный режимы, диспетчеру требуется информация не только о текущих измеряемых параметрах, но и актуальные точные данные о предельных значениях пропускной способности сетевых элементов.

Особенно строгим является требование к скорости принятия решений для вынужденного режима, вследствие ограниченности времени на выработку и реализацию необходимых управленческих решений. В данном режиме загрузка в контролируемом сечении превышает номинальные значения, хотя и ниже максимально-допустимого предела [2], что позволяет ограниченный период времени работать с перегрузкой на линиях электропередачи (ЛЭП).

Однако, поскольку оперативная обстановка является быстроменяющейся, для эффективного управления диспетчеру требуется информация о значении пропускной способности ЛЭП на текущий момент времени.

Существующие для определения пропускной способности линии детерминированный [3] и вероятностный [4, 3, 5] методы позволяют достаточно точно рассчитывать значения пропускной способности [6] с учетом всех имеющихся ограничений. Их общим недостатком является объемность и сложность проводимых вычислений, что затрудняет актуализацию в режиме реального времени значений пропускной способности сетевых элементов. В силу широкого распространения в электроэнергетике цифровых технологий научно-техническая задача повышения быстродействия алгоритмов расчета пределов пропускной способности сетевых элементов путем использования искусственных нейронных сетей является актуальной.

Целью исследования является апробация искусственной нейронной сети для методики быстродействующей актуализации данных о значении предельной пропускной способности сетевых элементов.

Материалы и методы. Анализ научных работ по теме исследования [7–12] выявил, что наиболее перспективной для определения пропускной способности в реальном времени является методика адаптивной оценки пропускной способности (АОПС).

Вследствие ограниченности времени на выработку управляющих воздействий методику АОПС наиболее перспективно применять для оперативного управления в вынужденном режиме работы сетевых элементов. При этом возможно создание автоматизированной системы управления [2, 13], где в качестве входных данных используется оперативная информация, полученная от системы измерения

¹ Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года, утв. Распоряжением Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 №1523-р. URL: <http://static.government.ru/media/files/w4sigFOiDjGVDYT4lgsApssm6mZRb7wx.pdf> (дата обращения 25.01.2024).

(оперативно-измерительных комплексов (ОИК), автоматизированных систем учета (АСУ) или системы телеизмерений (ТИ)), а также заданное значение пропускной способности линии, намеренно превышающее значение реальной пропускной способности (P_{\max} – максимально-допустимый переток мощности (МДП)). Входные данные можно представить в виде вектора измерений:

$$\bar{X} = [P_i; Q_i; P_{ij}; Q_{ij}; U; I; \delta], \quad (1)$$

где P_i, Q_i – активная и реактивная мощность в узле; P_{ij}, Q_{ij} – перетоки активной и реактивной мощности в линиях; U – напряжение в узле; δ – фаза напряжения в узле.

Блок-схема системы автоматизированного управления перетоками мощности в вынужденном режиме состоит из 4 основных блоков (рис. 1).

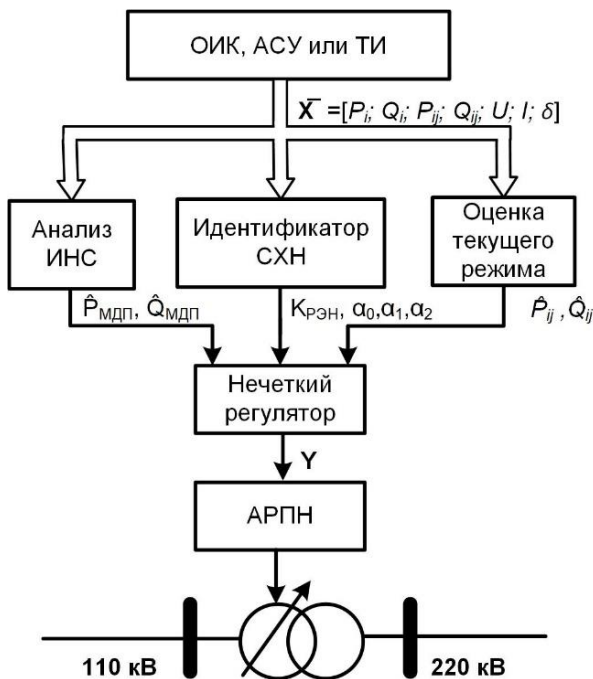


Рис. 1. Блок-схема работы системы автоматизированного управления перетоками мощности в вынужденном режиме

1. АОПС – блок анализа МДП, базирующийся на искусственной нейронной сети (ИНС). При этом используется ИНС Кохонена, состоящая из двух слоев нейронов. Количество входных нейронов равно количеству входных параметров. Количество выходных нейронов равно количеству классов, на которые классифицируются рассматриваемые режимы [14].

С использованием вектора входных данных \bar{X} при помощи ИНС проводится классификация режимов работы ЭЭС и определяются:

- текущие параметры режима;
- текущая конфигурация электрической сети;
- текущие ограничения сети.

На основе полученных данных режима ИНС выполняются следующие этапы работы:

- определение P_{\max} исходя из ограничения пропускной способности с учетом термической стойкости, статической устойчивости систем, ограничений по напряжению;
- установление ограничений регулируемых параметров режима;
- выработка результирующих значений

МДП ($\hat{P}_{\text{МДП}}, \hat{Q}_{\text{МДП}}$).

2. Блок идентификации статических характеристик нагрузки (СХН), базирующийся на подпрограмме «Идентификатор СХН», производится при помощи программы «Сопоставление и анализ статических характеристик нагрузки» [13].

3. Блок «оценки текущего режима», в котором определяется текущее значение перетока мощности в линии.

4. Нечеткий регулятор, который выполняет функцию формирования управляющего воздействия на систему (в данном примере на контроллер РПН или БСК), которое изменяет необходимый параметр, в данном случае напряжение. Нечеткий регулятор реализован через программу «Система управления перетоками активной мощности по линиям электропередачи в режиме перегрузки» [15].

В целях проверки адекватности работы методики АОПС проведен расчет пропускной способности ЛЭП на тестовой схеме ЭЭС с 7 узлами (рис. 2).

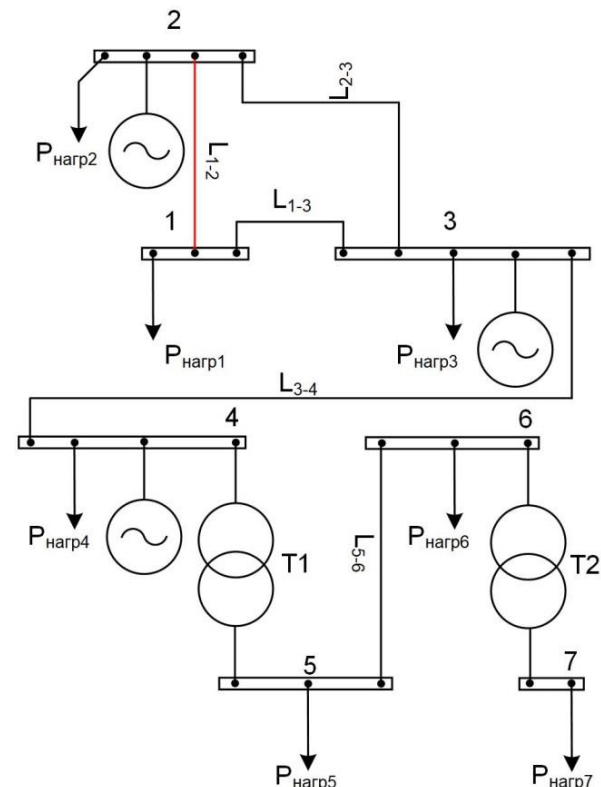


Рис. 2. Тестовая схема 7-узловой ЭЭС

Характеристика схемы:

- 3 уровня напряжения (330, 500, 750 кВ)
- и две трансформаторные связи;
- 3 генераторных узла (2, 3, 4);
- 4 нагрузочных узла (1, 5, 6, 7).

Контрольными приняты линии L_{2-3} и L_{1-3} .

Для создания вынужденного режима рассматривалась ситуация с аварийным отключением линии L_{1-2} .

Для расчета режима работы ЭЭС по предложенной тестовой модели (рис. 2) в программном комплексе MathLab сформирована имитационная модель (рис. 3).

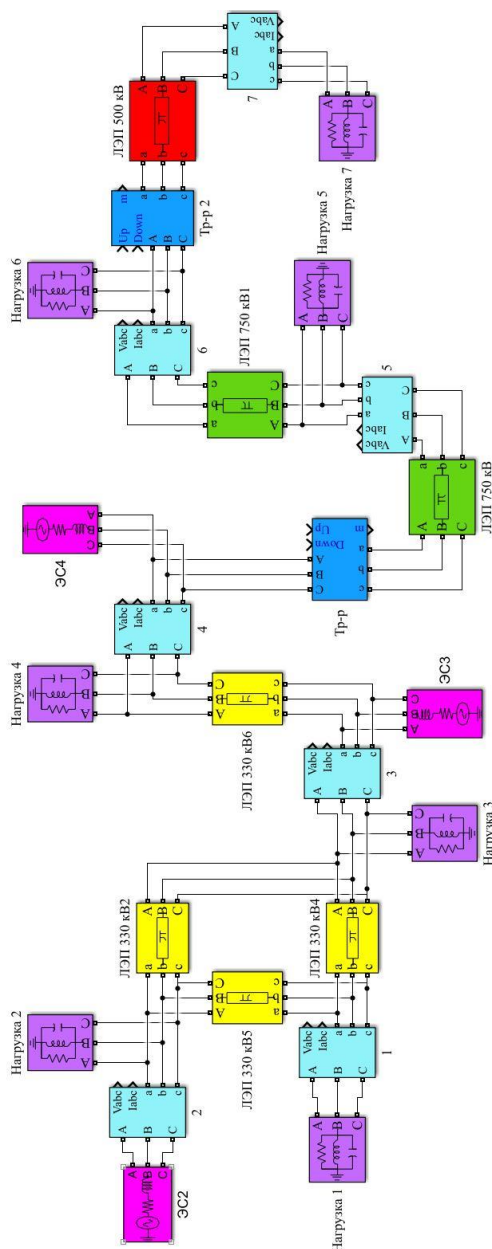


Рис. 3. Имитационная модель тестовой 7-узловой схемы

Результаты. Адекватность методики АОПС проверялась на 7-узловой тестовой модели (рис. 2) путем сравнения значений расче-

та пропускной способности, полученных при помощи методики АОПС и метода непрерывного утяжеления. Для этого моделировалась аварийная ситуация с отключением линии L_{1-2} и повышением перетока мощности по линиям L_{1-3} и L_{2-3} . Значения пропускной способности сведены в таблицу.

Анализ данных таблицы позволяет сделать вывод, что разница пропускной способности для контролируемых сечений (L_{2-3} и L_{1-3}) между значениями, полученными методом АОПС и методом непрерывного утяжеления, составляет ± 5 МВт (0,56 %).

Значения пропускной способности, полученные при моделировании

Метод/методика	Максимальное значение перетока мощности, МВт	
	L_{1-3}	L_{2-3}
АОПС	445,7	455,7
Непрерывное утяжеление	441,8	454,8

Адекватность работы системы автоматизированного управления перетоками мощности в вынужденном режиме проверялась на тестовой модели согласно [2]. В результате моделирования автоматический регулятор произвел 5 переключений РПН и снизил напряжение со 115 до 109,5 кВ. При этом переток активной мощности снизился на 0,8 МВт и перехода системы в аварийный режим удалось избежать.

Согласно нормативно-технической документации по выполнению оперативных переключений, время на выработку управляющего воздействия не должно превышать 40 мин. Введение системы автоматизированного управления перетоками мощности в вынужденном режиме позволило снизить полное время переключения до 1,5–2 мин. При этом учитывалось время работы исполнительных механизмов РПН, которое составило 10–12 с на каждой ступени регулирования.

Выводы. Сравнительный анализ предложенной модификации методики адаптивного определения максимального значения пропускной способности сетевых элементов с результатами расчета пропускной способности, полученными методом непрерывного утяжеления, показал приемлемую точность расчетов модифицированной методики, которая корректируется путем настройки весовых коэффициентов нейронной сети. При этом трудоемкость расчетов методом АОПС значительно меньше, что позволяет сократить время принятия решений диспетчером и повысить общую эффективность диспетчерского управления за счет снижения времени на выработку управляющего воздействия.

Список литературы

1. Silva B.N., Khan M., Han K. Футуристическое устойчивое управление энергией в интеллектуальных средах: обзор стратегий снижения пиковой нагрузки и реагирования на спрос, проблем и возможностей // *Sustainability*. – 2020. – Vol. 12, No. 14. – P. 5561. DOI: 10.3390/su1214556. – EDN OZXERP.
2. Шувалова А.А., Полищук В.И. Синтез интеллектуальной системы автоматизированного управления перетоком активной мощности по электросетевым элементам в пределах заданной пропускной способности. – Барнаул: Алтайский гос. техн. ун-т им. И.И. Ползунова, 2023. – 94 с. – EDN DHZPBQ.
3. Aghaebrahimi M.R., Golkhandan R.K., Ahmadian S. Probabilistic calculation of total transfer capability (TTC) for power systems with wind farms using evolutionary algorithms // 9th International Conference on Power Electronics-ECCE Asia 63 Convention Center, Seoul, 1–5 June 2015. – Seoul (Korea), 2015. P. 2135–2140.
4. Audomvongseeree K., Yokoyama A. Consideration of an appropriate TTC by probabilistic approach // *IEEE Transactions on Power Systems*. – February 2004. – Vol. 19, Issue 1.
5. Li W., Wang P., Guo Z. Определение оптимальной суммарной пропускной способности с использованием вероятностного подхода // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2006. – Vol. 21, Issue 2.
6. Обоскалов В.П., Герасименко А.А. Определение предела мощности, передаваемой по линии электропередачи, при оценке балансовой надежности электроэнергетических систем // *Электричество*. – 2023. – № 7. – С. 6–19. DOI: 10.24160/0013-5380-2023-7-6-19. – EDN XAJNES.
7. Волков А.В. Анализ реализованных в программном обеспечении подходов к автоматизации расчета МДП/АДП. Применение программного обеспечения и необходимость его развития // *Электроэнергетика глазами молодежи: труды VI Междунар. науч.-техн. конф., Иваново, 09–13 ноября 2015 г.* – Иваново, 2015. – Т. 1. – С. 79–82. – EDN VJZSIN.
8. Interpretable Neighborhood Deep Models for Online Total Transfer Capability Evaluation of Power Systems / Zh. Wang, Ya. Zhou, Q. Guo, H. Sun // *IEEE Transactions on Power Systems*. – 2022. – Vol. 37, No. 1. – P. 260–271. DOI: 10.1109/tpwrs.2021.3091710. – EDN CZRKKC.
9. Glazunova A.M., Aksaeva E.S. A method for total transfer capability estimation for generation of a trade-off solution on using available transfer capability of the controlled cutsets // *Energy Systems Research*. – 2018. – Vol. 1, No. 2(2). – P. 5–12. DOI: 10.25729/esr.2018.02.0001. – EDN YODPCX.
10. Киселев А.Ю., Львов А.П., Васильев П.Ф. Актуальные проблемы эксплуатации и способы повышения пропускной способности объектов электроэнергетики Республики Саха (Якутия) // *Электроэнергия. Передача и распределение*. – 2024. – № 2(83). – С. 48–61. – EDN AEAXAC.
11. Бацева Н.Л., Сухоруков В.А. Определение допустимых перетоков мощности на основе адаптивной траектории утяжеления // *Вестник МЭИ*. – 2021. – № 6. – С. 20–30. DOI: 10.24160/1993-6982-2021-6-20-30.
12. Glazunova A. Development of a Day-Ahead Demand Side Management Strategy to Improve

the Microgrid Efficiency // *IFAC-PapersOnLine*. – 2022. – Vol. 55, No. 9. – P. 256–261. DOI: 10.1016/j.ifacol.2022.07.045. – EDN HHOZOZ.

13. **Свидетельство** о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021617730 Российской Федерация. Сопоставление и анализ статистических характеристик нагрузки: № 2021616764: заявл. 28.04.2021: опубл. 19.05.2021 / В.И. Полищук, А.В. Панкратов, Н.Л. Бацева, А.А. Шувалова; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова».

14. **Аксаева Е.С.** Методика оценивания максимально допустимого перетока активной мощности в режиме реального времени // Системные исследования в энергетике: труды молодых ученых ИСЭМ СО РАН. Вып. 47. – Иркутск: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2017. – С. 7–14. – EDN QHYQBF

15. **Свидетельство** о государственной регистрации программы для ЭВМ №2021681429 Российской Федерация. Система управления перетоком активной мощности по линии электропередачи в режиме перегрузки: № 2021680502: заявл. 10.12.2021: опубл. 21.12.2021 / В.И. Полищук, К.Ю. Постоянкова, А.В. Панкратов, А.А. Шувалова.

References

1. Silva, B.N., Khan, M., Han, K. Futuristic sustainable energy management in smart environments: A Review of Peak Load Shaving and Demand Response Strategies, Challenges, and Opportunities]. *Sustainability*, 2020, vol. 12, no. 14, p. 5561. DOI: 10.3390/su1214556. EDN OZXERP.
2. Shuvalova, A.A., Polishchuk, V.I. *Sintez intellektual'noy sistemy avtomatizirovannogo upravleniya peretokom aktivnoy moshchnosti po elektrosetevym elementam v predelakh zadannoy propusknoy sposobnosti* [Synthesis of an intelligent automated control system for the flow of active power through electric grid elements within a given capacity]. Barnaul: Altayskiy gosudarstvennyy tekhnicheskii universitet im. I.I. Polzunova, 2023. 94 p. EDN DHZPBQ.
3. Aghaebrahimi, M.R., Golkhandan, R.K., Ahmadian, S. Probabilistic Calculation of Total Transfer Capability (TTC) for Power Systems with Wind Farms using Evolutionary Algorithms. 9th International Conference on Power Electronics-ECCE Asia 63 Convention Center, Seoul, 1–5 June, 2015. Seoul (Korea), 2015, pp. 2135–2140.
4. Audomvongseeree, K., Yokoyama, A. Consideration of an appropriate TTC by probabilistic approach. *IEEE Transactions on Power Systems*, February 2004, vol. 19, issue 1.
5. Li, W., Wang, P., Guo, Z. *Opreделение optimal'noy summarnoy propusknoy sposobnosti s ispol'zovaniem veroyatnostnogo podkhoda* [Determination of optimal total transfer capability using a probabilistic approach]. *IEEE Transactions on Power Systems*. May 2006, vol. 21, issue 2.

6. Oboskalov, V.P., Gerasimenko, A.A. Opre-delenie predela moshchnosti, peredavaemoy po linii elektropredachi, pri otsenke balansovoy nadezhnosti elektroenergeticheskikh sistem [Determination of the limit of power transmitted via a power transmission line when assessing the balance reliability of electric power systems]. *Elektrichestvo*, 2023, no. 7, pp. 6–19. DOI: 10.24160/0013-5380-2023-7-6-19. EDN XAJHES.

7. Volkov, A.V. Analiz realizovannykh v programnom obespechenii podkhodov k avtomatizatsii rascheta MDP/ADP. Primenenie programmnogo obespecheniya i neobkhodimost' ego razvitiya [Analysis of approaches implemented in software to automate the calculation of MDP/ADP. Application of software and the need for its development]. *Trudy VI Mezhdunarodnoy nauchno-tekhnicheskoy konferentsii "Elektroenergetika glazami molodezhi", Ivanovo, 09–13 noyabrya 2015 g.* [Proceedings of the VI International Scientific and Technical Conference "Electric power industry through the eyes of youth", Ivanovo, November 09–13, 2015]. Ivanovo, 2015, vol. 1, pp. 79–82. EDN VJZSIN.

8. Wang, Zh., Zhou, Ya., Guo, Q., Sun, H. Interpretable Neighborhood Deep Models for Online Total Transfer Capability Evaluation of Power Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2022, vol. 37, no. 1, pp. 260–271. DOI: 10.1109/tpwrs.2021.3091710. EDN CZRKKC.

9. Glazunova, A.M., Aksaeva, E.S. A method for total transfer capability estimation for generation of a trade-off solution on using available transfer capability of the controlled cutsets. *Energy Systems Research*, 2018, vol. 1, no. 2(2), pp. 5–12. DOI: 10.25729/esr.2018.02.0001. EDN YODPCX.

10. Kiselev, A.Yu., L'vov, A.P., Vasil'ev, P.F. Aktual'nye problemy ekspluatatsii i sposoby povysheniya propusknoy sposobnosti ob"ektov elektroenergetiki Respubliki Sakha (Yakutiya) [Actual problems of operation and ways to increase the capacity of electric power facilities in the Republic of Sakha (Yakutia)]. *Elektroen-*

ergiya. Peredacha i raspredelenie, 2024, no. 2(83), pp. 48–61. EDN AEAXAC.

11. Batseva, N.L., Sukhorukov, V.A. Opre-delenie dopustimyykh peretokov moshchnosti na osnove adaptivnoy traektorii utyazheleniya [Determination of permissible power overflows based on adaptive weighting trajectory]. *Vestnik MEI*, 2021, no. 6, pp. 20–30. DOI: 10.24160/1993-6982-2021-6-20-30.

12. Glazunova, A. Development of a Day-Ahead Demand Side Management Strategy to Improve the Microgrid Efficiency. *IFAC-PapersOnLine*, 2022, vol. 55, no. 9, pp. 256–261. DOI: 10.1016/j.ifacol.2022.07.045. EDN HHOZOZ.

13. Polishchuk, V.I., Pankratov, A.V., Batseva, N.L., Shuvalova, A.A. Sopostavlenie i analiz staticheskikh kharakteristik nagruzki [Comparison and analysis of static load characteristics]. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM in Russia [Certificate of state registration of computer program in Russian Federation]. No. 2021617730, 2021.

14. Aksaeva, E.S. Metodika otsenivaniya maksimal'no dopustimogo peretoka aktivnoy moshchnosti v rezhime real'nogo vremeni [Methodology for estimating the maximum allowable active power flow in real time]. *Trudy molodykh uchenykh ISEM SO RAN «Sistemnye issledovaniya v energetike»*. Vyp. 47 [The Works of young scientists of ISEM SB RAS "System research in the energy sector". Issue 47]. Irkutsk, 2017, pp. 7–14. EDN QHYQBF.

15. Polishchuk, V.I., Postoyankova, K.Yu., Pankratov, A.V., Shuvalova, A.A. Sistema upravleniya peretokom aktivnoy moshchnosti po linii elektropredachi v rezhime peregruzki [Control system for the flow of active power along power transmission lines in overload mode]. Svidetel'stvo o gosudarstvennoy registratsii programmy dlya EVM in Russia [Certificate of state registration of computer program in Russian Federation]. No. 2021681429, 2021.

УДК 621.316.72

Юрий Иванович Ханин

ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный аграрный университет», кандидат технических наук, доцент кафедры электроснабжения и энергетических систем, Россия, Волгоград, телефон +7 (8442) 41-13-70, e-mail: haninyu5@gmail.com

Ольга Алексеевна Иванова

ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный аграрный университет», кандидат технических наук, доцент кафедры электроснабжения и энергетических систем, Россия, Волгоград, телефон +7 (8442) 41-13-70, e-mail: ivanova.essx@yandex.ru

Михаил Петрович Аксенов

ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный аграрный университет», кандидат сельскохозяйственных наук, доцент кафедры электроснабжения и энергетических систем, Россия, Волгоград, телефон +7 (8442) 41-13-70, e-mail: aksenovmp@mail.ru

Оптимизация выбора параметров фильтрокомпенсирующих устройств на примере сельскохозяйственного машиностроительного завода

Авторское резюме

Состояние вопроса. Современные предприятия агропромышленного комплекса сталкиваются с проблемой низкого качества электроэнергии, вызванного гармоническими искажениями от нелинейных нагрузок, таких как преобразователи частоты и тиристоры. Это приводит к росту потерь в сетях, снижению КПД оборудования и нарушению требований ГОСТ 32144-2013. Целью исследования является разработка методики расчета оптимальных параметров фильтрокомпенсирующих устройств в программной среде Mathcad для минимизации гармоник и повышения энергоэффективности предприятий сельскохозяйственного машиностроения.

Материалы и методы. В исследовании использованы данные мониторинга спектра тока и напряжения на сельскохозяйственном машиностроительном заводе, а также численное моделирование в Mathcad. Исследованы две конфигурации фильтрокомпенсирующих устройств: с узкополосным фильтром (5-я гармоника) и широкополосным звеном 3-го порядка (7-я или 11-я гармоники). Мощность фильтрокомпенсирующих устройств подобрана с учетом динамики нагрузки (до 5 860 кВАр), что снижает потери на 20–25 %.

Результаты. Для оценки необходимости проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности проанализированы значения потребляемых нагрузкой трехфазных мощностей и среднего по трем фазам коэффициента мощности. Рассчитана необходимая мощность компенсации для каждого интервала измерений, которая достигает 5860 кВАр. Для оценки степени воздействия гармоник тока на сеть и других потребителей построены графики фазных суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения. Выявлено, что преобладающими являются 5-я и 11-я гармоники. Проведен сравнительный анализ двух наиболее целесообразных вариантов фильтрокомпенсирующих устройств, в результате которого оптимальной признана конфигурация с настройкой на 5-ю и 7-ю гармоники, обеспечивающая снижение суммарного коэффициента искажений K_U до 2,3–2,8 % без резонансных явлений. Альтернативный вариант (5-я и 11-я гармоники) показал рост $K_{U(4)}$ и $K_{U(6)}$ выше нормативов.

Выводы. Предложенная методика позволяет адаптировать параметры фильтрокомпенсирующих устройств под специфику предприятия, обеспечивая соответствие стандартам качества электроэнергии. Полученные экспериментальные данные позволяют рекомендовать гибридную систему с динамической настройкой для сложных нагрузок. Результаты могут быть применены в сельскохозяйственном машиностроении для повышения качества и энергоэффективности электроснабжения.

Ключевые слова: фильтрокомпенсирующие устройства, гармонические составляющие тока, критерии энергоэффективности, коэффициент гармонических искажений

Yuri Ivanovich Khanin

Volgograd State Agricultural University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Power Supply and Energy Systems Department, telephone +7 (8442) 41-13-70, e-mail: haninyu5@gmail.com

Olga Alekseevna Ivanova

Volgograd State Agricultural University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Power Supply and Energy Systems Department, telephone +7 (8442) 41-13-70, e-mail: ivanova.essx@yandex.ru

Mikhail Petrovich Aksenov

Volgograd State Agricultural University, Candidate of Agricultural Sciences, (PhD), Associate Professor of Power Supply and Energy Systems Department, telephone +7 (8442) 41-13-70, e-mail: aksenovmp@mail.ru

Optimization of filter-compensating device parameters: a case study of an agricultural machinery manufacturing plant

Abstract

Background. Modern enterprises of the agro-industrial complex face the problem of poor power quality caused by harmonic distortions of non-linear loads, such as frequency converters and thyristors. This leads to increased losses in networks, reduced equipment efficiency, and violations of GOST 32144-2013 requirements. The study aims to develop a methodology to calculate optimal parameters of filter-compensating devices (FCD) in the Mathcad software environment to minimize harmonics and improve energy efficiency in agricultural machinery manufacturing enterprises.

Materials and methods. The study has used current and voltage spectrum monitoring data of an agricultural machinery manufacturing plant and numerical simulations in Mathcad. Two FCD configurations have been analyzed: a narrow-band filter tuned to the 5th harmonic and a third-order broadband link tuned to the 7th or 11th harmonic. The capacity of the FCD is selected taking into account the load dynamics (up to 5,860 kVAr), which reduces losses by 20–25 %.

Results. To assess the need for reactive power compensation measures, the authors have analyzed the values of three-phase power consumed by the load and the average power factor of the three phases. For each measurement interval the required compensation power has been calculated and it reaches 5860 kvar. To evaluate the impact of current harmonics on the network and other consumers, phase total harmonic distortion (THD) graphs for voltage have been plotted. The study has revealed that the 5th and 11th harmonics are predominant. Two of the most feasible filter-compensating device configurations have been compared. The optimal configuration has to be tuned to the 5th and 7th harmonics, reducing the total distortion factor K_U to 2,3–2,8 % without resonance phenomena. The alternative option (5th and 11th harmonics) has shown an increase in K_U and K_U above the standards.

Conclusions. The proposed methodology adapts FCD parameters to the specific needs of an enterprise ensuring compliance with power quality standards. The obtained experimental data allow us to recommend a hybrid system with dynamic tuning for complex loads. The results are applicable in agricultural machinery manufacturing to enhance power supply quality and energy efficiency.

Key words: filter-compensating devices, harmonic components of current, energy efficiency criteria, harmonic distortion coefficient

DOI: 10.17588/2072-2672.2025.4.050-056

Введение. Несмотря на устойчивый рост энерговооруженности агропромышленного комплекса, его показатели все еще в 2–3 раза отстают от промышленных стандартов. Это противоречие обостряется в связи с внедрением высокотехнологичного оборудования, такого как инверторы, тиристоры и регулируемые приводы, которые, повышая производительность, одновременно становятся источниками гармонических искажений в электросетях [1–3]. Нелинейные характеристики таких устройств приводят к ухудшению качества электроэнергии, что негативно сказывается как на работе отдельных предприятий, так и на устойчивости энергосистемы в целом [4–6].

Проблема усугубляется региональной диспропорцией: в некоторых субъектах РФ сельскохозяйственные организации используют лишь 15–20 % от прежнего парка техники. Таким образом, уровень их технической вооруженности снижается. При этом даже повышение энергетических мощностей не гарантирует роста их эффективности из-за нерационального расхода ресурсов [7, 8].

Фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ), включающие конденсаторы, дроссели и резисторы, корректируют частотные характеристики сетей, подавляя гармоники. Помимо этого, их емкостные элементы компенсируют реактивную мощность, что снижает нагрузку на энергосистему и повышает экономичность производства. В связи с этим в условиях сокращения энергообеспеченности сельскохозяйственных предприятий (на 15 % за десятилетие) требуются

точные методики расчета параметров ФКУ для конкретных условий [9].

Цель исследования – разработка алгоритма оптимизации фильтрокомпенсирующих систем в среде Mathcad с учетом региональных особенностей энергопотребления. Практическая апробация методики запланирована на предприятиях сельскохозяйственного машиностроения, где критически важны стабильность напряжения и минимизация потерь.

Методы исследования. Параллельное включение ФКУ в электрическую сеть модифицирует частотные свойства системы «сеть–ФКУ». Это взаимодействие приводит к изменению уровня гармоник напряжения в точке общего подключения, где объединяются линейные и нелинейные нагрузки. Ключевым фактором при этом является зависимость импеданса контура от характеристик ФКУ, включая его мощность Q , добротность d и частоту настройки s . Эти параметры взаимосвязаны и определяют амплитудно-частотный отклик устройства.

Добротность ФКУ определяется как отношение индуктивного (или емкостного) сопротивления на частоте настройки к активному:

$$d = \frac{X_L s}{R},$$

где X_L – это индуктивное сопротивление фильтра, равное ωL , Ом; s – относительная частота настройки фильтра; R – активное сопротивление фильтра, Ом.

Добротность характеризует скорость затухания свободных составляющих в переходных процессах, происходящих в фильтре, а также полосу пропускания фильтра. Чем выше значение добротности, тем эффективнее будет фильтр и ниже потери мощности, но при этом важна высокая точность настройки на заданную частоту фильтрации.

Наиболее эффективными являются узкополосные фильтры с добротностью 30–60 и широкополосные фильтры с добротностью 1–2.

На этапе проектирования критически важным становится моделирование импеданса фильтра $Z(k)$. Для каждого фильтра рассчитывается индивидуальная функция $Z(k)$, учитывающая его технические характеристики. Далее суммарное сопротивление системы определяется по формуле [10]

$$Z(k, Q_1 \dots Q_n) = \frac{1}{\frac{1}{Z_1(k)} + \dots + \frac{1}{Z_n(k)} + \frac{1}{Z_C(k)}}, \quad (1)$$

где $Z_1(k)$, $Z_n(k)$ – функции сопротивления отдельных фильтров, входящих в состав ФКУ, Ом; $Z_C(k)$ – функция сопротивления сети, Ом.

Импеданс сети на основной гармонике определяется по выражению [10]

$$Z_C = \frac{U_H^2}{S_{K3}}, \quad (2)$$

где U_H – номинальное фазное напряжение, В; S_{K3} – мощность короткого замыкания в точке подключения ФКУ, ВА.

При отсутствии точных данных о комплексном сопротивлении сети рекомендуется использовать соотношение активной R и реактивной X составляющих как 9:1. Это упрощает моделирование, но требует последующей верификации при наличии экспериментальных измерений [8].

Основная задача проектирования ФКУ – снижение коэффициента гармонических искажений K_U до значений, регламентированных стандартами (например, ГОСТ 32144-2013). Для математической формализации процесса в среде Mathcad вводится целевая функция

$$K_U(Q_1 \dots Q_n) = \frac{100}{U_H} \sqrt{\sum_{k=2}^m Z(k, Q_1 \dots Q_n) I_k}, \quad (3)$$

где $Z(k, Q_1 \dots Q_n)$ – импеданс системы «сеть–ФКУ» на k -й гармонике, Ом; I_k – ток k -й гармоники, А.

Каждое слагаемое $Z(k) I_k$ отражает вклад гармоники в общие искажения. Алгоритмизация расчета по формуле (3) упрощает анализ за счет автоматизации операций с матрицами и векторами в Mathcad.

Минимизация $K_U(Q_1 \dots Q_n)$ выполняется методом поиска глобального экстремума в заданной области допустимых значений.

Допустимые значения задаются некоторым ограничением, в данном случае суммарной мощностью отдельных звеньев ФКУ.

Заключительным этапом выбора параметров фильтра является расчет отдельных элементов каждого звена ФКУ: емкости C ; индуктивности L ; сопротивления R .

В рамках исследования эффективности ФКУ проведен мониторинг показателей качества электроэнергии (ПКЭ) на сельскохозяйственном машиностроительном заводе. Исходные данные для расчетов:

- однолинейная схема электроснабжения предприятия;
- мощность короткого замыкания в точке измерений $S_{K3} = 124$ МВА;
- параметры силового трансформатора ТДНС-16000-35/6,3 с $U_K = 9,78$ %.

Ключевым источником гармонических составляющих тока оказался разгоночно-балансирующий стенд, используемый для тестирования валов и их балансировки. Его силовая часть состояла из двух двигателей постоянного тока, которые при работе на предельных нагрузках (раскрутка крупногабаритных деталей) провоцировали:

- повреждение импульсных блоков питания;
- сбои в функционировании офисного оборудования.

Эти симптомы подтвердили наличие значительных гармонических искажений в сети.

Измерения выполнялись в распределительном устройстве 6 кВ с использованием:

- анализатора качества электроэнергии Hioki PW3198;
- изолированных токовых клещей Hioki 9695 (диапазон 5 А).

Программа мониторинга предусматривала:

- продолжительность: 1 ч с вариацией режимов работы стенда;
- интервал усреднения данных: 1 с.

Короткий интервал усреднения обеспечил высокую детализацию и точность оценки динамических изменений параметров.

Результаты исследования. На основании данных мониторинга трехфазных нагрузок (см. таблицу) установлено, что потребляемая мощность характеризуется значительной нестабильностью: пиковые значения достигают 7 МВА, а коэффициент мощности $\cos \varphi$ варьируется от 0,00 до 0,69. Это существенно ниже нормативного уровня 0,93, что указывает на критическую необходимость внедрения мероприятий по компенсации реактивной мощности.

Низкое значение коэффициента мощности демонстрирует низкую эффективность преобразования энергии. Систематическая перегрузка сети реактивными токами увеличивает потери в кабелях и трансформаторах.

Значение мощностей и $\cos\varphi$ в точке замеров

Мощность	P , кВт	S , кВА	Q , кВАр	$\cos\varphi$	Нормированное значение $\cos\varphi$
Максимальное значение	4 740,00	7 330,00	7 210,00	0,69	0,93
Среднее значение	2 396,02	6 558,20	5 964,06	0,36	
Минимальное значение	0,00	40,00	40,00	0,00	

В результате анализа спектра напряжения (рис. 1) установлено, что суммарный коэффициент гармонических искажений K_U достигает 13,17 %, а в 70 % временных интервалов превышает 8 %. Это нарушает требования ГОСТ 32144-2013, согласно которому допустимый уровень K_U не должен превышать 8 % для сетей с преобладанием нелинейных нагрузок.

Анализ значений частных коэффициентов $K_{U(n)}$ показывает, что большая часть коэффициентов достигает значений, которые они, согласно ГОСТ 32144-2013, не должны превышать в

течение 100 % времени. Для коррекции $\cos\varphi$ до нормативных 0,93 рассчитана потребность в реактивной мощности, которая составляет до 5 860 кВАр в пиковые периоды.

Для корректного подбора параметров звеньев ФКУ – частоты настройки s и добротности d – необходимо провести анализ частотного спектра тока нагрузки (рис. 2). Исследование показало, что доминирующими являются 5-я и 11-я гармоники, а общий спектр соответствует структуре $6n \pm 1$, что характерно для шести-пульсных выпрямительных установок.

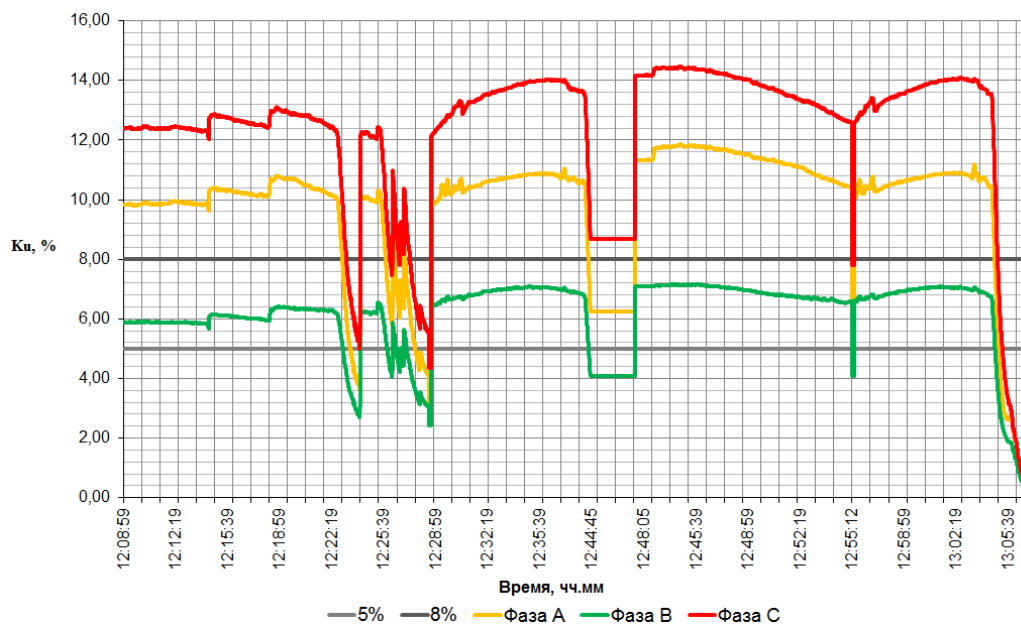
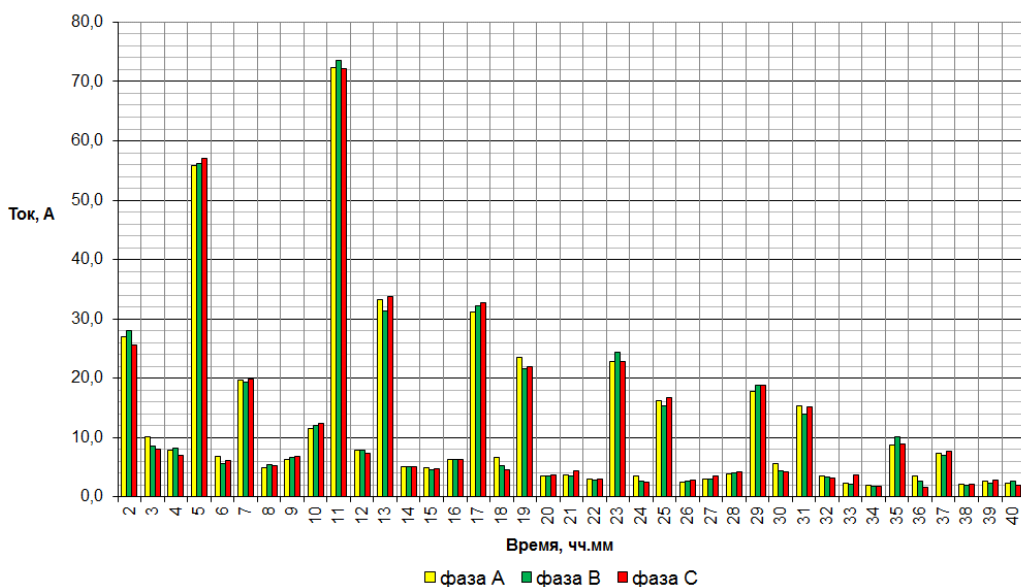
Рис. 1. Значения фазных коэффициентов K_U 

Рис. 2. Частотный спектр тока нагрузки

Выбирая количество звеньев ФКУ, нужно ориентироваться на величину преобладающих гармоник, а также на частотное распределение. В данном случае наиболее целесообразными являются два варианта:

1) узкополосный фильтр (5-я гармоника) в сочетании с широкополосным фильтром (7-я гармоника): такой вариант предотвращает резонансные явления на частотах доминирующих гармоник, однако эффективность широкополосного фильтра для подавления 11-й гармоники ограничена из-за снижения мощности на частотах, удаленных от частоты настройки s ;

2) узкополосный фильтр (5-я гармоника) в сочетании с широкополосным фильтром (11-я гармоника): такой вариант обеспечивает подавление двух наиболее интенсивных гармоник, но создает риск резонанса в диапазоне 5–11-й гармоник, что может усилить искажения напряжения.

Таким образом, оптимальная конфигурация ФКУ должна балансировать между эффективностью подавления гармоник и предотвращением побочных резонансных эффектов, что достигается за счет комбинации узко- и широкополосных решений.

При сравнении двух конфигураций ФКУ – с настройкой на 5-ю и 11-ю гармоники, а также на 5-ю и 7-ю – установлено, что первый вариант демонстрирует более низкие значения суммарного коэффициента искажений K_U : 2,38; 2,80;

2,37. Это объясняется эффективным подавлением доминирующей 11-й гармоники, которая имеет наибольшую амплитуду в спектре нагрузки. Однако данный подход сопровождается побочными эффектами: между частотами настройки фильтров возникают резонансные явления, что приводит к росту коэффициентов $K_{U(4)}$ и $K_{U(6)}$ выше норм ГОСТ 32144-2013.

При использовании фильтров, настроенных на 5-ю и 7-ю гармоники, значения K_U выше (3,32; 2,89; 3,07), но частные коэффициенты $K_{U(n)}$ остаются в допустимых пределах. Это связано с тем, что широкополосный фильтр, настроенный на 7-ю гармонику, обеспечивает более равномерное распределение сопротивления в диапазоне средних частот, снижая риск резонансов.

Вариант с настройкой на 5-ю и 7-ю гармоники предпочтителен в условиях жестких требований к качеству электроэнергии, несмотря на относительно высокие значения K_U .

Эффективность ФКУ определяется не только настройкой на гармоники, но и типом используемых широкополосных звеньев. По результатам моделирования (рис. 3) наибольшую компенсационную способность демонстрирует комбинированный фильтр:

- узкополосное звено, настроенное на 5-ю гармонику;
- широкополосное звено 3-го порядка, оптимизированное для 7-й гармоники.

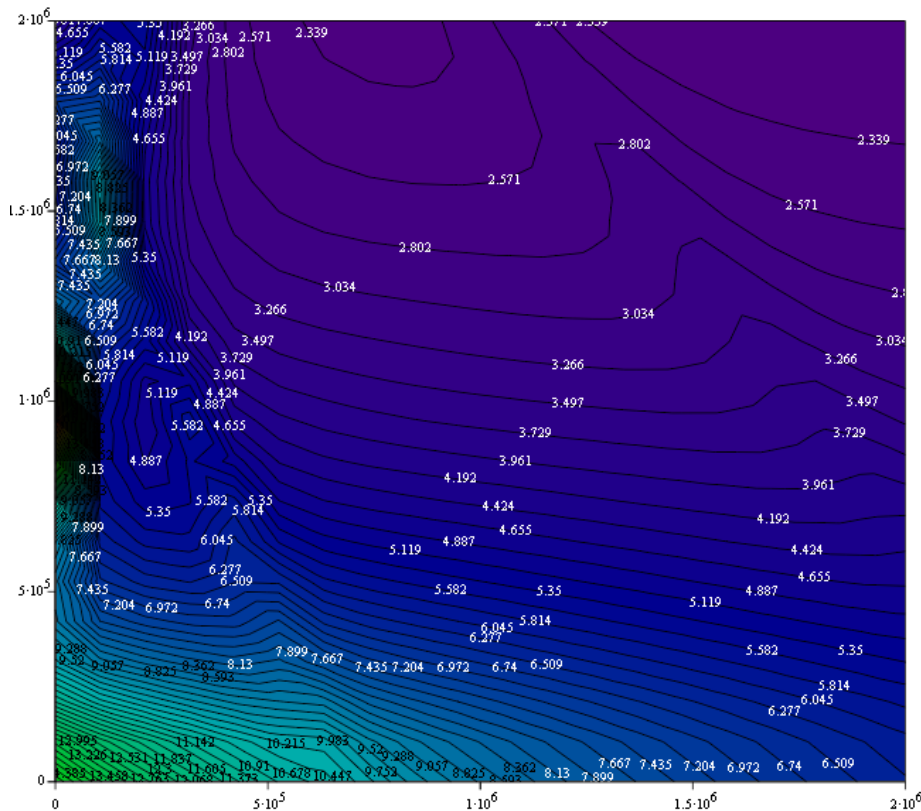


Рис. 3. График поверхности для функции $K_U(Q_1, Q_2)$ при расчете узкополосного фильтра и широкополосного фильтра 3-го порядка

График поверхности $K_U(Q_1, Q_2)$ показывает прямую корреляцию между реактивной мощностью фильтра и уровнем подавления гармоник. При этом наблюдается следующее:

- увеличение Q_1 и Q_2 снижает K_U до 2,3–2,8 %;
- минимальная эффективность наблюдается при $Q < 100$ кВАр, что связано с недостаточной компенсацией реактивной составляющей.

При малых значениях реактивной мощности нагрузки пассивные ФКУ теряют целесообразность:

- из-за невозможности подавления высокочастотных гармоник без риска резонанса;
- низкой экономической эффективности при малых Q .

В таких случаях оптимальным решением становятся активные фильтры гармоник (АФГ), которые обладают следующими функциями:

- динамически адаптируются к изменению спектра нагрузки;
- подавляют гармоники в диапазоне 2–50 кГц без риска резонансных явлений.

Выводы. В результате оптимизации двух конфигураций фильтрокомпенсирующих устройств для предприятия с нелинейными нагрузками, проведенной с применением усовершенствованной методики расчета, реализованной в среде Mathcad, установлено, что оптимальным решением является гибридная система, включающая:

- узкополосный фильтр, настроенный на 5-ю гармонику (подавление доминирующей составляющей спектра);
- широкополосный фильтр 3-го порядка с частотой настройки 7-й гармоники (компенсация среднечастотных искажений).

Преимуществами выбранной конфигурации являются:

- 1) минимизация активных потерь за счет оптимального распределения мощности между звеньями, что соответствует критериям энергоэффективности;
- 2) снижение гармоник на 70–80 % (узкополосный фильтр эффективно гасит 5-ю гармонику, а широкополосный обеспечивает равномерную коррекцию спектра в диапазоне 5–13-й гармоник);
- 3) отсутствие резонансных рисков (частотная адаптация звеньев исключает перекрытие полос пропускания), что подтверждается расчетами амплитудно-частотных характеристик.

Методика позволяет адаптировать параметры ФКУ под конкретный объект, что особенно актуально для предприятий с переменным профилем потребления, например для предприятий сельскохозяйственного машиностроения.

Список литературы

1. On the efficiency of power transformers with “star-zig-zag with zero” winding connection scheme in rural electricity networks supplying household consumers /

Y.I. Hanin, O.V. Rodionova, A.P. Panchishkin, et al. // Journal of Physics: Conference Series: 2, Volgograd, 06–07 мая 2021 г. – Volgograd, 2021. – P. 012004. DOI: 10.1088/1742-6596/2060/1/012004. – EDN KQUQUD.

2. Юндин М.А., Ханин Ю.И. О дополнительных потерях электроэнергии в сети 0,38 кВ // Вестник ВИЭСХ. – 2013. – № 4(13). – С. 27–29. – EDN RLYAWP.

3. Костинский С.С. Обзор и результаты исследований гармонического состава тока, потребляемого преобразователями частоты малой мощности, а также способов и устройств для снижения их негативного влияния на системы электроснабжения // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2020. – Т. 22, № 2. – С. 27–42. DOI: 10.30724/1998-9903-2020-22-2-27-42. – EDN YYPEIF.

4. Юндин М.А., Шабанов Н.И., Ханин Ю.И. О коэффициенте небаланса наиболее значимых высших гармоник токов в сельских коммунально-бытовых сетях 0,38 кВ // Вестник АПК Ставрополя. – 2014. – № 2(14). – С. 102–104. – EDN SHWLTV.

5. Тигунцев С.Г., Шафаревич К.В. Разработка мероприятий по устранению резонансных явлений на частотах высших гармоник на линии электропередачи 35 кВ // Вестник ИГЭУ. – 2023. – Вып. 5. – С. 40–50. DOI: 10.17588/2072-2672.2023.5.040-050. – EDN EBBTCK.

6. Юндин М.А., Юндин К.М., Исупова А.М. Влияние трансформатора с обмотками «двойной зигзаг с нулевым выводом» на уровень несимметрии и несинусоидальности токов в сети 0,38 кВ // Электротехника. – 2023. – № 11. – С. 77–82. DOI: 10.53891/00135860_2023_11_77. – EDN XNPJCY.

7. The additional power losses investigation in electric power transformers 10/0,4 kW of rural electrical networks / Yu.I. Hanin, O.A. Ivanova, T.P. Brenina, et al. // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – 2022. – Vol. 1069, No. 1. – P. 012036. DOI: 10.1088/1755-1315/1069/1/012036. – EDN QOLWPF.

8. Analysis of the harmonic composition of current in the zero-working wire at the input of the load node with the prevailing non-linear power consumers / I.V. Yudaev, M.A. Yundin, A.M. Isupova, et al. // Archives of Electrical Engineering. – 2021. – Vol. 70, No. 2. – P. 463–473. DOI: 10.24425/aee.2021.136996. – EDN NPLGLV.

9. Вагин Г.Я., Куликов А.Л. Качество электрической энергии в системах электроснабжения. Анализ состояния методов нормирования и контроля // Электрические станции. – 2019. – № 6(1055). – С. 54–59. – EDN IHAYFR.

10. Ханин Ю.И., Пелих А.Э., Толочко И.В. Исследование показателей качества электроэнергии на сельскохозяйственном машиностроительном заводе // Актуальные проблемы молодежной науки в развитии АПК: материалы Всерос. (национальной) науч.-практ. конф., Курск, 11–13 декабря 2019 г. Ч. 1. – Курск: Курская государственная сельскохозяйственная академия им. профессора И.И. Иванова, 2020. – С. 371–376. – EDN XSQQUU.

References

1. Hanin, Y.I., Rodionova, O.V., Panchishkin, A.P., Zaichkina, M.A., Shakhbazova, Y.E. On the efficiency of power transformers with “star-zig-zag with zero” winding connection scheme in rural electricity networks supplying household consumers. *Journal of Physics: Conference Series 2, Volgograd, Virtual, 06–07 мая 2021 года.*

Volgograd, Virtual, 2021, p. 012004. DOI: 10.1088/1742-6596/2060/1/012004. EDN KKUQUUD.

2. Yundin, M.A., Khanin, Yu.I. O dopolnitel'nykh poteryakh elektroenergii v seti 0,38 kV [On additional losses of electricity in the 0,38 kV network]. *Vestnik VIESKh*, 2013, no. 4(13), pp. 27–29. EDN RLYAWP.

3. Kostinskiy, S.S. Obzor i rezul'taty issledovaniy garmonicheskogo sostava toka, potrebyaemogo preobrazovatelyami chastoty maloy moshchnosti, a takzhe sposobov i ustroystv dlya snizheniya ikh negativnogo vliyaniya na sistemy elektrosnabzheniya [Review and results of studies of the harmonic composition of current consumed by low-power frequency converters, as well as methods and devices to reduce their negative impact on power supply systems]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Problemy energetiki*, 2020, vol. 22, no. 2, pp. 27–42. DOI: 10.30724/1998-9903-2020-22-2-27-42. EDN YYPEIF.

4. Yundin, M.A., Shabanov, N.I., Khanin, Yu.I. O koeffitsiente nebalansa naibolee znachimyykh vysshikh garmonik tokov v sel'skikh kommunal'no-bytovykh setyakh 0,38 kV [On the imbalance coefficient of the most significant higher harmonics of currents in rural public utility networks]. *Vestnik APK Stavropol'ya*, 2014, no. 2(14), pp. 102–104. EDN SHWLVS.

5. Tiguntsev, S.G., Shafarevich, K.V. Razrabotka meropriyatiy po ustraneniyu rezonansnykh yavleniy na chastotakh vysshikh garmonik na linii elektroperedachi 35 kV [Development of measures to eliminate resonant phenomena at higher harmonic frequencies on power line of 35 kV]. *Vestnik IGEU*, 2023, issue 5, pp. 40–50. DOI: 10.17588/2072-2672.2023.5.040-050. EDN EBBTCK.

6. Yundin, M.A., Yundin, K.M., Isupova, A.M. Vliyaniye transformatora s obmotkami «dvoynoy zigzag s nulevym vyvodom» na uroven' nesimmetrii i nesinusoidal'nosti tokov v seti 0,38 kV [The influence of a transformer with “double zigzag with zero terminal” windings on the level of asymmetry and non-sinusoidality of cur-

rents in a 0,38 kV network]. *Elektrotehnika*, 2023, no. 11, pp. 77–82. DOI: 10.53891/00135860_2023_11_77. EDN XNPJCY.

7. Hanin, Yu.I., Ivanova, O.A., Brenina, T.P., Petruhin, V.A., Chernousov, P.S. The additional power losses investigation in electric power transformers 10/0,4 kV of rural electrical networks. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2022, vol. 1069, no. 1, p. 012036. DOI: 10.1088/1755-1315/1069/1/012036. EDN QOLWPF.

8. Yudaev, I.V., Yundin, M.A., Isupova, A.M., Rud, E.V., Ponomarenko, T.Z. Analysis of the harmonic composition of current in the zero-working wire at the input of the load node with the prevailing non-linear power consumers. *Archives of Electrical Engineering*, 2021, vol. 70, no. 2, pp. 463–473. DOI: 10.24425/aee.2021.136996. EDN NPLGLV.

9. Vagin, G.Ya., Kulikov, A.L. Kachestvo elektricheskoy energii v sistemakh elektrosnabzheniya. Analiz sostoyaniya metodov normirovaniya i kontrolya [Quality of electrical energy in power supply systems. Analysis of the state of methods of regulation and control]. *Elektricheskie stantsii*, 2019, no. 6(1055), pp. 54–59. EDN IHAYFR.

10. Khanin, Yu.I., Pelikh, A.E., Tolochko, I.V. Issledovanie pokazateley kachestva elektroenergii na sel'skokhozyaystvennom mashinostroitel'nom zavode [Study of indicators of quality of electric power at agricultural machinery manufacturing plant]. *Materialy Vserossiyskoy (natsional'noy) nauchno-prakticheskoy konferentsii “Aktual'nye problemy molodezhnoy nauki v razvitiy APK”, Kursk, 11–13 dekabrya 2019 g.* [Proceedings of the All-Russian (national) scientific and practical conference “Current issues of youth science in the development of the agro-industrial complex”, Kursk, December 11–13, 2019]. Kursk: Kurskaya gosudarstvennaya selskokhozyaystvennaya akademiya im. professora I.I. Ivanova, 2020, part 1, pp. 371–376. EDN XSQQIU.

ЭЛЕКТРОМЕХАНИКА

УДК 621.31

Игорь Юрьевич Иванов

Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, кандидат технических наук, главный специалист службы релейной защиты и автоматики, Россия, Казань, e-mail: igorivanov85@list.ru

Виталий Викторович Новокрещенов

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», старший преподаватель кафедры электроснабжения промышленных предприятий, Россия, Казань, e-mail: vitnov@inbox.ru

Вилия Равильевна Иванова

ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», кандидат технических наук, доцент кафедры электроснабжения промышленных предприятий, Россия, Казань, e-mail: vr-10@mail.ru

Моделирование участка электрической сети с устройством продольной компенсации для исследования параметров, влияющих на чувствительность дифференциальной защиты

Авторское резюме

Состояние вопроса. Одним из путей увеличения пропускной способности ЛЭП является установка устройств продольной компенсации. Однако у данного технического решения, помимо плюсов, имеются и минусы: возникновение инверсии тока во время короткого замыкания; возникновение инверсии напряжения во время короткого замыкания; появление низкочастотных колебаний (например, после отключения короткого замыкания, вследствие изменения параметров режима, вследствие подсинхронного резонанса и т.д.). Все эти явления оказывают влияние на устройства релейной защиты. Существующие решения адаптации алгоритмов функционирования релейной защиты продольно компенсированных ЛЭП в основном направлены на совершенствование алгоритмов функционирования дистанционной защиты. При этом нерешенной остается проблема функционирования дифференциальной защиты линии, связанная с недостаточной чувствительностью данной защиты при коротком замыкании на ЛЭП в режиме повышенной компенсации. В связи с отсутствием в открытой печати сведений по созданию моделей, позволяющих количественно оценить влияние устройств продольной компенсации на чувствительность дифференциальной защиты ЛЭП с продольной компенсацией, целесообразным является разработка модели участка электрической сети с устройством продольной компенсации для исследования параметров, влияющих на чувствительность дифференциальной защиты.

Материалы и методы. Ввиду прикладного характера исследования в качестве объекта изучения выбрана воздушная линия электропередач Ухта–Микунь напряжением 220 кВ, на которой планируется установка устройств продольной компенсации. По причине отсутствия опубликованных работ с описанием математической модели

данной ЛЭП для решения поставленных задач в целях исследования процессов на ЛЭП с устройствами продольной компенсации и построения комплекса релейной защиты принято решение в программе для ПК PSCAD разработать компьютерную модель.

Результаты. Разработана компьютерная модель воздушной линии электропередачи Ухта–Микунь напряжением 220 кВ. Выявлены параметры, влияющие на чувствительность дифференциальной защиты ЛЭП с продольной компенсацией в переходном и установившемся режимах короткого замыкания. Установлено, что одним из таких параметров является переходное сопротивление в месте короткого замыкания. Наиболее подробно рассмотрена специфика влияния короткого замыкания на чувствительность дифференциальной защиты. Проведена верификация разработанной модели и доказана ее адекватность.

Выводы. Результаты работы могут быть использованы при решении задач повышения устойчивости функционирования дифференциальной защиты на ЛЭП с устройствами продольной компенсации, а также при проведении дополнительных исследований с помощью разработанной модели.

Ключевые слова: устройство продольной компенсации, компьютерная модель дифференциальной защиты линии, активно-адаптивная сеть, релейная защита линии электропередачи, короткое замыкание

Igor Yurievich Ivanov

Branch of JSC “SO UES” of Regional Dispatch Control of Tatarstan, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Chief Specialist of Relay Protection and Automation Service (RPAS), Russia, Kazan, e-mail: igorivanov85@list.ru

Vitaly Viktorovich Novokreshchenov

Kazan State Power Engineering University, Senior Lecturer of Power Supply of Industrial Enterprises Department, Russia, Kazan, e-mail: vitnov@inbox.ru

Viliya Ravilievna Ivanova

Kazan State Power Engineering University, Candidate of Engineering Sciences, (PhD), Associate Professor of Power Supply of Industrial Enterprises Department, Russia, Kazan, e-mail: vr-10@mail.ru

Modeling a section of an electrical network with a series compensation device to study the parameters affecting the sensitivity of differential protection

Abstract

Background. One of the ways to enhance the transmission capacity of power transmission lines is to install series compensation devices (SCD). However, this technical solution has its advantages as well as disadvantages. These include current inversion during a short circuit (SC), voltage inversion during a SC, low-frequency oscillations (for example, after short-circuit clearing due to a change of the mode parameters due to subsynchronous resonance, etc.). All these phenomena impact on relay protection devices. Existing solutions to adapt the algorithms for relay protection operation of series-compensated power transmission lines are mainly aimed at improving the algorithms for distance protection operation. At the same time, the problem of differential protection operation of the line remains unresolved due to the insufficient sensitivity of this protection during a short circuit on the power transmission line in the high compensation mode. Due to the lack of information in public sources on developing models that allow quantitatively assessing the effect of the series compensation devices on the sensitivity of differential protection of power transmission lines with series compensation, it is advisable to develop a model of a section of an electric network with a series compensation device to study the parameters that affect the sensitivity of differential protection.

Materials and methods. Due to the applied nature of the study, the authors have focused on the Ukhta-Mikun 220 kV overhead power transmission line, where the installation of series compensation devices is planned. Due to the lack of published works describing the mathematical model of this transmission line, to solve the set tasks it is decided to develop a computer model in the PSCAD PC program to study the processes on the transmission line with the SCD and develop a relay protection complex.

Results. A computer model of the Ukhta-Mikun overhead power line with a voltage of 220 kV has been developed. The parameters influencing the sensitivity of differential protection of power transmission lines with series compensation in transient and steady-state short-circuit modes have been identified. It has been established that one of such parameters is the transition resistance at the point of short circuit. The specific character of the influence of a short circuit on the sensitivity of differential protection have been examined in detail. The developed model has been verified and its adequacy has been proven.

Conclusions. The results of the study can be used to address problems of increasing the stability of differential protection on power transmission lines with series compensation devices, as well as to conduct additional research using the developed model.

Key words: series compensation device, computer model of line differential protection, active-adaptive network, relay protection of power transmission line, short circuit

DOI: 10.17588/2072-2672.2025.4.057-065

Состояние вопроса. В соответствии с концепцией интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью (ИЭС ААС), одним из направлений повышения эффективности функционирования электрических сетей в ЕЭС России является насыщение сети активными элементами на базе силовой электроники, позволяющими изменять параметры сети (напряжение по модулю и по фазе, мощность реактивную и активную, сопротивление элементов сети и др.).

Несмотря на значительное многообразие технологий управляемых систем электропередачи переменного тока (FACTS-технологии), применяемых в зарубежных странах, в энергосистеме России, ввиду большой протяженности электрических сетей, наиболее востребованной является FACTS-технология с использованием устройств продольной компенсации (УПК) [1]. Установка на линиях электропередачи УПК позволяет увеличить пропускную способность ЛЭП за счет компенсации индуктивного сопротивления, повысить статическую и динамическую устойчивость энергосистемы за счет демпфирования электромеханических колебаний (в случае применения управляемого УПК), при этом появляется возможность управления потоками активной мощности нескольких параллельных ЛЭП (в случае применения управляемого УПК хотя бы на одной из линий). УПК значительно повышают эффективность работы электроэнергетической системы, однако их применение невозможно без проработки вопросов адаптации алгоритмов функционирования защиты продольно компенсированных ЛЭП, связанных с переменным характером параметров защищаемого объекта.

Во-первых, при оснащении сетей УПК с широкими возможностями регулирования параметров изменяются условия, в которых функционируют защиты при коротких замыканиях (КЗ), что может приводить к неправильной работе различных защит ЛЭП. Например, токовые защиты ЛЭП могут излишне срабатывать при КЗ на смежном участке сети, так как удаленное КЗ, возникшее на смежном участке, воспринимается защитой как близкое КЗ, расположенное на защищаемой ЛЭП.

Во-вторых, за счет изменения дифференциальных уравнений (появляется дополнительная переменная, символизирующая электрическое сопротивление УПК), описывающих работу электрической сети при КЗ на ЛЭП с УПК, при степени компенсации реактивного сопротивления ЛЭП более 50 % начинают проявляться такие явления, как возникновение инверсии тока и напряжения, низкочастотные колебания при КЗ, которые могут приводить к нарушению селективности и чувствительности различных защит ЛЭП. Так, наличие УПК на ЛЭП весьма существенно влияет на поведение

дистанционных защит, искажая величину и знак измеряемого сопротивления, что приводит к неправильным действиям этих защит. При установке на ЛЭП УПК также значительно усложняется работа дифференциальных защит ЛЭП [2, 3], так как ток КЗ в перекомпенсированном участке получается опережающим, а на противоположном конце поврежденной ЛЭП – отстающим, что приводит к отказу дифференциальной защиты ЛЭП из-за недостаточной чувствительности [1, 4, 5].

В силу описанных выше проблем степень компенсации продольного сопротивления ЛЭП, как правило, составляет не более 50 %.

Существующие решения по адаптации алгоритмов функционирования релейной защиты продольно компенсированных ЛЭП в основном направлены на совершенствование алгоритмов функционирования дистанционной защиты. При этом нерешенной остается проблема функционирования дифференциальной защиты линии (ДЗЛ), связанная с недостаточной чувствительностью данной защиты при КЗ на ЛЭП в режиме повышенной компенсации.

В связи с отсутствием в открытой печати сведений по созданию моделей, позволяющих количественно оценить влияние УПК на чувствительность дифференциальной защиты ЛЭП с продольной компенсацией, целесообразным является разработка модели участка электрической сети с устройством продольной компенсации для исследования параметров, влияющих на чувствительность дифференциальной защиты.

Материалы и методы. Ввиду прикладного характера исследования для изучения была выбрана воздушная линия электропередачи Ухта–Микунь напряжением 220 кВ, на которой, по заверению официальных источников¹, планируется установка устройств продольной компенсации. По причине отсутствия опубликованных работ с описанием математической модели данной ЛЭП для решения поставленных задач было принято решение для исследования процессов на ЛЭП с УПК и построения комплекса релейной защиты в программе для ПК PSCAD разработать компьютерную модель (рис. 1) электротехнической системы, электрическая схема которой представлена на рис. 2. Структурная схема компьютерной модели ДЗЛ представлена на рис. 3.

¹ Информация размещена на официальном сайте публичного акционерного общества «Россети» (ПАО «Россети»): URL: <https://www.rosseti.ru/suppliers/scientific-and-technical-development/intelligent-network/>

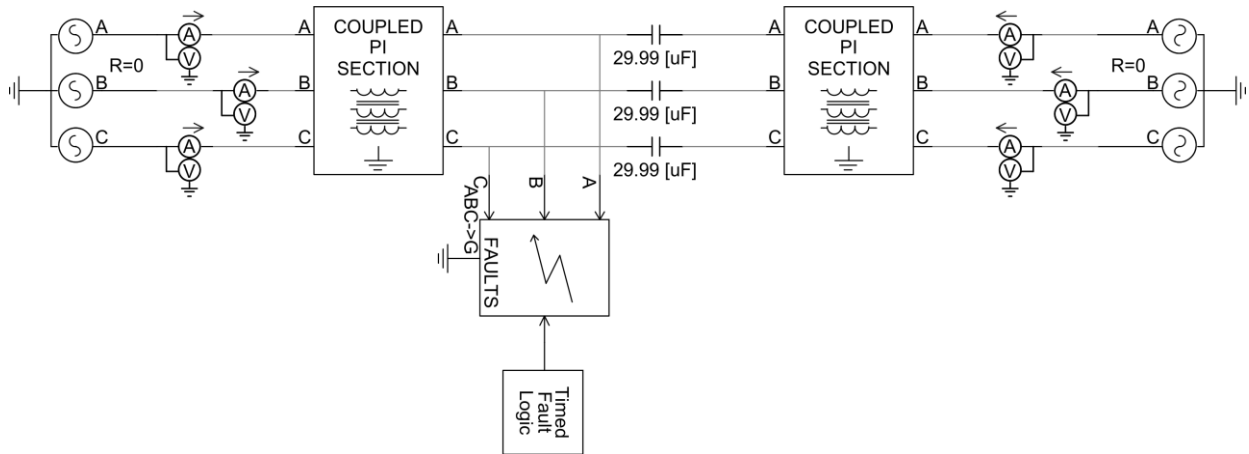


Рис. 1. Компьютерная модель электротехнической системы, выполненная в программе PSCAD



Рис. 2. Однолинейная принципиальная схема электрической системы, взятая за основу при проведении исследований

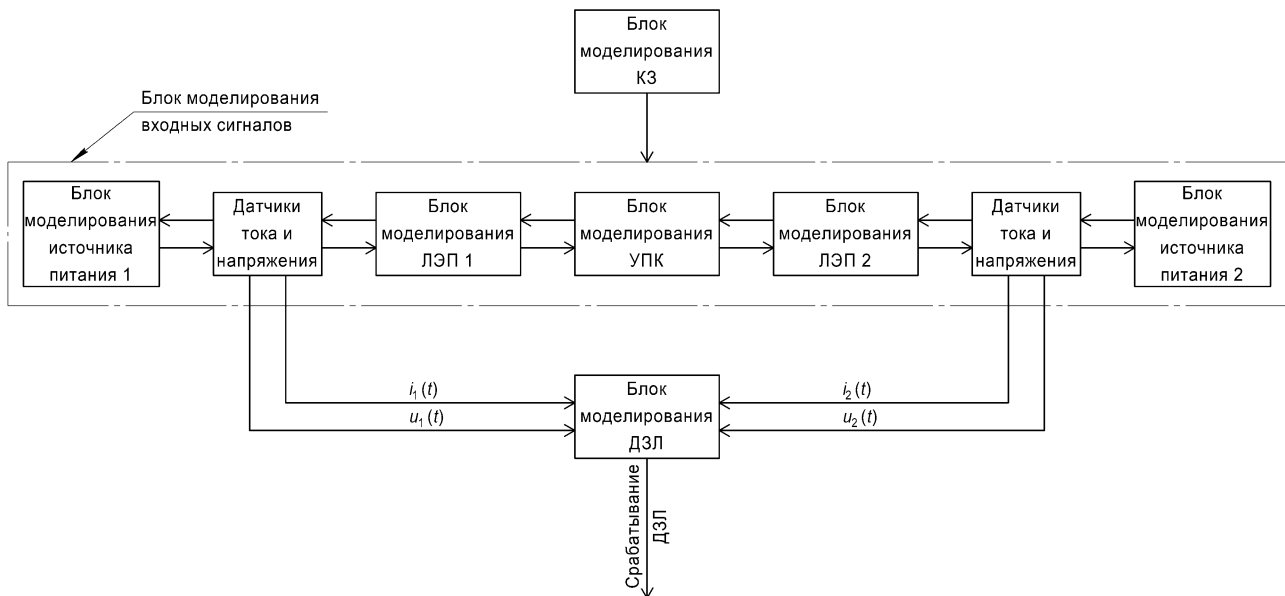


Рис. 3. Структурная схема компьютерной модели ДЗЛ

В данной схеме с помощью блочного принципа реализованы следующие элементы модели:

- блок моделирования КЗ, моделирующий внутреннее или внешнее КЗ с заданной длительностью;
- блок моделирования входных сигналов;
- блок моделирования ДЗЛ, моделирующий реакцию ДЗЛ на имитируемые повреждения.

Для симуляции разного рода коротких замыканий в блоке моделирования короткого замыкания задавались следующие параметры: сопротивление в месте КЗ; вид КЗ (трехфазное, двухфазное, двухфазное на землю, однофазное); длительность КЗ.

В целях симуляции входных сигналов для моделируемой релейной защиты, а также для изучения процессов, происходящих на

ЛЭП с УПК, использовался блок моделирования входных сигналов. Он, в свою очередь, включал в себя:

- блоки моделирования источников питания;
- блоки моделирования ЛЭП;
- блоки моделирования УПК;
- вспомогательные блоки, выполняющие функции датчиков тока и напряжения.

Для имитации источников электроэнергии использовались блоки моделирования источников питания. Они представляют собой трехфазные генераторы синусоидального напряжения со следующими настраиваемыми параметрами: уровень ЭДС (как правило, задавался равным 230 кВ); сдвиг по фазе (использовался для симуляции перетоков активной мощности, а также для симуляции качания); внутреннее сопротив-

ление (в зависимости от целей эксперимента задавалось равным от 0 до значений сопротивлений, характерных для энергосистем соответствующего класса напряжения).

Каждый блок ЛЭП представлял собой восьмиполюсник, схема замещения которого представлена на рис. 4.

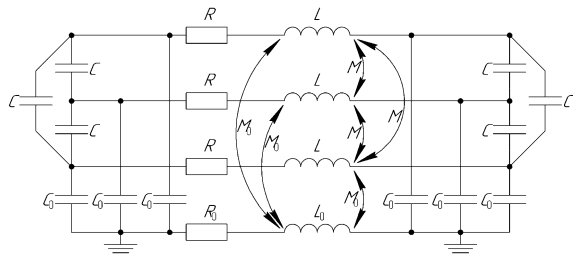


Рис. 4. Схема замещения участка линии электропередачи

При проведении исследований за основу были взяты две реально существующие линии электропередачи: Ухта–Микунь напряжением 220 кВ (в вариантах с сечением провода 400 и 500 мм²) и Братск–Иркутск напряжением 500 кВ. В зависимости от моделируемой линии в процессе исследования задавались следующие параметры: погонное активное сопротивление прямой и нулевой последовательности; индуктивное сопротивление прямой и нулевой последовательности; длина участка ЛЭП. При необходимости получения более детальных характеристик блоки ЛЭП дробились на более короткие участки.

Блок моделирования УПК представляет собой идеальный конденсатор с настраиваемой емкостью. Емкость конденсатора задавалась исходя из требуемой степени компенсации по формуле

$$C = \frac{1}{kj\omega X_L}, \quad (1)$$

где C – емкость конденсатора, Ф; k – степень (коэффициент) компенсации; j – мнимая единица; ω – угловая частота, рад/с; X_L – индуктивное сопротивление, Гн. Когда требовалась нулевая степень компенсации, блок УПК временно исключался из схемы.

При проведении исследований использовался алгоритм классической ДЗЛ, основанный на сравнении мгновенных значений токов, в котором дифференциальный ток вычисляется по формуле

$$i_{\text{диф}}(t) = i_1(t) + i_2(t), \quad (2)$$

где $i_1(t)$ и $i_2(t)$ – мгновенные значения токов по концам линии.

1 июля 2023 года в 19:03:28 по местному времени на одной из цепей воздушной ЛЭП Братск–Иркутск на расстоянии 92,96 км от УПК в сторону Братской ГЭС произошло дуговое короткое замыкание фазы С на землю. Для вери-

фикации разработанной компьютерной модели был воспроизведен данный режим, а результаты представлены на рис. 5, 6.

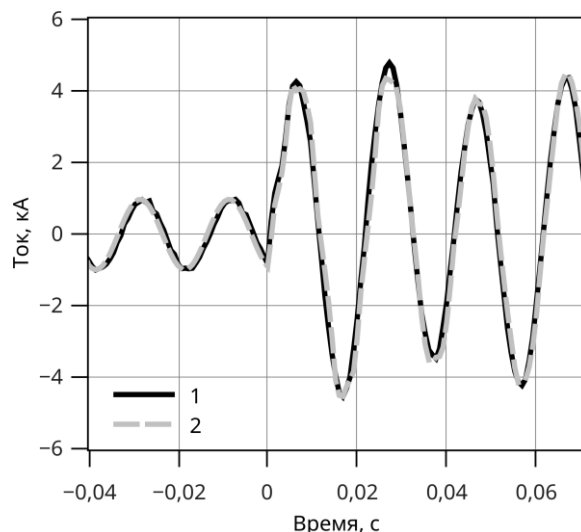


Рис. 5. Осциллограммы токов со стороны УПК: 1 – реальная осциллограмма; 2 – симуляция

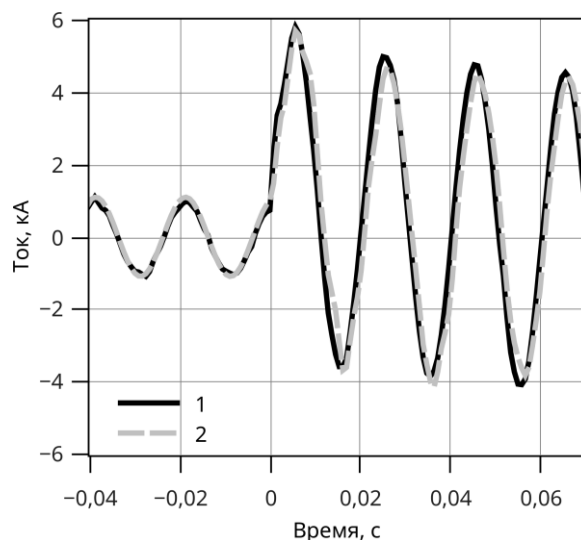


Рис. 6. Осциллограммы токов со стороны некомпенсированного участка: 1 – реальная осциллограмма; 2 – симуляция

В результате погрешность по амплитуде составила менее 12 %, погрешность по углу – менее 1,5 %. К возможным причинам расхождения результатов можно отнести следующие:

- отсутствие точных данных относительно режимов работы оборудования (величины ЭДС эквивалентных генераторов, а также их углы; сопротивление системы на конечных и промежуточных подстанциях; оперативное состояние электрической схемы);

- отсутствие точных данных о сопротивлениях в месте КЗ (сопротивление дуги; сопротивление заземляющего устройства опоры);

- использование в модели идеализированных эквивалентных генераторов (отсутствие ди-

намического качания роторов генераторов; отсутствие форсировки возбуждения во время КЗ);

- погрешности, обусловленные конечным шагом дискретизации, используемым при вычислениях.

Проведенная верификация разработанной компьютерной модели показала удовлетворительные результаты, что дает основание для ее использования при последующих исследованиях.

Результаты исследования. Посредством описанной модели было проведено исследование влияния переходного сопротивления в точке КЗ на параметры аварийного режима.

При проведении данного исследования, были приняты следующие количественные параметры схемы: степень компенсации продольного индуктивного сопротивления ЛЭП фиксированная и составляла 100 %; линейное напряжение источников электроэнергии 220 кВ; разность углов одноименных фаз по напряжению 0°; максимальное переходное сопротивление в месте КЗ выбиралось исходя из условия, что максимальное падение напряжения в дуге не превышает 40 % от номинала по напряжению электроустановки [6].

При проведении исследований в точке, где значение дифференциального тока минимально (на выводах УПК), имитировались короткие замыкания при различных значениях переходного сопротивления. Величина переходного сопротивления выбиралась исходя из величины падения напряжения в переходном режиме так, чтобы в пределе это падение не превышало 40 % от номинала электроустановки.

В ходе исследований получены зависимости величин дифференциального тока на компенсированной ЛЭП от величины сопротивления (падения напряжения) в точке КЗ (рис. 7).

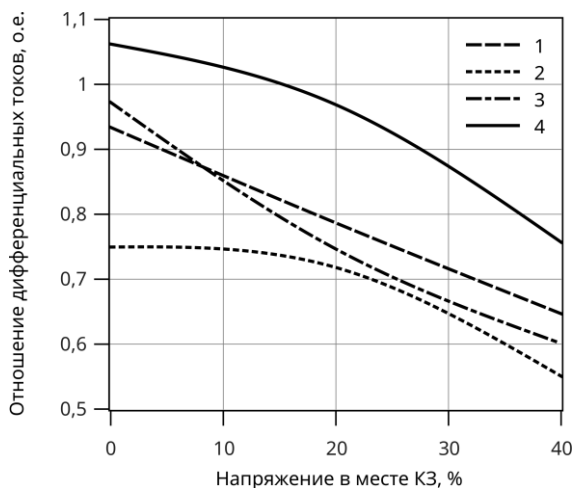


Рис. 7. Зависимость относительного значения минимального пика дифференциального тока на ЛЭП с УПК от доли номинального напряжения в месте КЗ: 1 – $I_{\text{ДИФ}}^{(3)}(U_{\text{пер}})$; 2 – $I_{\text{ДИФ}}^{(2)}(U_{\text{пер}})$; 3 – $I_{\text{ДИФ}}^{(1,1)}(U_{\text{пер}})$; 4 – $I_{\text{ДИФ}}^{(1)}(U_{\text{пер}})$

Для удобства эти зависимости были выражены через отношения этих токов к дифференциальным значениям токов на некомпенсированной ЛЭП. Таким образом, получены следующие зависимости:

$$I_{\text{ДИФ}}^{(3)}(U_{\text{пер}}) = \frac{I_{\text{ДИФ100}}^{(3)}(U_{\text{пер}})}{I_{\text{ДИФ0}}^{(3)}(U_{\text{пер}})}; \quad (3)$$

$$I_{\text{ДИФ}}^{(2)}(U_{\text{пер}}) = \frac{I_{\text{ДИФ100}}^{(2)}(U_{\text{пер}})}{I_{\text{ДИФ0}}^{(2)}(U_{\text{пер}})}; \quad (4)$$

$$I_{\text{ДИФ}}^{(1,1)}(U_{\text{пер}}) = \frac{I_{\text{ДИФ100}}^{(1,1)}(U_{\text{пер}})}{I_{\text{ДИФ0}}^{(1,1)}(U_{\text{пер}})}; \quad (5)$$

$$I_{\text{ДИФ}}^{(1)}(U_{\text{пер}}) = \frac{I_{\text{ДИФ100}}^{(1)}(U_{\text{пер}})}{I_{\text{ДИФ0}}^{(1)}(U_{\text{пер}})}; \quad (6)$$

$$I_{\text{ДИФ}}^{(1,1)}(R_{\text{пер}}) = \frac{I_{\text{ДИФ100}}^{(1,1)}(R_{\text{пер}})}{I_{\text{ДИФ0}}^{(1,1)}(R_{\text{пер}})}; \quad (7)$$

$$I_{\text{ДИФ}}^{(1)}(R_{\text{пер}}) = \frac{I_{\text{ДИФ100}}^{(1)}(R_{\text{пер}})}{I_{\text{ДИФ0}}^{(1)}(R_{\text{пер}})}; \quad (8)$$

где $U_{\text{пер}}$ – напряжение в месте КЗ; $R_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление в месте КЗ; $I_{\text{ДИФ100}}^{(3)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока трехфазного КЗ на ЛЭП со 100 %-й степенью продольной компенсации; $I_{\text{ДИФ0}}^{(3)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока трехфазного КЗ на ЛЭП без УПК; $I_{\text{ДИФ100}}^{(2)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока двухфазного КЗ на ЛЭП со 100 %-й степенью продольной компенсации; $I_{\text{ДИФ0}}^{(2)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока двухфазного КЗ на ЛЭП без УПК; $I_{\text{ДИФ100}}^{(1,1)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока двухфазного КЗ на землю на ЛЭП со 100 %-й степенью продольной компенсации; $I_{\text{ДИФ0}}^{(1,1)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока двухфазного КЗ на землю на ЛЭП без УПК; $I_{\text{ДИФ100}}^{(1)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока однофазного КЗ на ЛЭП со 100 %-й степенью продольной компенсации; $I_{\text{ДИФ0}}^{(1)}$ – минимально возможный пик дифференциального тока однофазного КЗ на ЛЭП без УПК.

Отметим, что минимально возможный пик дифференциального тока на ЛЭП без УПК численно совпадает с амплитудой дифференциального тока в установившемся режиме.

Анализ полученных зависимостей (рис. 7) показал, что наличие УПК на ЛЭП не оказывает существенного влияния на снижение дифференциального тока при однофазном и двухфаз-

ном КЗ на землю (при условии, что переходное сопротивление стремится к нулю). Влияние переходного сопротивления на токи КЗ на ЛЭП с УПК, так же как и на ЛЭП без УПК, в месте КЗ приводит к снижению как самих токов, так и их дифференциальных значений (в переходном и установившемся режимах). Наличие переходного сопротивления, по сравнению с аналогичными токами на некомпенсированной ЛЭП, ощутимо снижает амплитуду минимально возможного пика дифференциального тока на ЛЭП с УПК. Это, в первую очередь, объясняется тем, что повышение значения активного сопротивления в колебательном контуре за счет увеличения переходного сопротивления в месте КЗ приводит к увеличению скорости затухания переходного процесса, что пропорционально сказывается на величине амплитуды дифференциального тока. Для однофазного и двухфазного КЗ данная тенденция имеет лавинообразную характеристику, так как снижение дифференциального тока вследствие увеличения переходного сопротивления по закону Ома приводит к меньшей просадке напряжения, что, в свою очередь, для достижения равнозначного уровня напряжения в месте КЗ требует увеличения $R_{\text{пер}}$ по сравнению с аналогичной ЛЭП без УПК. Отметим, что подобное увеличение сопротивления при дуговых коротких замыканиях происходит автоматически, так как, согласно [7–9], сопротивление дуги обратно пропорционально силе тока:

$$r_d = 1050 \cdot \frac{I_d}{I_d}, \quad (9)$$

где r_d – активное сопротивление дуги, Ом; I_d – длина дуги, м; I_d – действующее значение тока в дуге, А.

В литературе также приводятся следующие выражения:

$$r_d = 2500 \frac{I_d}{I_d}; \quad (10)$$

$$r_d = 28700 \frac{I_d}{I_d^{1,4}}; \quad (11)$$

$$r_d = 370 \frac{I_d}{I_d^{0,87}}. \quad (12)$$

В [10, 11] рекомендуется выражение (10), в [12] – выражение (11), в [13] – выражение (12). В [7] отмечается, что получаемые по формуле (12) значения r_d при значительных токах (тысячи ампер) не имеют больших расхождений со значениями, определяемыми по (9). В [6] также отмечается, что по сравнению с выражением (10) формула Варрингтона (11) дает более точное приближение. Выражения (9)–(12) объединяют нелинейный характер сопротивления дуги, значение которого обратно пропорционально силе тока. Таким образом, характеристики, при-

веденные на рис. 7, помимо теоретической новизны имеют прикладной характер, так как меньшее значение дифференциального тока на ЛЭП с УПК приводит к увеличению сопротивления в месте КЗ, что, в свою очередь, приводит к еще большему ограничению тока (и т.д. до тех пор пока не установится баланс).

Математические выкладки (9)–(12) справедливы и для зависимости $I_{\text{ДИФ}}^{(1,1)}(U_{\text{пер}})$, однако влияние на ее форму оказывает также распределение во времени минимальных пиков абсолютных значений дифференциального тока при переходном процессе (рис. 8).

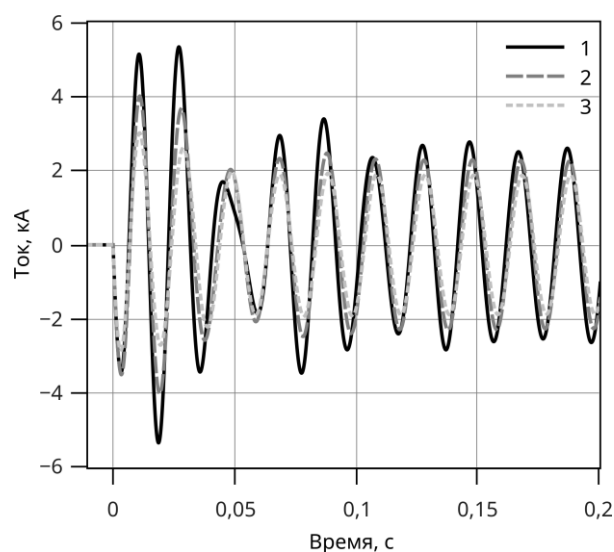


Рис. 8. Осциллограммы дифференциального тока при двухфазном КЗ на землю при различных значениях $U_{\text{пер}}$: 1 – $U_{\text{пер}} = 0\%$; 2 – $U_{\text{пер}} = 20\%$; 3 – $U_{\text{пер}} = 40\%$

Так как резонансная частота свободных колебаний, содержащихся в дифференциальном токе при двухфазном замыкании на землю, оказывается ниже, чем при всех остальных видах коротких замыканий, минимально возможные пики приходятся на третий и четвертый полупериоды. Так как дополнительное активное сопротивление приводит к резкому сокращению значения постоянной времени вышеобозначенных колебаний, вышеобозначенные пики срезаются экспонентой, амплитуды предыдущих полупериодов также подлежат корректировке в меньшую сторону. В результате минимально возможные пики смещаются ближе к моменту начала короткого замыкания, что вносит свои коррективы в форму кривой $I_{\text{ДИФ}}^{(1,1)}(U_{\text{пер}})$.

Для большей наглядности на рис. 8 приводятся осциллограммы, полученные посредством линейного сопротивления, величина которого выбиралась исходя из того, чтобы амплитудное значение напряжения во время пиковых значений дифференциального тока составляло соответственно 0%, 20% и 40% от амплитудных значений номинального напряжения. При

этом расхождение результатов относительно значений пиков дифференциального тока, полученных посредством использования элементов, имитирующих ВАР электрической дуги, составляет менее 5 %.

Необходимо отметить, что характеристики отношений минимально возможных пиков дифференциального тока для двухфазного и трехфазного КЗ совпадают между собой. Однако, ввиду того что отсутствие апериодической составляющей одновременно во всех трех фазах невозможно, решающее значение для релейной защиты имеют токи фаз, содержащих апериодическую составляющую со стороны некомпенсированного участка, что вносит свои коррективы в форму кривой, вырождая ее в прямую.

На рис. 9 приводятся зависимости $I_{\text{Диф}}^{(1,1)}(R_{\text{пер}})$ и $I_{\text{Диф}}^{(1)}(R_{\text{пер}})$. Для однофазного короткого замыкания правая граница графика (30 Ом) соответствует величине сопротивления при дуговом коротком замыкании с $U_{\text{пер}} = 40\%$ (при двухфазном КЗ на землю падение напряжения при $R_{\text{пер}} = 30$ Ом на заземляющем устройстве опоры ЛЭП составило 26,86 %). Анализ данных зависимостей (рис. 9) показывает, что выравнивание сопротивлений на ЛЭП с УПК и без него приводит к искажению формы кривой по сравнению с зависимостями на рис. 7 и уменьшению разницы между дифференциальными токами на этих линиях электропередачи.

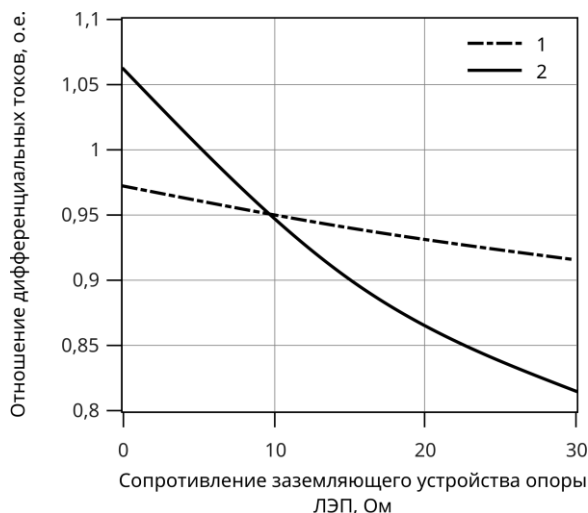


Рис. 9. Зависимости относительного значения минимального пика дифференциального тока на ЛЭП с УПК от $R_{\text{пер}}$: 1 — $I_{\text{Диф}}^{(1,1)}(R_{\text{пер}})$; 2 — $I_{\text{Диф}}^{(1)}(R_{\text{пер}})$

Выводы. Разработанная компьютерная модель участка электрической сети с устройством продольной компенсации позволяет количественно оценить влияние УПК на значения токов КЗ по разным концам линии и исследовать параметры, влияющие на чувствитель-

ность дифференциальной защиты продольно компенсированной ЛЭП.

Полученные в ходе исследований зависимости величин дифференциального тока на компенсированной ЛЭП от величины сопротивления (падения напряжения) в точке КЗ могут быть использованы при решении задач повышения устойчивости функционирования дифференциальной защиты на ЛЭП с УПК, а также при проведении дополнительных исследований с помощью разработанной модели.

Список литературы

1. **Иванов И.Ю., Новокрещенов В.В., Иванова В.Р.** Современное состояние проблем функционирования комплексов релейной защиты и автоматики, применяемых в активно-адаптивной сети // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. — 2022. — Т. 24, № 6. — С. 102–123. DOI: 10.30724/1998-9903-2022-24-6-102-123.
2. **Атабеков Г.И.** Вопросы релейной защиты линий электропередачи с продольной емкостной компенсацией // Электричество. — 1953. — № 8. — С. 5–8.
3. **Иванов И.Ю., Новокрещенов В.В.** Оценка селективности дифференциальной защиты линии электропередачи напряжением 220 кВ с устройством продольной компенсации // Изв. вузов. Электромеханика. — 2023. — Т. 66, № 2. — С. 68–75. DOI: 10.17213/0136-3360-2023-2-68-75.
4. **Altuve H.J., Mooney J.B., Alexander G.E.** Advances in Series-Compensated Line Protection. Proceedings of the 63rd Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference; 22–24 Apr 2009. Atlanta, Georgia, 2009 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6340_SeriesCompLineProt_JM_20081022_Web.pdf.
5. **Manditereza P.T.** An enhanced sensitive power differential protection for series compensated transmission lines in renewable generation intensive power systems. Engineering Science and Technology, an International Journal. — 2023. — Vol. 46. — P. 101506 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2215098623001842/pdf?md5=33a941014960aa814aa185d06795f88d&pid=1-s2.0-S2215098623001842-main.pdf>.
6. **Шнеерсон Э.М.** Цифровая релейная защита. — М.: Энергоатомиздат, 2007. — 549 с.
7. **Федосеев А.М.** Релейная защита электрических систем: учебник для вузов. — М.: Энергия, 1976. — 560 с.
8. **Бургсдорф В.В.** Открытые электрические дуги большой мощности // Электричество. — 1948. — № 10. — С. 15–23.
9. **Schleicher M.** (Der Herausgeber). Die modern Selektivschutztechnik. — Verlag Springer, 1936. — 418 s.
10. **Фабрикант В.Л.** Дистанционная защита: учеб. пособие для вузов. — М.: Высш. шк., 1978. — 215 с.
11. **Атабеков Г.И.** Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. — М.: ГЭИ, 1957. — 344 с.
12. **Warrington A.R. van C.** Protective Relays, their theory and practice. — London: Chapman–Hall, 1962.

13. Schier A. Resistance of electrical fault arc in very high voltage networks // *Elec. India*. – 1970. – No. 8. – P. 5–9.

References

1. Ivanov, I.Yu., Novokreshchenov, V.V., Ivanova, V.R. Sovremennoe sostoyanie problem funktsionirovaniya kompleksov releynoy zashchity i avtomatiki, primenyayemykh v aktivno-adaptivnoy seti [Current state of the problems of functioning of relay protection and automation complexes used in an active adaptive network]. *Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Problemy energetiki*, 2022, vol. 24, no. 6, pp. 102–123. DOI: 10.30724/1998-9903-2022-24-6-102-123.
2. Atabekov, G.I. Voprosy releynoy zashchity liniy elektropredachi s prodol'noy emkostnoy kompensatsiei [Issues of relay protection of power transmission lines with longitudinal capacitive compensation]. *Elektrichestvo*, 1953, no. 8, pp. 5–8.
3. Ivanov, I.Yu., Novokreshchenov, V.V. Otsenka selektivnosti differentsial'noy zashchity linii elektropredachi napryazheniem 220 kV s ustroystvom prodol'noy kompensatsii [Estimating the Selectivity of the 220 kV Power Line Differential Protection with Series Capacitor Bank]. *Izvestiya vuzov. Elektromekhanika*, 2023, vol. 66, no. 2, pp. 68–75. DOI: 10.17213/0136-3360-2023-2-68-75.
4. Altuve, H.J., Mooney, J.B., Alexander, G.E. Advances in Series-Compensated Line Protection. *Proceedings of the 63rd Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference; 22–24 Apr 2009*. Atlanta, Georgia, 2009. Available at: https://cdn.selinc.com/assets/Literature/Publications/Technical%20Papers/6340_SeriesCompLineProt_JM_20081022_Web.pdf.
5. Manditereza, P.T. An enhanced sensitive power differential protection for series compensated transmission lines in renewable generation intensive power systems. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, 2023, vol. 46, p. 101506. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2215098623001842/pdf?md5=33a941014960aa814aa185d06795f88d&pid=1-s2.0-S2215098623001842-main.pdf>
6. Shneerson, E.M. *Tsifrovaya releynaya zashchita* [Digital relay protection]. Moscow: Energoatomizdat, 2007. 549 p.
7. Fedoseev, A.M. *Releynaya zashchita elektricheskikh sistem* [Relay protection of electrical systems]. Moscow: Energiya, 1976. 560 p.
8. Burgsdorf, V.V. Otkrytie elektricheskikh dugi bol'shoy moshchnosti [Open high power electric arcs]. *Elektrichestvo*, 1948, no. 10, pp. 15–23.
9. Schleicher, M. (Der Herausgeber). *Die modern Selektivschutztechnik*. Verlag Springer, 1936. 418 p.
10. Fabrikant, V.L. *Distsionnaya zashchita* [Distance relay protection]. Moscow: Vysshaya shkola, 1978. 215 p.
11. Atabekov, G.I. *Teoreticheskie osnovy releynoy zashchity vysokovol'tnykh setey* [Theoretical foundations of relay protection of high-voltage networks]. Moscow: GEI, 1957. 344 p.
12. Warrington, A.R. van C. *Protective Relays, their theory and practice*. London: Chapman – Hall, 1962.
13. Schier, A. Resistance of electrical fault arc in very high voltage networks. *Elec. India*, 1970, no. 8, pp. 5–9.

УДК 621.31

Винансию Лиамбези Шатчилембе

ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», аспирант Высшей школы электроэнергетических систем, Россия, Санкт-Петербург, телефон (812) 552-76-43, e-mail: satchilembeliambesse@gmail.com

Владимир Яковлевич Фролов

ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», доктор технических наук, профессор Высшей школы электроэнергетических систем, Россия, Санкт-Петербург, телефон (812) 552-76-43, e-mail: frolov.eed@gmail.com

Дмитрий Владимирович Иванов

ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», кандидат технических наук, доцент Высшей школы электроэнергетических систем, Россия, Санкт-Петербург, телефон (812) 552-76-43, e-mail: d.ivanov@spbstu.ru

Дмитрий Юрьевич Ланцев

ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», кандидат технических наук, ассистент Высшей школы электроэнергетических систем, Россия, Санкт-Петербург, телефон (812) 552-76-43, e-mail: lantsev_dyu@spbstu.ru

Алексей Ибрагимович Таджибаев

ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», доктор технических наук, доцент Высшей школы электроэнергетических систем, Россия, Санкт-Петербург, телефон (812) 552-76-43, e-mail: a_tadzhibaev@inbox.ru

Алексей Владимирович Погорелов

ФГБОУ ВО «Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова», старший преподаватель кафедры электроэнергетики и автоматики, Россия, Белгород, e-mail: pog_alex31@mail.ru

Имитационное моделирование параллельной работы ветрогенерирующих установок¹

Авторское резюме

Состояние вопроса. В настоящее время, несмотря на бурное развитие ветроэнергетики, уделяется недостаточное внимание вопросу влияния параллельной работы ветроэнергетических установок с полупроводниковыми преобразователями на качество вырабатываемой электрической энергии. В связи с этим исследования, направленные на анализ гармонических искажений напряжения и тока в системе электроснабжения с несколькими ветровыми генераторами, приводящих к значительным дополнительным потерям электрической энергии, являются актуальными и необходимыми для повышения энергоэффективности ветроэнергетических систем.

Материалы и методы. Исследование проведено с использованием имитационной модели параллельной работы сетевых ветрогенерирующих установок с трехфазным синхронным генератором с постоянными магнитами, созданной в среде Matlab/Simulink. Объектом исследования является система электроснабжения, состоящая из шести ветрогенераторов, подключенных к сети с помощью трансформаторной подстанции. Предметом исследования является энергоэффективность параллельной работы ветрогенерирующих установок ветрогенерирующей системы.

Результаты. Осуществлено моделирование трех синхронных генераторов с 4Q-преобразователями для исследования параллельной работы ветроэнергетических установок в составе ветроэнергетической системы, вводимой в сеть в режиме максимальной мощности. Установлено, что при неравных условиях работы установок, связанных с разной скоростью ветра (от 12 до 15 м/с), генерируются активные мощности, равные 1,39, 1,46 и 1,5 МВт соответственно. Суммарная генерируемая активная мощность трех генераторов на шине 690 В составляет 4,35 МВт, а реактивная мощность – 250 кВАр. Дополнительные потери активной мощности от высших гармоник составляют 10,48 % от основных потерь в элементах системы электроснабжения. Значения коэффициентов гармонических составляющих напряжения на напряжении 690 В превышают установленные нормы.

Выводы. Созданная модель является адекватной и обеспечивает достоверное моделирование режимов ветрогенерирующей системы при параллельной работе ветрогенерирующих установок с синхронными генераторами с

¹ Работа выполнена в рамках исследований по государственному заданию Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (тема FSEG-2023-0012).

The research is carried out within the state assignment of Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (Theme No. FSEG-2023-0012).

постоянными магнитами. На основании результатов моделирования и расчета мощностей, коэффициентов высших гармоник и потерь электрической мощности доказано, что параллельная работа генераторов усиливает негативное влияние мощных нелинейных устройств на электрическую сеть.

Ключевые слова: ветроэнергетическая установка, параллельная работа генераторов, 4Q-преобразователь, имитационная модель, спектр гармонических искажений

Venancio Liambesi Satchilembe

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Postgraduate Student of the Higher School of Electric Power Systems, Russia, Saint-Petersburg, telephone (812)552-76-43, e-mail: satchilembeliambesse@gmail.com

Vladimir Yakovlevich Frolov

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Doctor of Engineering Sciences (Post-doctoral degree), Professor of the Higher School of Electric Power Systems, Russia, Saint-Petersburg, telephone (812)552-76-43, e-mail: frolov.eed@gmail.com

Dmitry Vladimirovich Ivanov

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Candidate of Engineering Sciences (PhD), Associate Professor of the Higher School of Electric Power Systems, Russia, Saint-Petersburg, telephone (812) 552-76-43, e-mail: d.ivanov@spbstu.ru

Dmitry Yuryevich Lantsev

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Candidate of Engineering Sciences (PhD), Assistant of the Higher School of Electric Power Systems, Russia, Saint-Petersburg, telephone (812) 552-76-43, e-mail: lantsev_dyu@spbstu.ru

Alexey Ibragimovich Tadzhibaev

Peter the Great St. Petersburg Polytechnic University, Doctor of Engineering Sciences (Post-doctoral degree), Associate Professor of the Higher School of Electric Power Systems, Russia, Saint-Petersburg, telephone (812) 552-76-43, e-mail: a_tadzhibaev@inbox.ru

Aleksei Vladimirovich Pogorelov

Belgorod State Technological University named after V.G. Shukhov, Senior Lecturer of Electrical Power Engineering and Automation Department, Russia, Belgorod, e-mail: pog_alex31@mail.ru

Simulation modeling of parallel operation of wind power plants

Abstract

Background. At present, despite the rapid development of wind energy, insufficient attention is paid to the issue of the impact of parallel operation of wind power plants with semiconductor converters on the quality of generated electrical energy. Thus, studies aimed at analyzing harmonic distortions of voltage and current in the power supply system with several wind generators that lead to significant additional losses of electrical energy, are relevant and necessary to improve the energy efficiency of wind energy systems.

Materials and methods. The study has been conducted using a simulation model of parallel operation of network wind power plants with a three-phase synchronous generator with permanent magnets developed in the Matlab/Simulink software. The object of the research is a power supply system consisting of six wind power plants connected to the grid using a transformer substation. The subject of the research is the energy efficiency of parallel operation of wind power plants of a wind energy system.

Results. The authors have obtained the results of modeling three synchronous generators with 4Q-converters to study the parallel operation of wind power plants as part of a wind energy system introduced into the network in maximum power mode. It is established that under unequal operating conditions of the plants due to different wind speeds (from 12 to 15 m/s) active powers equal to 1,39, 1,46 and 1,5 MW are generated respectively. The total generated active power of three generators on the 690 V bus is 4,35 MW, and the reactive power is 250 kvar. Additional losses of active power of higher harmonics amount to 10,48 % of the main losses in the elements of the power supply system. The values of the coefficients of harmonic component of voltage at a voltage of 690 V exceed the established standards.

Conclusions. The developed model is adequate and provides reliable modeling of wind energy system modes during parallel operation of wind power plants with synchronous generators with permanent magnets. Based on the results of modeling and calculation of capacities, the coefficients of higher harmonics and losses of electric power, it has been proved that parallel operation of generators increases the negative impact of powerful nonlinear devices on the electric grid.

Key words: wind power plants, parallel operation of generators, 4Q converter, simulation model, spectrum harmonic distortion

DOI: 10.17588/2072-2672.2025.4.066-075

Введение. В последние годы ветроэнергетика стала значимой частью глобальной энергетической матрицы, стимулируя технологическое и экономическое развитие во многих регионах мира. Учитывая, что это новая технология, сектор ветряных электростанций все еще сталкивается с некоторыми проблемами при установке и эксплуатации крупных ветряных электростанций. В связи с этим исследования, повышающие эффективность работы систем с ветровыми установками, являются актуальными [1–3]. Ветроэнергетическая система (ВЭС) подразумевает параллельную работу ветроэнергетических установок (ВЭУ), т. е. их одновременную эксплуатацию в одной энергетической системе или на одном объекте [4, 5]. В таком режиме несколько генераторов могут работать совместно, обеспечивая стабильную подачу энергии в сеть, даже если один или несколько генераторов временно выходят из строя или производят меньше энергии из-за изменений в ветровых условиях.

Ключевое значение в компоновке ветроэнергетических систем имеет оптимизация уровня напряжения и длины кабельных линий электропередачи, связывающих ВЭУ [6]. Как правило, связь между ВЭУ в составе ВЭС осуществляется по кабелю среднего уровня напряжения (6–35 кВ), но также следует учитывать и подключения ВЭУ по коротким кабелям низкого уровня напряжения. Решение вопроса о длине кабельных линий зависит от способа соединения ВЭУ на шину распределительного устройства и выбора схемы выдачи мощности ВЭС в энергосистему. Выбор схемы выдачи мощности зависит от количества установок; расстояния между установками; установленной мощности ВЭС; близости нагрузки и распределительных сетей высокого напряжения. Различают три способа соединения ВЭУ на общую шину: радиаль-

ное, древовидное и соединение в кольцо. Радиальное соединение – это отдельное подключение ВЭУ или нескольких ВЭУ на общую шину без влияния одной установки на другие. При увеличении числа установок заметно увеличивается расстояние до общей шины, поэтому подключать каждую ВЭУ отдельно экономически невыгодно и рекомендуется к использованию древовидная схема подключения ВЭУ. Для повышения надежности также используется кольцевая схема подключения, т. е. при выходе из строя кабеля с одной стороны питание на шины поступает с другой.

Однако при параллельной работе ВЭУ могут возникать и другие проблемы [6]: нежелательные колебания напряжения и частоты системы при ошибках синхронизации генераторов друг с другом и сетью; неравномерность ветра, что требует гибкого распределения энергии по сети с учетом ее стабильности; перегрузки и сбои в системе, требующие постоянного мониторинга и контроля состояния генераторов. Параллельное соединение нескольких преобразователей также может вызвать значительные искажения тока и напряжения [5]. Эта проблема усугубляется, если большая ветряная электростанция установлена в слабой электрической системе, имеющей малую мощность короткого замыкания. Эти проблемы в большинстве случаев не решены, поэтому требуются тщательные исследования, чтобы сформировать рекомендации по повышению эффективности работы ветроэнергетических установок.

Рассмотрим особенности параллельной работы ветроэнергетических установок на примере одной группы из шести ВЭУ. На рис. 1 представлена электрическая однолинейная схема ВЭС, в которую входят шесть ВЭУ, соединенные кабельными линиями на уровне напряжения 0,69 кВ с двумя повышающими трансформаторами.

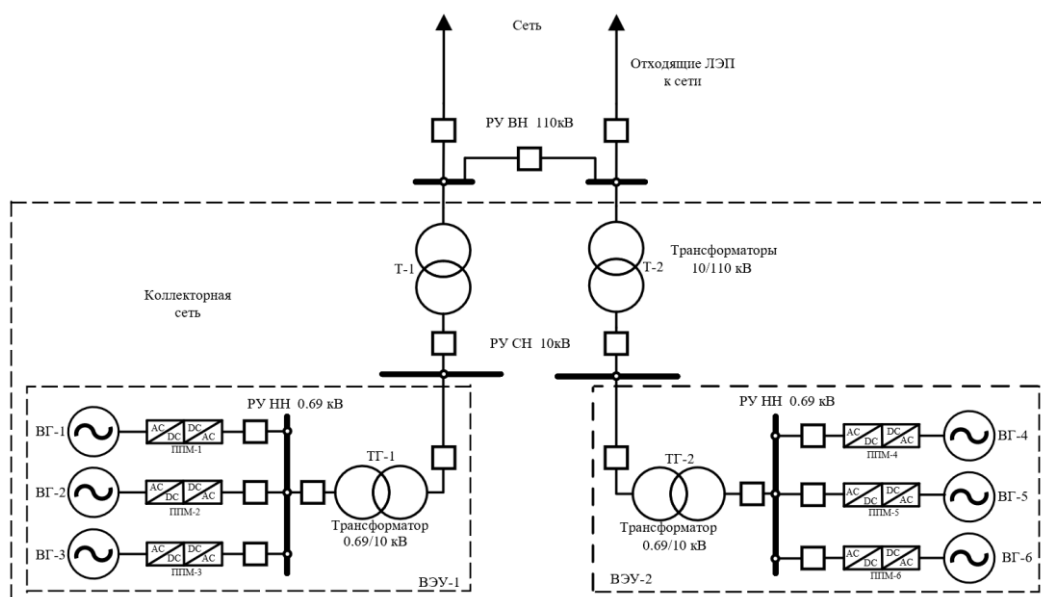


Рис. 1. Однолинейная схема выдачи мощности ВЭС

Для передачи мощности на большие расстояния используются воздушные линии электропередачи на высоком уровне напряжения, что обеспечивает снижение энергетических потерь. Для повышения уровня генераторного напряжения (0,69 кВ на схеме) до 10 кВ и до 110 кВ используются силовые трансформаторы.

Мощность сети составляет 2000 МВА. К одному трансформатору 0,69/10 кВ подключаются три ветрогенератора мощностью 1,5 МВт. Параметры трансформаторов, воздушных и кабельных линий этой сети представлены в табл. 1 и 2.

Таблица 1. Параметры трансформатора

Трансформатор	S _{ном} , МВА	U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	ΔP_k , кВт	P _х , кВт	I _х , %	Группа соединения
		ВН	НН					
ТРДЦН-63000	63	115	10	10,5	260	59	0,6	У/Д11
ТСЗП-6300	6,3	10	0,69	9	33	9,5	0,5	Д11/У

Таблица 2. Параметры воздушных и кабельных линий

Длина, км	F _{эк} , мм ²	Марка и сечение кабеля, мм ²	I _{расч} , А	R ₀ , Ом/км	X ₀ , Ом/км	I _{доп} , А
0,3	1031	КГ 5 х 240	1649	0,0156	0,0117	2000
10	406	АПвП 3х240	254,6	0,125	0,071	500

В электрической сети установлены автоматические воздушные выключатели серии OptiMat (табл. 3), которые предназначены для пропуска тока в нормальных условиях и защиты электрических цепей. Эти устройства оснащены

множеством защитных функций, обеспечивающих соответствие требованиям по координации и селективности защиты в данной сети [2].

Схема соединения и состав этой группы ветрогенерирующих установок представлены на рис. 2.

Таблица 3. Параметры автоматических выключателей серии OptiMat

Тип	OptiMat A
Номинальный ток I _н , А	630–6300
Номинальная частота	50 Гц
Номинальное рабочее напряжение	690 В
Предельная коммутационная способность переменного тока I _{св}	85–00 кА
Степень защиты (IP)	IP20
Климатическое исполнение	У3

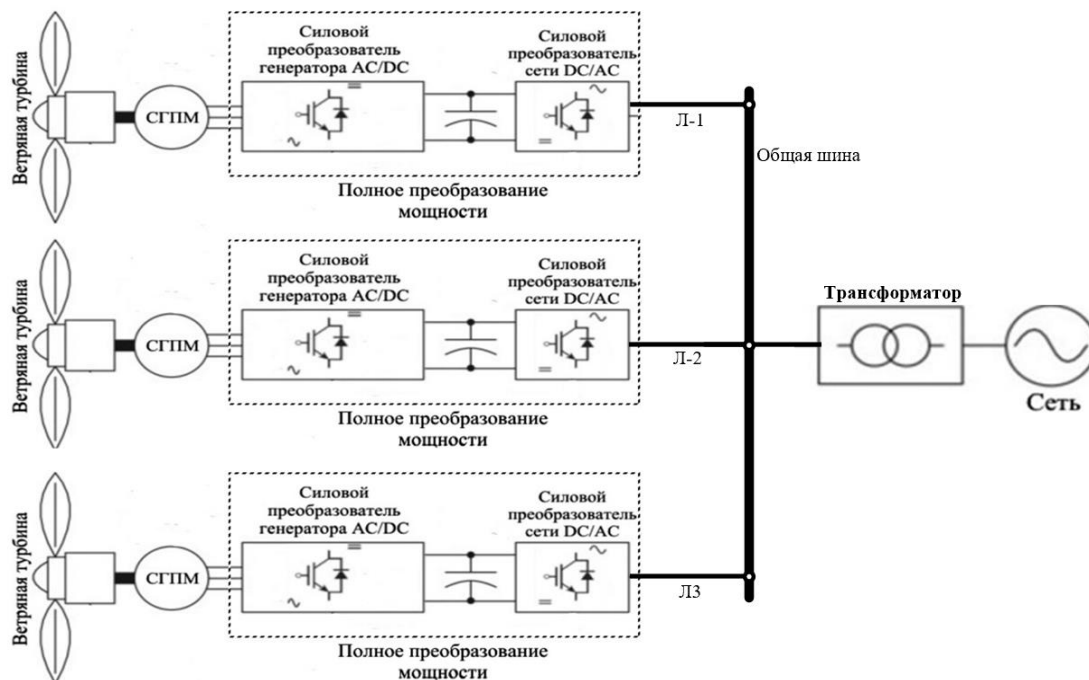


Рис. 2. Структурная схема параллельного подключения ВЭУ к сети

Каждый синхронный генератор с постоянными магнитами оснащен преобразователем, который состоит из выпрямителя и инвертора и управляет активной и реактивной мощностью генератора [7–9]. Необходим так называемый «полноразмерный» 4Q-преобразователь (рис. 3),

рассчитанный на полную мощность электрической машины [10]. Силовой преобразователь содержит силовой каскад, схему управления и защиты, датчики тока и температуры, а также радиатор [10].

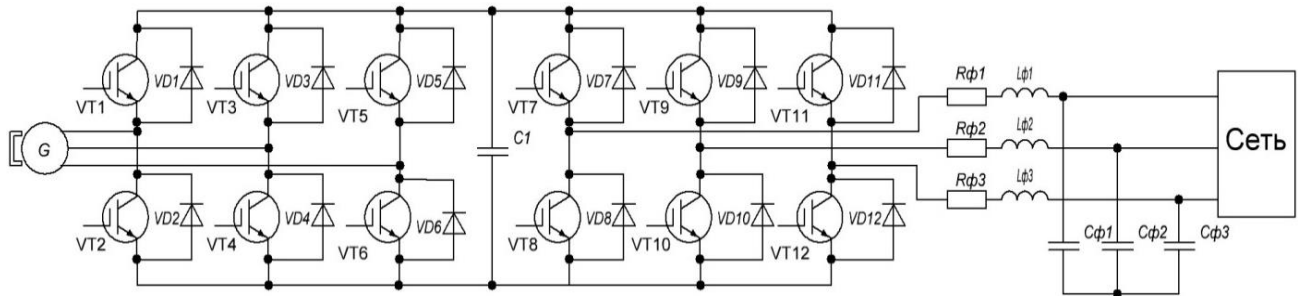


Рис. 3. Схема включения «полноразмерного» 4Q-преобразователя

Транзисторы выбирают по условию:

$$\begin{cases} I_{\text{спот}} \geq I_{\text{к max}}; \\ I_{\text{CRM}} \geq I_{\text{ки max}}; \\ U_{\text{ces}} \geq U_{\text{кэ max}} \end{cases}$$

где $I_{\text{спот}}$ – предельно допустимый длительный ток коллектора транзистора; I_{CRM} – предельно допустимый повторяющийся импульсный ток коллектора транзистора; U_{ces} – предельно допустимое повторяющееся напряжение коллектор-эмиттер транзистора; $I_{\text{к max}}$ – максимальный ток коллектора транзистора; $I_{\text{ки max}}$ – максимальный импульсный ток коллектора транзистора; $U_{\text{кэ max}}$ – максимальное обратное напряжение коллектор-эмиттер транзистора [3].

В соответствии с параметрами электрической сети и синхронного генератора получаем:

$$\begin{cases} I_{\text{спот}} = 2400 > I_{\text{к max}} = 936,8 \text{ А}, \\ I_{\text{CRM}} = 4800 > I_{\text{ки max}} = 1686,3 \text{ А}, \\ U_{\text{ces}} = 1700 > U_{\text{кэ max}} = 813 \text{ В}. \end{cases}$$

По заданному условию выбираем IGBT транзистор типа МТКИ-2400-17Т. Параметры

модуля МТКИ-2400-17Т приведены в табл. 4 [10]. Внешний вид выбранного 4Q-преобразователя представлен на рис. 4.



Рис. 4. 4Q-преобразователь для генератора мощностью 1,5 МВт

Таблица 4. Параметры транзистора МТКИ-2400-17Т

Напряжение коллектор-эмиттер, В	U_{ces}	1700
Ток коллектора при $T_c = 25^\circ\text{C}$, А	I_c	2400
Импульсный ток коллектора, А	I_{cm}	4800
Падение напряжения при насыщении на транзисторе, В	U_{CE}	2,6
Максимальная рассеиваемая мощность, Вт	P_D	19200
Время задержки включения, нс	$t_{d(\text{on})}$	300
Время задержки выключения, нс	$t_{d(\text{off})}$	1500
Рабочая температура, $^\circ\text{C}$	T_j	$-55...+150$
Падение напряжения при насыщении на диоде, В	U_f	2,1
Ток диода при $T_c = 25^\circ\text{C}$, А	I_f	2400
Тепловое сопротивление переход-корпус транзистора, $^\circ\text{C/W}$	R_{jc1}	0,0032
Тепловое сопротивление переход-корпус диода, $^\circ\text{C/W}$	R_{jc2}	0,012
Тепловое сопротивление корпус-охладитель, $^\circ\text{C/W}$	R_{cs}	0,002

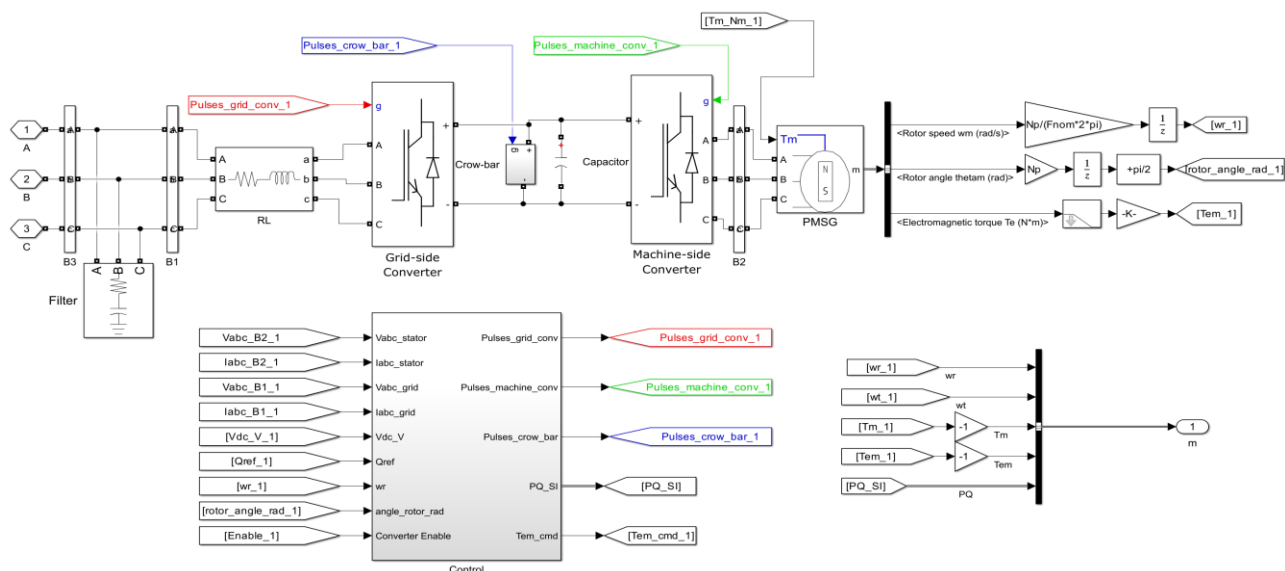


Рис. 5. Имитационная модель одной ветрогенерирующей установки

Для сглаживания пульсаций тока и напряжения на выходе инвертора устанавливают сетевой дроссель и параллельный фильтр. Для управления преобразователем был разработан специальный блок, представляющий собой отдельную сложную подсистему с множеством входов и выходов. Управление ветроустановкой осуществляется по принципу отслеживания точки максимальной мощности. Значение заданного момента генератора вычисляется на основе математической модели турбины ветрогенератора в соответствии со скоростью ветра.

Для исследования влияния совместной работы ветрогенерирующих установок на электрическую сеть была разработана имитационная модель, представленная на рис. 6. На рис. 7, 8 представлены результаты моделирования активных мощностей трех ветрогенерирующих установок, активных и реактивных мощностей на сторонах 690 В и 10 кВ трансформатора, а также осциллограммы и спектральные зависимости напряжения и тока на сторонах 690 В и 10 кВ трансформатора.

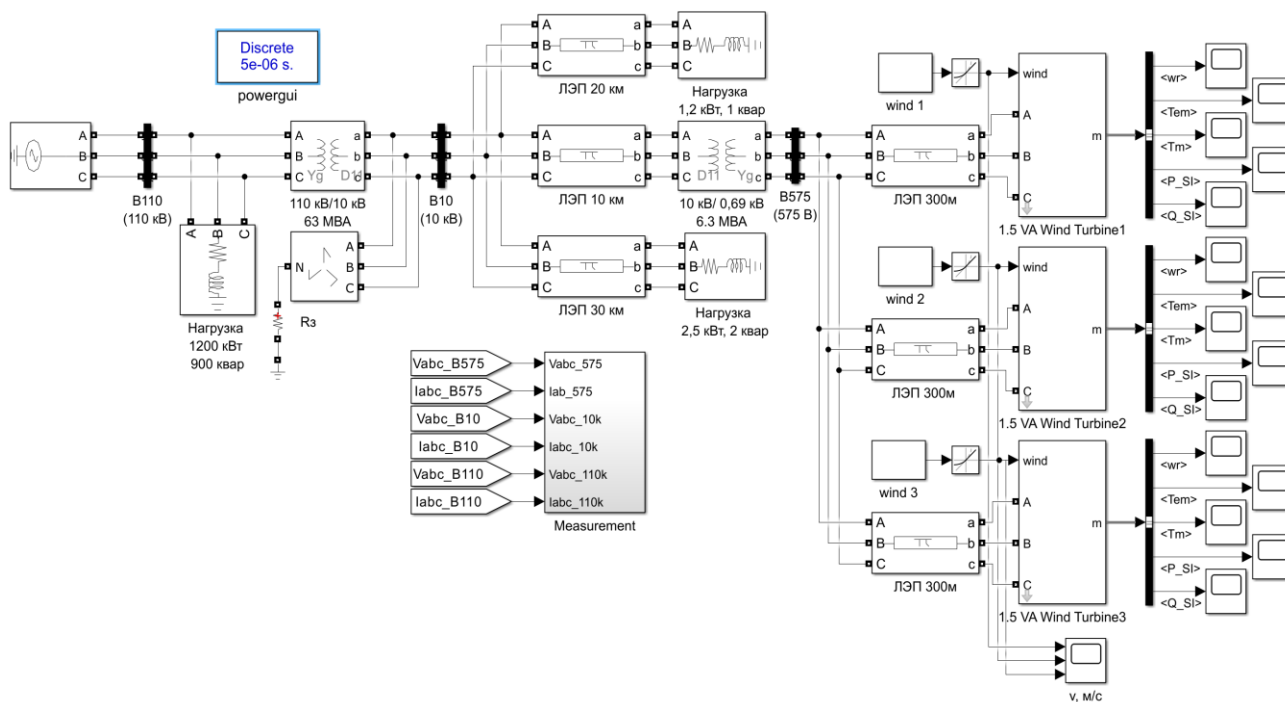


Рис. 6. Модель параллельного подключения ветроэнергетических установок к сети

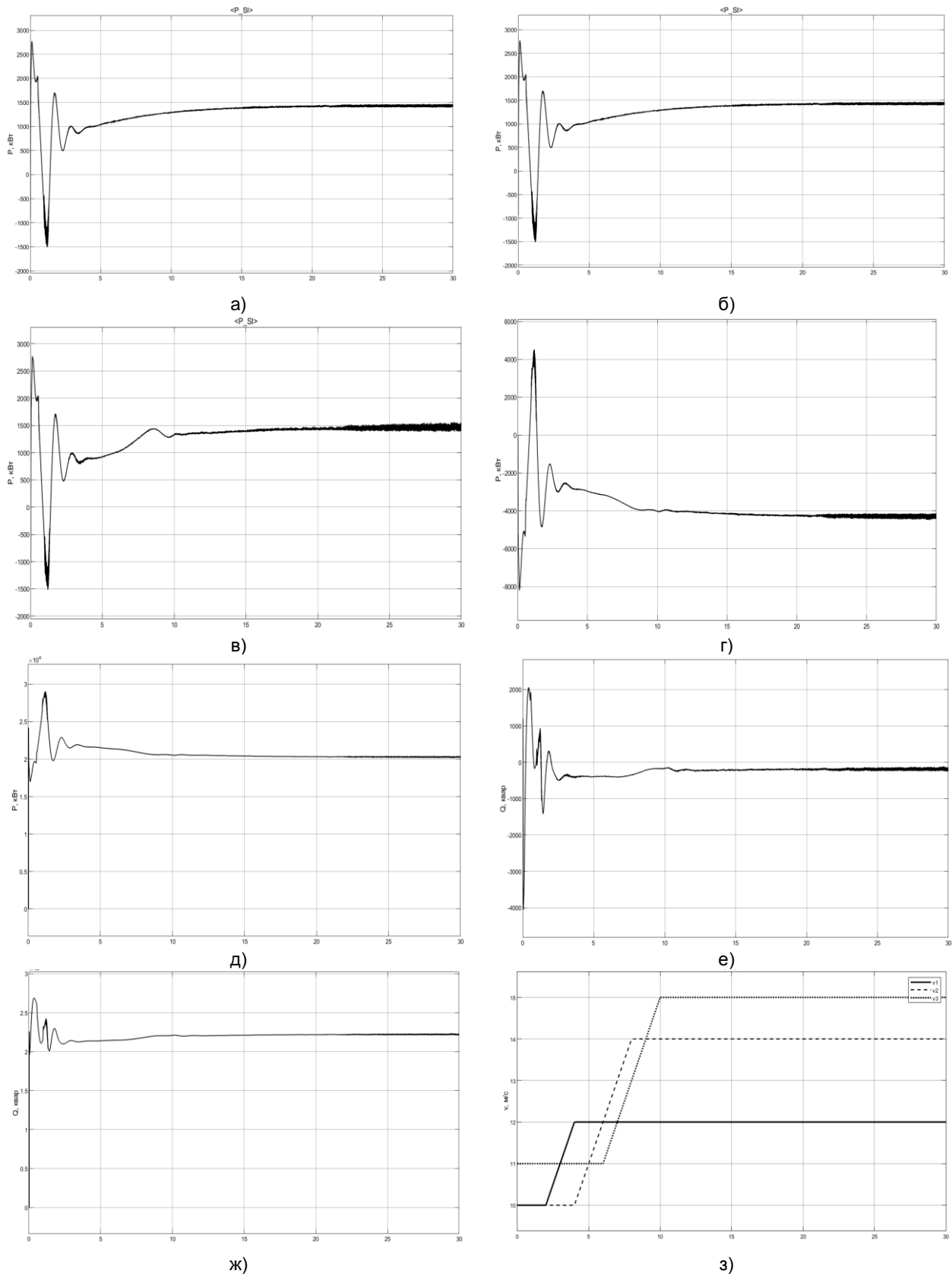
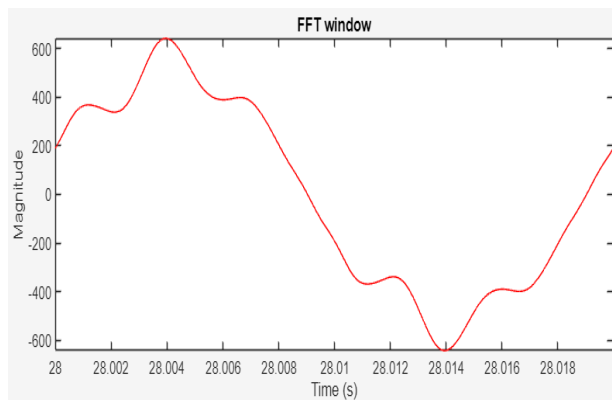
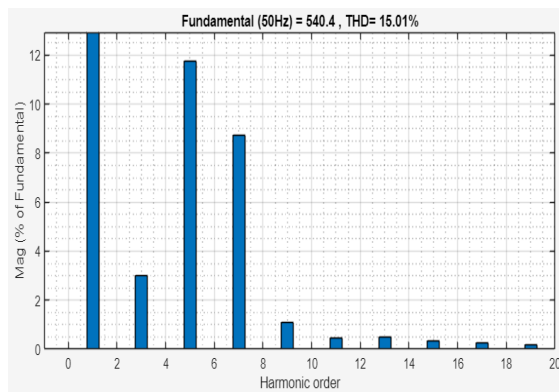


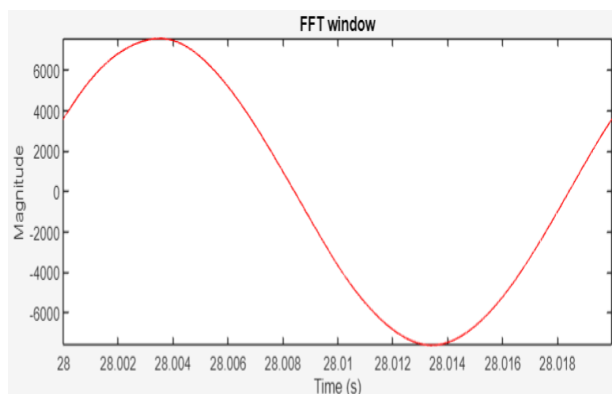
Рис. 7. Результаты моделирования мощностей и скорости ветра: а – активная мощность генератора 1; б – активная мощность генератора 2; в – активная мощность генератора 3; г – активная мощность на стороне 690 В; д – активная мощность на стороне 10 кВ; е – реактивная мощность на стороне 690 В; ж – реактивная мощность на стороне 10 кВ; з – заданные графики изменения скорости ветра для каждого генератора (сплошная линия, пунктирная линия и точечная линия соответствуют первой, второй и третьей ВЭУ)



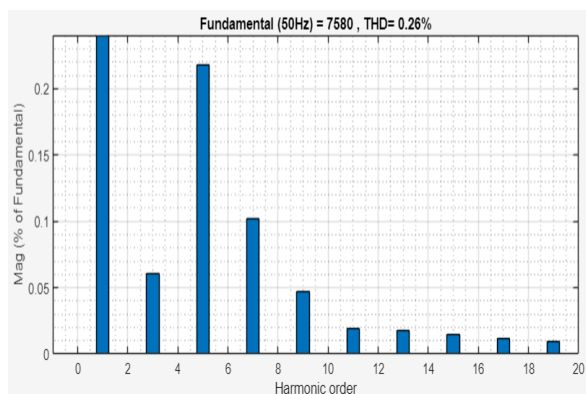
а)



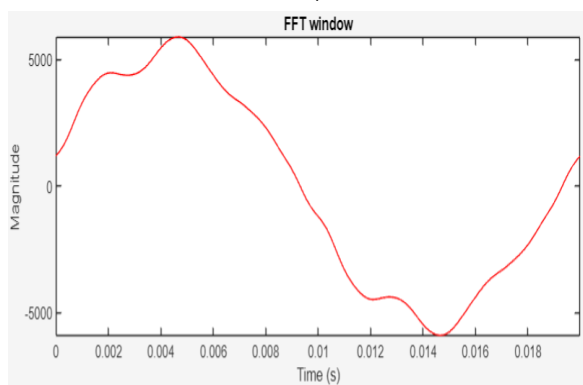
б)



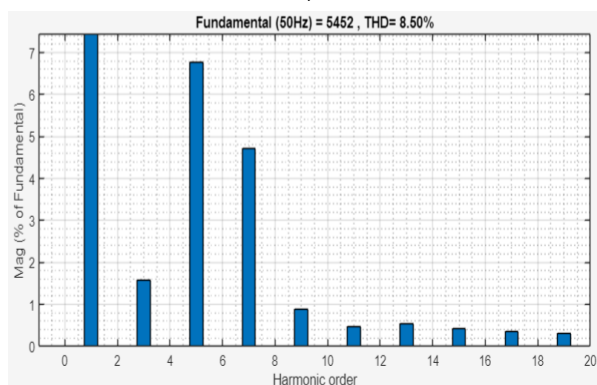
в)



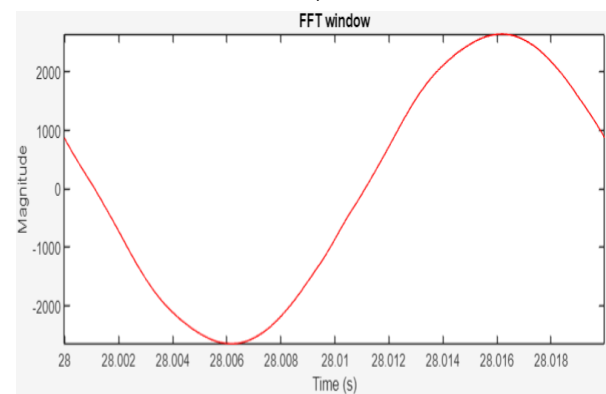
г)



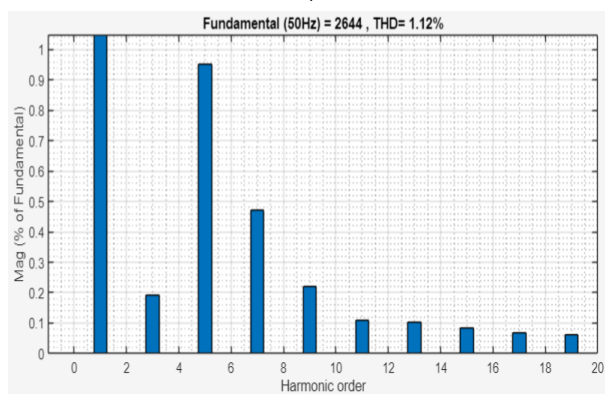
д)



е)



ж)



з)

Рис. 8. Результаты моделирования напряжения и тока: а – напряжение ВЭС на стороне 690 В; б – спектр напряжения ВЭС на стороне 690 В; в – напряжение ВЭС на стороне 10 кВ; г – спектр напряжения ВЭС на стороне 10 кВ; д – ток ВЭС на стороне 690 В; е – спектр тока ВЭС на стороне 690 В; ж – ток ВЭС на стороне 10 кВ; з – спектр тока ВЭС на стороне 10 кВ

Активная мощность каждой ветроустановки начинает расти с увеличением скорости ветра, достигая своего стабилизированного значения. В связи с этим была смоделирована ситуация, в которой ветрогенераторы работают при различных условиях, обусловленных разной скоростью ветра (12, 14, 15 м/с), что приводит к различным генерируемым активным мощностям (1,39, 1,46, 1,5 МВт). Суммарная генерируемая активная мощность трех генераторов на шине

690 В составила, 4,35 МВт, а реактивная мощность составила 250 кВАр, что является очень хорошим показателем. Активная мощность на стороне НН трансформатора 110/10 кВ составила 21 МВт, а реактивная мощность – 22,5 МВАр, что говорит о необходимости компенсации реактивной мощности. Результаты измерения коэффициентов гармонических составляющих напряжения и их нормированные значения² представлены в табл. 5.

Таблица 5. Коэффициенты гармонических составляющих напряжения

Порядок гармонической составляющей	Значения коэффициентов напряжения гармонических составляющих в % от U_1 по ГОСТ		Значения коэффициентов напряжения гармонических составляющих в % от U_1 в модели	
	напряжение электрической сети, кВ			
	0,38–1	6–25	0,69	10
3	5	3	2,25	0,055
5	6	4	10,7	0,205
7	5	3	8,5	0,108
9	1,5	1	1,5	0,04
11	3,5	2	0,48	0,018
13	3	2	0,5	0,015
15	0,3	0,3	0,3	0,011
17	2	1,5	0,3	0,012
19	1,5	1	0,1	0,01
21	0,2	0,2	0,1	0,009
Суммарный	8	5	15,01	0,26

Расчет дополнительных потерь мощности в линиях электропередачи [15] производится по формуле

$$\Delta P_{\text{ЛЭП}} = 3 \sum_{n=2}^m I_n^2 R_{\text{ЛЭП}} k_m, \quad (1)$$

где n – номер гармоники; m – число учитываемых гармоник; I_n – ток n -й гармоники; $R_{\text{ЛЭП}}$ – активное сопротивление линии на основной частоте; k_m – коэффициент увеличения сопротивлений в ЛЭП, учитывающий влияние поверхностного эффекта [3]:

$$k_m = 1 + \frac{\lambda^4}{3} \quad \text{для } \lambda < 1; \quad (2)$$

$$k_m = \lambda + 0,25 + \frac{0,047}{\lambda} \quad \text{для } \lambda > 1, \quad (3)$$

где $\lambda = 0,1 \sqrt{\frac{n}{r_{0(1)}}}$; n – номер гармоники; $r_{0(1)}$ – удельное активное сопротивление, Ом/км.

Потери мощности от высших гармоник в трансформаторах³ [3–13] рассчитываются как

$$\Delta P_T = \Delta P_{\text{xx}} \sum_{n=2}^m \left(\frac{U_n}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 + 0,607 \frac{\Delta P_{\text{xx}}}{U_{\text{кз}}^2} \times \sum_{n=2}^m \left(\left(\frac{1 + 0,05 n^2}{n \sqrt{n}} \right) \left(\frac{U_n}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 \right), \quad (4)$$

где ΔP_{xx} – потери холостого трансформатора; n – номер гармоники; m – число учитываемых гармоник; $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери короткого замыкания трансформатора; $U_{\text{кз}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора; U_n – напряжение n -й гармоники; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение.

Результаты расчета основных и дополнительных потерь активной мощности в элементах системы электроснабжения для разных уровней напряжения представлены в табл. 6.

Дополнительные потери от высших гармоник на напряжении 10 кВ составляют 0,047 % от основных потерь мощности. Следовательно, на шине 10 кВ компенсации высших гармоник тока не требуется. Дополнительные потери, вызванные высшими гармониками на уровне напряжения 0,69 кВ, составляют 10,48 % от основных потерь мощности, что свидетельствует о необходимости снижения уровня высших гармоник тока на этой шине.

² ГОСТ 30804.4.7–2013 Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств. – М.: Стандартинформ, 2013. – 40 с.; ГОСТ 32144–2013 Электрическая энергия. Совместимость технических

средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 36 с.

³ Там же.

Таблица 6. Расчет потерь активной мощности в элементах системы электроснабжения

Потери, кВт	ЛЭП 0,69 кВ	ЛЭП 10 кВ	T 110/10	T 10/0,69	Сумма 0,69 кВ	Сумма 10 кВ
Основные	242,7	23	319	42,5	561,7	65,49
Дополнительные	0,256	0,609	0,008	6,25	0,264	6,865

Вывод. В результате проведенных исследований можно сделать вывод о негативном влиянии параллельной работы ветрогенераторов на систему электроснабжения, связанном с несинусоидальностью напряжения и тока, что приводит к дополнительным потерям электроэнергии и другим нежелательным последствиям. Система распределенной генерации с параллельным подключением ветроустановок нуждается в разработке технических средств, предназначенных для повышения энергоэффективности работы ветроэнергетической системы.

Список литературы

1. Шатчиленбе В.Л., Фролов В.Я., Таджибаев А.И. Имитационное моделирование режимов работы ветроэлектростанции на базе трехфазного синхронного генератора с постоянными магнитами // *Электричество*. – 2024. – № 8. – С. 60–69. DOI: 10.24160/0013-5380-2024-8-60-69.
2. Каталог автоматических выключателей OptiMat-A [Электронный ресурс]. – URL: <https://energo5.ru/wp-content/uploads/2019/01/Katalog-OptiMat-A.pdf> (дата обращения: 10.04.2025).
3. Прасол Д.А. Электромагнитная совместимость в высоковольтных рудничных сетях с мощными тиристорными электроприводами постоянного тока [Электронный ресурс]: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Красноярск: СФУ, 2018.
4. Задорожный Я. Ветряные электростанции. Краткий обзор свойств и применений // *Przegląd Elektrotechniczny*. – 2012. – Т. 88, № 10а. – С. 1–6.
5. The Study of Solar and Wind Power Systems under Different Weather Conditions / A. Rama Krishna, A. Vijay Kumar, A. Gopala Krushna, et al. // *E3S Web of Conferences*. – 2024. – Т. 547. – 03009. DOI.org/10.1051/e3sconf/202454703009.
6. Ресурсы и технологии использования возобновляемых источников энергии / В.В. Елистратов, И.В. Богун, Р.С. Денисов и др. – СПб.: ПОЛИТЕХ-ПРЕСС, 2022. – 528 с.
7. Фролов В.Я., Смородинов В.В. Источники питания. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2008. – 159 с.
8. Фролов В.Я., Сурма А.М., Васерина К.Н. Силовая полупроводниковая элементная база. Технология производства. Конструктивные решения. – СПб.: Изд-во «Лань», 2019. – 228 с.
9. Фролов В.Я., Смородинов В.В., Зверев С.Г. Силовая электроника. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2011. – 281 с.
10. IGBT модуль МТКИ-2400-17Т [Электронный ресурс]. URL: <https://www.elvpr.ru/ru/catalog/silovye-poluprovodnikovye-pribory/igbt-i-frd-moduli/igbt-moduli/igbt-modul-mtki-2400-17t/?ysclid=m6c09dyu9b957667222> (дата обращения 02.01.25).
11. Гордиевский Е.М. Разработка модели ветроэнергетической установки в программе Matlab/Simulink // *Наука ЮУрГУ*. – 2020. – № 7. – С. 25–32.
12. Рамадан А. Обоснование параметров систем энергоснабжения на основе ВИЭ для условий Сирии: дис. ... канд. техн. наук. – СПб., 2020. – 183 с.
13. Оценка дополнительных потерь мощности от снижения качества электрической энергии в элементах системы электроснабжения / С.Ю. Долингер, А.Г. Лютаревич, В.Н. Горюнов и др. // *Омский научный вестник*. – 2013. – № 2. – С. 178–183.

References

1. Shatchilembe, V.L., Frolov, V.Ya., Tadzhibaev, A.I. Imitatsionnoe modelirovanie rezhimov raboty vetroelektrostantsii na baze trekhfaznogo sinkhronnogo generatora s postoyannymi magnitami [Simulation modeling of wind power plant operating modes based on a three-phase synchronous generator with permanent magnets]. *Elektrichestvo*, 2024, no. 8, pp. 60–69. DOI: 10.24160/0013-5380-2024-8-60-69.
2. Katalog avtomaticheskikh vyklyuchateley OptiMat-A [Catalog of OptiMat-A circuit breakers]. Available at: <https://energo5.ru/wp-content/uploads/2019/01/Katalog-OptiMat-A.pdf> (date of access: 10.04.2025).
3. Prasol, D.A. *Elektromagnitnaya sovместimost' v vysokovol'tnykh rudnichnykh setyakh s moshchnymi tiristornymi elektroprivodami postoyannogo toka*. Avtoref. diss. ... kand. tekhn. nauk [Electromagnetic compatibility in high-voltage mine networks with powerful thyristor DC electric drives. Abstr. cand. tech. sci. diss.]. Krasnoyarsk: SFU, 2018.
4. Zadorozhnyy, Ya. Vetryanye elektrostantsii. Kratkiy obzor svoystv i primeneniya [Wind Power Plants – A Brief Review of Properties and Applications]. *Przegląd Elektrotechniczny*, 2012, vol. 88, no. 10a, pp. 1–6.
5. Rama Krishna, A., Vijay Kumar, A., Gopala Krushna, A., Shanmugapriyan, J., Keertana, C. The Study of Solar and Wind Power Systems under Different Weather Conditions. *E3S Web of Conferences*, 2024, vol. 547, 03009. DOI.org/10.1051/e3sconf/202454703009.
6. Elistratov, V.V., Bogun, I.V., Denisov, R.S., Kudryasheva, I.G., Romanov, M.V. *Resursy i tekhnologii ispol'zovaniya vozobnovlyаемых istochnikov energii* [Resources and Technologies for Using Renewable Energy Sources]. Saint-Petersburg: POLITECH-PRESS, 2022. 528 p.
7. Frolov, V.Ya., Smorodinov, V.V. *Istochniki pitaniya* [Power Sources]. Saint-Petersburg: Izdatel'stvo Politekhnikheskogo universiteta, 2008. 159 p.
8. Frolov, V.Ya., Surma, A.M., Vaserina, K.N. *Silovaya poluprovodnikovaya elementnaya baza. Tekhnologiya proizvodstva. Konstruktivnye resheniya* [Power semiconductor element base. Manufacturing technology. Design solutions]. Saint-Petersburg: Izdatel'stvo «Lan», 2019. 228 p.
9. Frolov, V.Ya., Smorodinov, V.V., Zverev, S.G. *Silovaya elektronika* [Power electronics]. Saint-Petersburg: Izdatel'stvo Politekhnikheskogo universiteta, 2011. 281 p.
10. IGBT module MTKI-2400-17T. Available at: <https://www.elvpr.ru/ru/catalog/silovye-poluprovodnikovye-pribory/igbt-i-frd-moduli/igbt-moduli/igbt-modul-mtki-2400-17t/?ysclid=m6c09dyu9b957667222> (accessed 02.01.25).
11. Gordievskiy, E.M. Razrabotka modeli vetroenergeticheskoy ustanovki v programme Matlab/Simulink [Development of a wind power plant model in the Matlab/Simulink program]. *Nauka YuUrGU*, 2020, no. 7, pp. 25–32.
12. Ramadan, A. *Obosnovanie parametrov sistem energosnabzheniya na osnove VIE dlya usloviy Sirii*. Diss. ... kand. tekhn. nauk [Justification of the parameters of energy supply systems based on renewable energy sources for Syrian conditions. Cand. tech. sci. diss.]. Saint-Petersburg, 2020. 183 p.
13. Dolinger, S.Yu., Lyutarevich, A.G., Goryunov, V.N., Safonov, D.G., Cheremisin, V.T. Otsenka dopolnitel'nykh poter' moshchnosti ot snizheniya kachestva elektricheskoy energii v elementakh sistemy elektrosnabzheniya [Assessment of Additional Power Losses from a Decrease in the Quality of Electrical Energy in Elements of the Power Supply System]. *Omskiy nauchnyy vestnik*, 2013, no. 2, pp. 178–183.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

УДК 62-52-83:656.56

Олег Викторович Крюков

ООО «ТСН-электро», доктор технических наук, доцент, заместитель директора по науке, Россия, Нижний Новгород, телефон (831) 285-888-9, e-mail: o.v.kryukov@mail.ru

Алексей Руфимович Колганов

ФГБОУ ВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», доктор технических наук, профессор кафедры электропривода и автоматизации промышленных установок, Россия, Иваново, телефон (4932) 26-97-09, e-mail: alex_37@list.ru

Игорь Васильевич Гуляев

ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский Мордовский государственный университет им. Н.П. Огарева», доктор технических наук, профессор, руководитель НОЦ «Энергоэффективные двигатели двойного питания», Россия, Саранск, телефон (8342) 476669, e-mail: ivgulyaev@mail.ru

Автоматизация процессов диагностики асинхронных электродвигателей на компрессорных станциях

Авторское резюме

Состояние вопроса. Статистический анализ критических дефектов приводных агрегатов компрессорных станций показывает, что основными причинами выхода из строя двигателей являются неисправности подшипников и обмоток статоров. Существующие системы диагностики технического состояния приводных электродвигателей, построенные по устаревшим методикам автономного измерения электрических, механических и тепловых параметров, не обеспечивают получения достоверных результатов. В связи с этим создание комплексной системы оперативной диагностики асинхронных электродвигателей является актуальным.

Материалы и методы. Для выявления повреждений электродвигателя использован метод спектрального анализа тока статора и его программно-аппаратная реализация.

Результаты. Предложены метод достоверного определения причин повреждений электродвигателей по спектральному составу гармоник тока и устройство его реализации, позволяющие своевременно, на ранних стадиях выявлять многие дефекты электродвигателей и приводных механизмов, а именно: локализацию повреждений электрических частей статора и ротора; эксцентриситет; износ подшипников; несоосность валов двигателя и механизма, ременных и зубчатых передач, рабочих узлов (лопастей и поршней) компрессоров.

Выводы. Использование разработанной универсальной системы диагностики технического состояния электродвигательных устройств компрессорных станций позволяет сокращать трудозатраты на поиск неисправностей электродвигателей и приводных механизмов, выявлять на ранних стадиях дефекты оборудования, эффективно планировать ремонтные работы, повышать энергоэффективность энергетического оборудования.

Ключевые слова: диагностика электродвигателя, спектр гармоник тока, метод мониторинга электродвигателей, повышенная вибрация двигателей

Oleg Viktorovich Kryukov

TCN-Electro LLC, Doctor of Engineering Sciences (Post-doctoral degree), Associate Professor, Deputy Director of Science, Russia, Nizhny Novgorod, telephone (831) 285-888-9, e-mail: o.v.kryukov@mail.ru

Alexey Rufimovich Kolganov

Ivanovo State Power Engineering University, Doctor of Engineering Sciences (Post-doctoral degree), Professor of Electric Drive and Industrial Installations Automation Department Russia, Ivanovo, telephone (4932) 26-97-09, e-mail: alex_37@list.ru

Igor Vasilievich Gulyaev

National Research Ogarev Mordovia State University, Doctor of Engineering Sciences (Post-doctoral degree), Professor, Head of the Scientific and Educational Center "Energy-Efficient Doubly-fed Motors", Russia, Saransk, telephone (8342) 47-66-69, e-mail: ivgulyaev@mail.ru

Automation of diagnostic processes of asynchronous electric motors at compressor stations

Abstract

Background. Statistical analysis of critical defects of drive units at compressor station shows that bearing and stator winding faults are the main reasons of motor failure. Existing systems for diagnosing the technical condition of drive electric motors developed on outdated methods of autonomous measurement of electrical, mechanical and thermal parameters do not provide reliable results. In this regard, the development of a comprehensive system for operational diagnostics of asynchronous electric motors is relevant.

Materials and methods. The authors have used the method of spectral analysis of the stator current to detect damage of electric motors and its hardware and software implementation.

Results. A method has been proposed for reliable determination of the causes of damage of electric motors based on the spectral composition of current harmonics and a device for its implementation. The use of the proposed diagnostic method allows incipient failure detection of electric motors and drive mechanisms. They are detection and localization of damage of the electrical parts of the stator and rotor, eccentricity, bearing wear, misalignment of the motor and mechanism shafts, belt and gear transmissions, working units (blades and pistons) of compressors.

Conclusions. The use of the developed universal diagnostic system for the technical condition of electric motor devices of compressor stations allows us to reduce labor costs for troubleshooting electric motors and driven mechanisms, identify equipment defects at early stages, effectively plan repair work, and increase the energy efficiency of power equipment.

Key words: electric motor diagnostics, current harmonic spectrum, electric motor monitoring method, increased motor vibration

DOI: 10.17588/2072-2672.2025.4.076-084

Введение. В настоящее время самым распространенным потребителем электроэнергии на объектах нефтегазовой отрасли является асинхронный электродвигатель [1–3] с короткозамкнутым ротором (АД) различной мощности, используемый для привода насосов, вентиляторов, компрессоров. Так, на Починковской компрессорной станции (КС) общее количество таких АД составляет 1113 единиц суммарной мощностью 15614 кВт. В основном они используются для привода насосных установок (НУ), вентиляторов аппаратов воздушного охлаждения газа (АВОГ) и пожарных систем (ПНС) [4–7]:

– в технологических установках обеспечения транспорта газа – 480 ед. мощностью 13710 кВт;

– во вспомогательных системах – 633 ед. мощностью 1904 кВт.

В среднем в течение года при проведении планово-предупредительных ремонтов (ППР) на данной КС выявляется около 10–15 критических дефектов АД, которые могут привести к отказу во время работы [8–11]. Согласно статистическим данным, основными причинами отказа двигателей являются неисправности подшип-

ников и обмоток статоров. Для выяснения причин, приводящих к отказам, в результате проведения внеочередной проверки технического состояния АД было установлено [12–15], что многие двигатели работают в штатном режиме с повышенной вибрацией и значительной разницей потребляемых токов по фазам.

Статистика повреждаемости и причины отказов АД. Согласно данным [16–19], количество выявленных в течение трех лет дефектов составило: в 2013 г. – 14; 2014 г. – 12; 2015 г. – 15. Причем 63 % дефектов – в подшипниках, 19 % – в обмотках статора, 15 % – в стержнях ротора, 3 % – прочее.

Регламент проверки технического состояния АД в соответствии с нормативно-технической документацией ППР включает [20–22]:

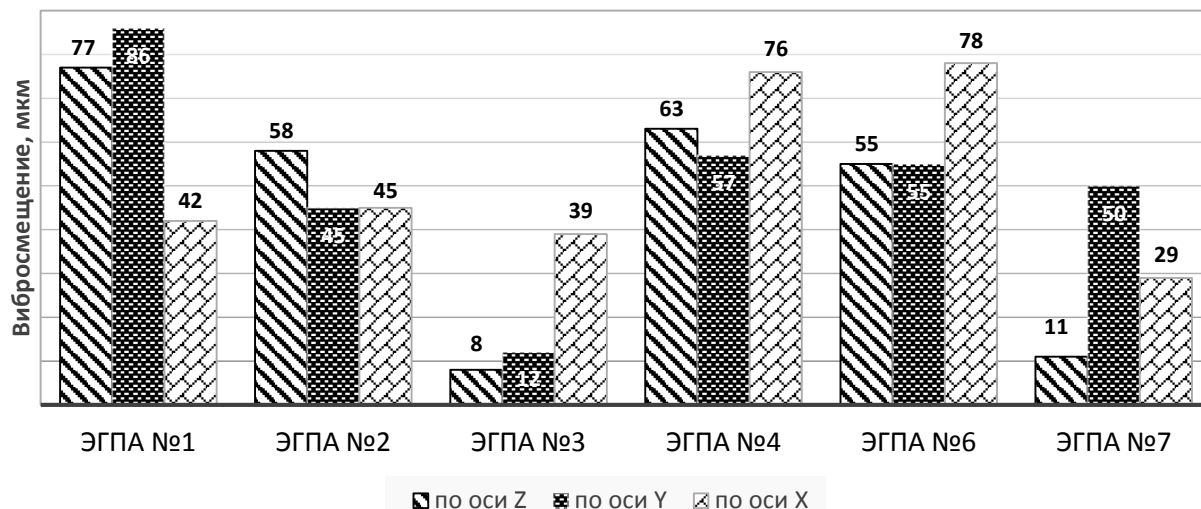
- 1) измерение сопротивления изоляции;
- 2) измерением потребляемого тока;
- 3) проверку состояния соединительных муфт;
- 4) измерение размаха вибросмещения;
- 5) проверку состояния подшипников;
- 6) проверку крепления электродвигателя.

Если, например, по результатам проверок имеются отклонения по пунктам 2 и 4, а остальные соответствуют нормам и к АД замечаний нет, то необходимы дальнейшие количественные исследования.

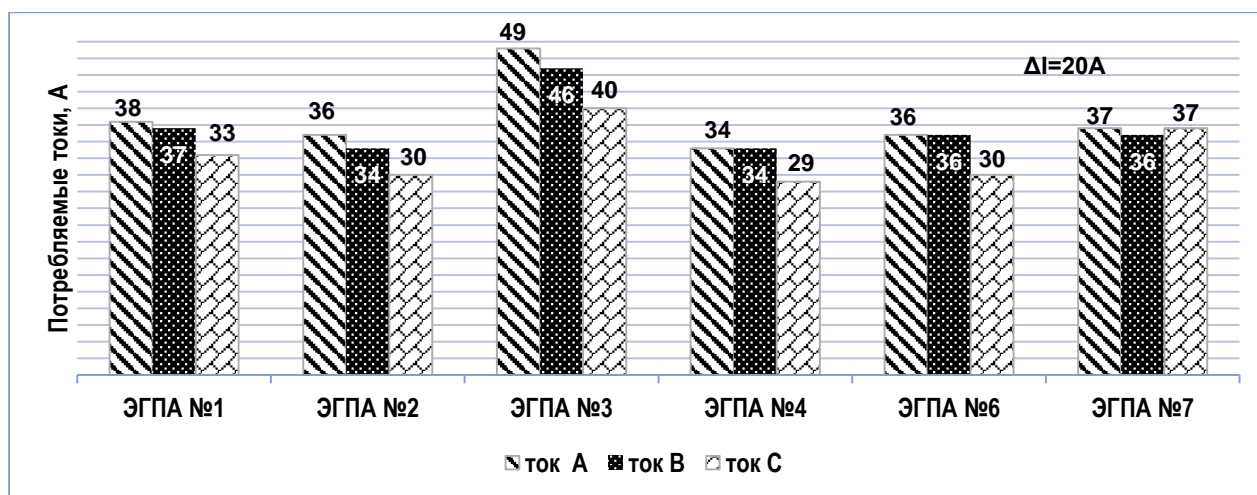
На диаграммах рис. 1 представлены результаты измерений вибросмещений (а) и значений фазных токов (б) электродвигателей типа ВАО82 мощностью 55 кВт, используемых для привода насосов уплотнения в компрессорном цехе (КЦ) «Ямбург-Елец_1». Эти электродвигатели работают с одинаковой нагрузкой на валу и получают питание от одного источника. При

этом наблюдается значительный разброс указанных параметров. Так, максимальная разница по фазным токам составляет 20 А. Аналогичная картина наблюдается и на других КЦ.

В большинстве случаев размах вибросмещения на электродвигателях значительно снижается при отсоединении двигателя от механизма. Так, например, для КЦ с ЭГПА №2 размах вибросмещения по оси Z уменьшился при отсоединении механизма (насосной установки №1) с 95 до 8,9 мкм, а для КЦ с ЭГПА №7 (по оси X) – с 78 до 19 мкм.



а)



б)

Рис. 1. Результаты измерений технического состояния электродвигателей ВАО82-2У2 мощностью $P = 55$ кВт ($n = 2950$ об/мин) на 7 КЦ с ЭГПА: а – по вибросмещению; б – по потребляемым токам

В соответствии с полученными данными по вибросмещению и токам потребления, можно с высокой достоверностью констатировать, что основной причиной отказа двигателей является повышенная вибрация, которая, в первую очередь, приводит к быстрому износу подшипников и возникновению эксцентриситета ротора (статического, динамического или сме-

шанного). При любом эксцентриситете ротора электродвигателя происходит:

- нарушение равномерности магнитного зазора и, как следствие, рост энергопотребления на 15–30 %, что подтверждается проведенными замерами;
- механическое задевание ротора о статор при вращении, приводящее к пробое изо-

ляции обмоток и перегреву сердечников с перекосом фаз;

– увеличение потерь в стали и времени разгона машины, что в конечном итоге приводит к преждевременному выходу из строя электродвигателя.

Как правило, причин, способных вызвать вибрации электродвигателей и приводных механизмов, достаточно много. К первой группе таких причин относятся:

– неправильная центровка двигателя с механизмом;

– неудовлетворительное состояние соединительной муфты;

– небаланс ротора приводного механизма;

– дефекты подшипников приводного механизма;

– дефекты фундаментов и нарушения креплений к ним двигателя;

– дефекты ременных и зубчатых передач редукторов;

– дефекты насаженных на вал механизма рабочих узлов (лопасти, поршни, эксцентрики).

Ко второй группе причин вибрации электродвигателей относятся:

– небаланс ротора электродвигателя;

– трещины, обрывы стержней, короткие замыкания в обмотке ротора;

– частичные отрывы бочки ротора от вала;

– изгиб или излом вала ротора;

– ослабление крепления отдельных частей двигателя;

– увеличенные зазоры в подшипниках качения;

– магнитная несимметрия поля (изменение зазора между статором и ротором).

При этом достоверно определить причины в конкретных случаях, не имея современного диагностического оборудования, очень сложно.

Методы и средства мониторинга технического состояния АД. На сегодняшний день существует несколько методов диагностики технического состояния электродвигателей

(см. таблицу), однако каждый из них имеет свои недостатки. Наиболее оптимальным для условий КС является метод измерения и анализа электрических параметров электродвигателя (5).

В этой связи для оперативной диагностики АД необходимо создание универсальной системы, работающей на физическом принципе, при котором любые возмущения в работе электрической и механической частей АД и связанного с ним исполнительного механизма приводят к модуляции потребляемого тока. Наличие в спектре тока характерных частот определенной величины свидетельствует о наличии тех или иных повреждений. Диагностическая система мониторинга АД включает (рис. 2):

– датчики фазного тока питающего напряжения;

– кондиционер сигнала (для нормализации и фильтрации сигналов);

– аналого-цифровой преобразователь с USB-интерфейсом;

– ПК с необходимым ПО для анализа, оценки и диагноза состояния.

Для создания диагностической системы необходим модуль аналого-цифрового преобразователя типа E20-10 и штатные составляющие системы: датчики тока типа AC1005 Tolema в комплекте с нагрузочным резистором $R_n = 100 \text{ Ом}$; элементы RC-цепей в печатных платах цифровых систем возбуждения и ПК типа Notebook. Внешний вид устройства диагностики показан на рис. 3.

Для анализа полученных значений токов можно использовать программу «ЭльГраф», которая представляет собой многоканальный регистратор-самописец и обладает достаточно большими возможностями в комплекте с оборудованием «ЭльКард». Основные функции программно-аппаратного комплекса: регистрация и визуализация данных; файловые операции и работа с блоками; подключение внешних плагинов и обработка данных на спектроанализаторе (рис. 4).

Методы диагностики АД и их основные недостатки

Методы диагностики АД	Основные недостатки
1. Измерение и анализ вибраций отдельных элементов агрегата	Сложность интерпретации результатов измерений при электрических повреждениях
2. Измерение и анализ акустических колебаний работающей машины	Недостаточная чувствительность к электрическим повреждениям
3. Измерение и анализ вторичных электромагнитных полей машины	В настоящее время не выпускается необходимое оборудование
4. Измерение и анализ температуры отдельных элементов машины	Непригоден для контроля внутренних повреждений изоляции
5. Измерение и анализ электрических параметров машины	Наличие в спектре гармоник тока частот, обусловленных коммутацией ключей регулируемого привода

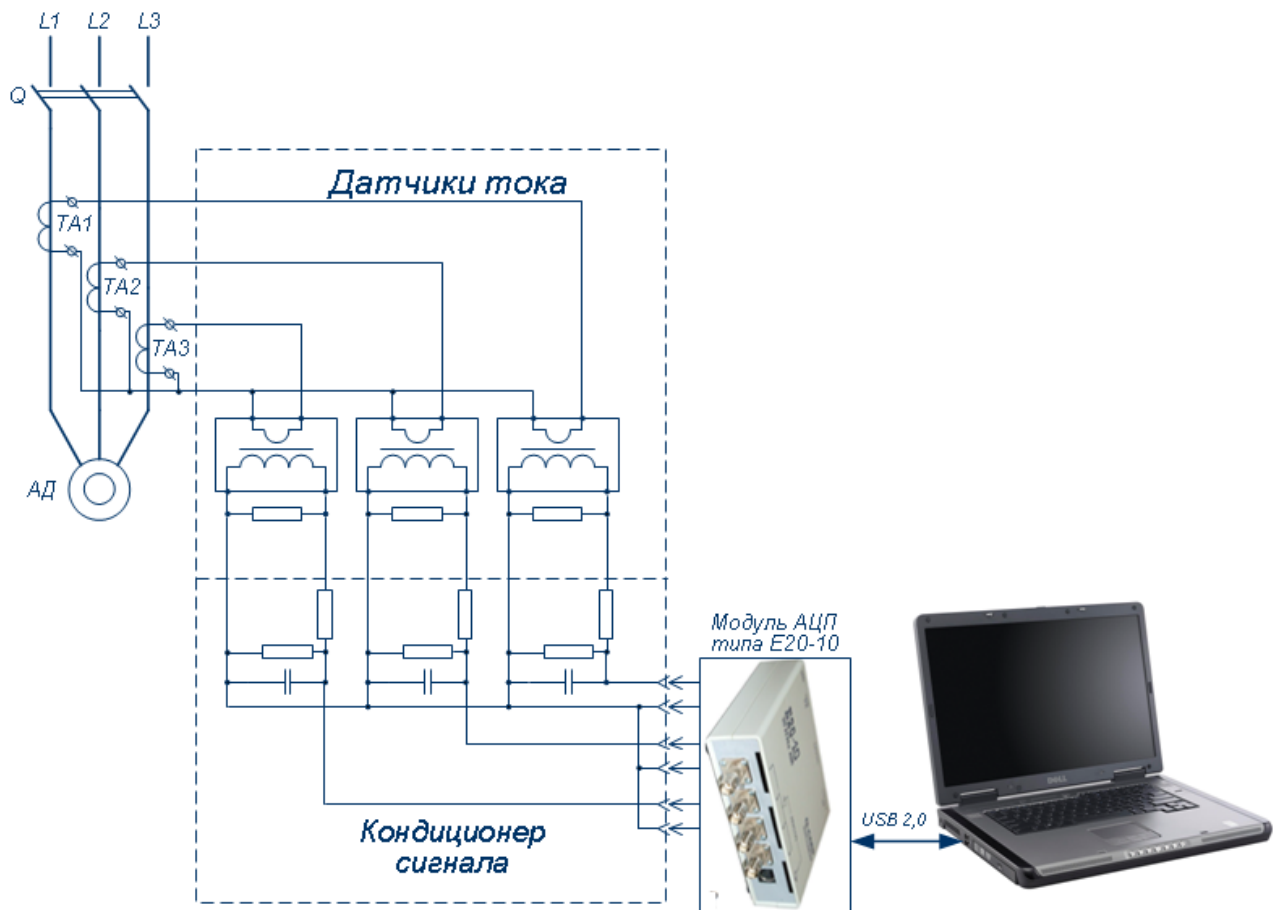
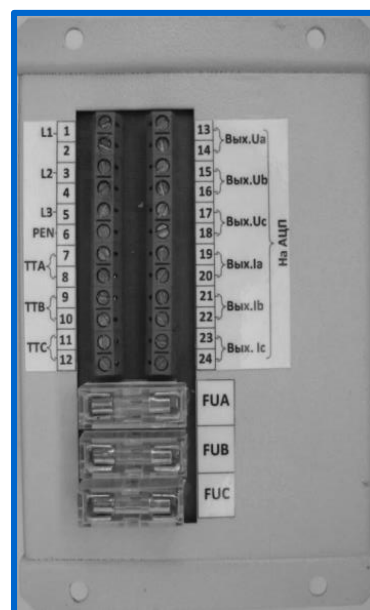


Рис. 2. Функциональная схема диагностической системы мониторинга АД



а)



б)

Рис. 3. Внешний вид устройства диагностики (а); вид сзади (б)

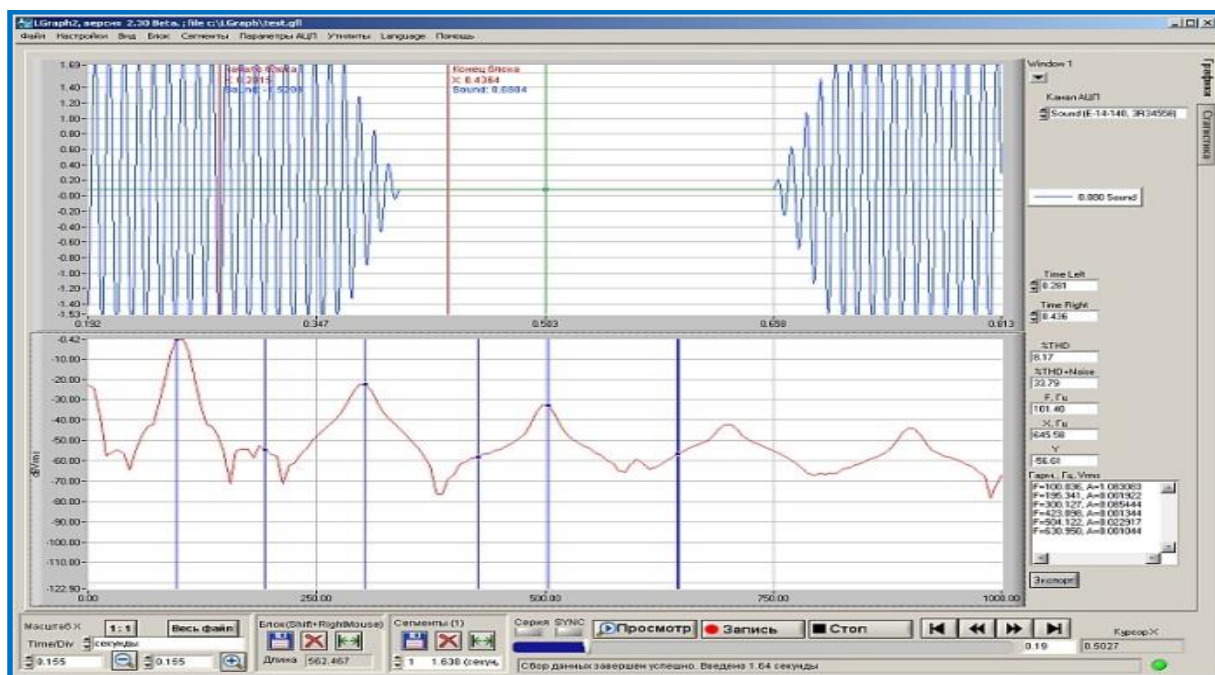


Рис. 4. Окно регистрации данных после спектроанализатора

Результаты мониторинга электродвигателей. Использование предлагаемого метода диагностики позволяет своевременно, на ранних стадиях выявлять многие дефекты АД и приводных механизмов. Достоинствами метода являются: простота эксплуатации; низкая стоимость оборудования; диагностирование оборудования при реальных условиях эксплуатации; возможность удаленного мониторинга всех основных узлов; отсутствие необходимости вывода оборудования в ремонт.

Метод мониторинга обеспечивает:

- определение и локализацию повреждений электрических частей статора и ротора АД;
- анализ изменения формы воздушного зазора (эксцентриситет);
- определение недопустимого износа подшипников;
- фиксацию несоосности валов АД и механизма, дефектов муфт;
- определение дефектов ременных и зубчатых передач;
- выявление дефектов рабочих узлов (лопастей и поршней).

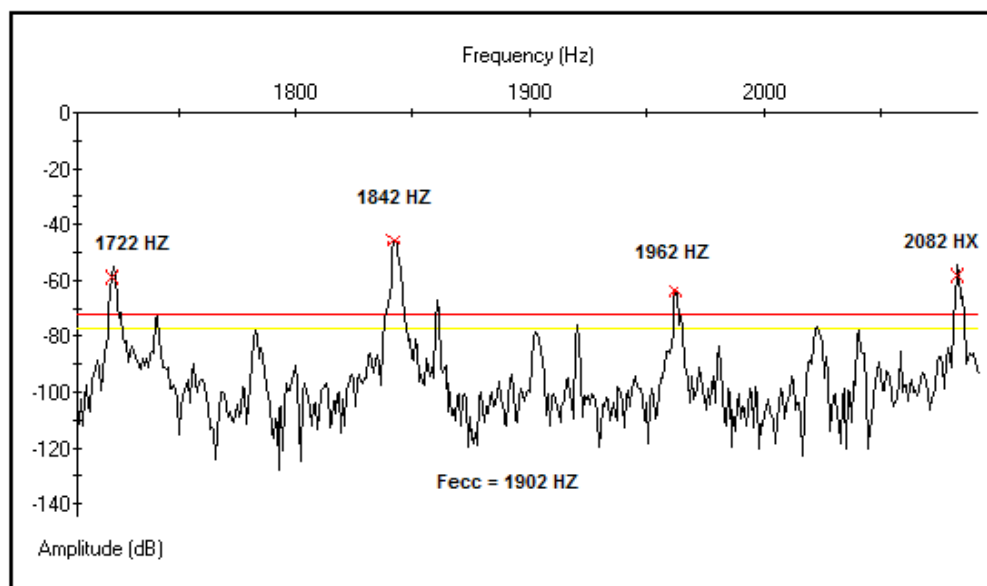
Учитывая, что каждому виду повреждения соответствует своя характерная частота, по спектру тока можно выявить возникающие дефекты. На рис. 5,а показан спектр тока двигателя при наличии эксцентриситета. На рис. 5,б и 5,в показаны спектры токов одного и того же АД соответственно с исправным и поврежденным подшипником. Анализ спектра на рис. 5,в показывает, что на частоте 150 Гц наблюдается рост амплитуды колебаний до -80 дБ, что свидетельствует о наличии механической неисправности.

Алгоритм анализа спектральных составляющих тока АД, например, при наличии эксцентриситета следующий:

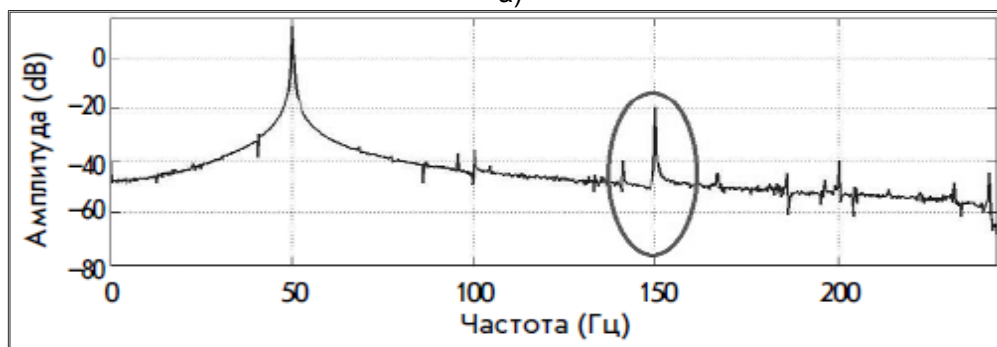
- анализ изменений воздушного зазора в электродвигателе;
- определение изменений плотности магнитного потока в зазоре;
- сопоставление данных по изменению потребляемого тока в фазах;
- анализ частотных компонентов потребляемого тока по известным аналитическим выражениям [23–25].

При полном анализе работоспособности всей линейки АД на КС необходимо учитывать эксплуатационные факторы, включая наработку до отказа. Например, суммарная наработка электродвигателей насосных установок на КС за 2020 год составила более 27 тыс. ч, при этом потребление электрической энергии превысило более 1,8 млн кВт·ч.

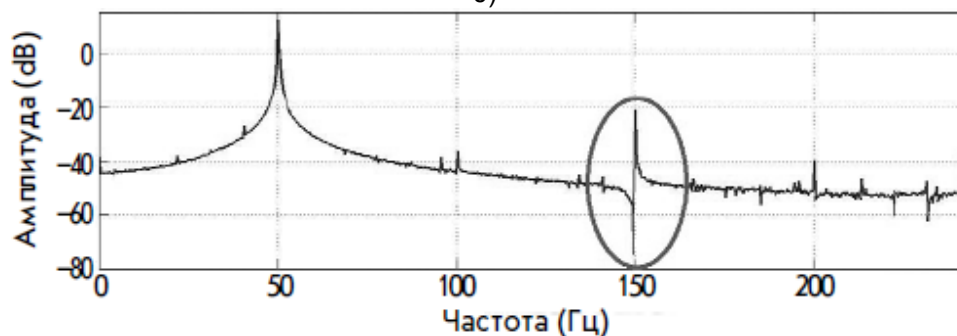
Согласно проведенным замерам, практически на всех электродвигателях насосных установок имеется повышенная вибрация, которая неизбежно приводит к возникновению эксцентриситета ротора и, соответственно, повышенному энергопотреблению. По результатам проведенных расчетов, суммарный расход электрической энергии за год у двигателей, имеющих эксцентриситет, увеличивается более чем на 120 тыс. кВт·ч общей стоимостью более 350 тыс. руб. В расчетах используются электродвигатели НУ в количестве 36 ед. мощностью 55 кВт с суммарной наработкой за 2015 год более 27 тыс. ч, исходя из одного работающего двигателя на агрегат.



а)



б)



в)

Рис. 5. Спектры тока АД: а – при наличии эксцентриситета; б – при исправных подшипниках; в – при поврежденном подшипнике

Выводы. Таким образом, реализация на практике новых методов и систем мониторинга электродвигателей позволяет достичь:

1) сокращения трудозатрат на поиск неисправностей электродвигателей и приводимых ими механизмов.

2) выявления дефектов оборудования на начальных стадиях развития;

3) эффективного планирования ремонтных работ по фактическому состоянию оборудования;

4) сведения к минимуму возможностей возникновения аварий;

5) повышения энергоэффективности энергетического оборудования.

Список литературы

1. **Энергосбережение** и автоматизация электрооборудования компрессорных станций / А.Ф. Пужайло, Е.А. Спиридович, В.И. Воронков и др. – Н. Новгород: Вектор ТиС, 2010. – Т. 1. – 570 с.
2. Babichev S.A., Bychkov E.V. Analysis of technical condition and safety of gas-pumping units // Russian Electrical Engineering. – 2007. – Vol. 81. – P. 489–492.
3. Зюзев А.М., Метельков В.П., Михальченко С.Г. Оценка теплового состояния электродвигателей переменного тока на КС МГ // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 1. – С. 88–96.
4. Васенин А.Б., Степанов С.Е. Методология и средства оперативного мониторинга электродвигателей на КС // Контроль. Диагностика. – 2019. – № 11. – С. 52–58.

5. **Степанов С.Е., Бычков Е.В.** Опыт применения частотно-регулируемого привода вентиляторов аппаратов воздушного охлаждения газа // Труды IX Междунар. (XX Всерос.) конф. АЭП-2016. – Пермь, 2016. – С. 428–432.

6. **Васенин А.Б.** Энергоэффективные и экологичные установки воздушного охлаждения // «Великие реки 2017». Труды XIX Междунар. науч.-промышл. форума: в 3 т. – Н. Новгород: НГАСУ, 2017. – С. 93–96.

7. **Энергосбережение** и автоматизация электрооборудования компрессорных станций / А.Ф. Пужайло, Е.А. Спиридович, В.И. Воронков и др. – Н. Новгород: Вектор ТиС, 2011. – Т. 2. – 664 с.

8. **Крюков О.В.** Мониторинг условий эксплуатации электродвигателей газоперекачивающих агрегатов // Контроль. Диагностика. – 2016. – № 12. – С. 50–58.

9. **Киянов Н.В.** Решение задач промышленной экологии средствами электрооборудования и АСУТП // Автоматизация в промышленности. – 2009. – № 4. – С. 29–34.

10. **Репин Д.Г.** Системы оперативного мониторинга состояния энергоустановок для энергетической безопасности КС // Газовая промышленность. – 2014. – № 5(712). – С. 84–90.

11. **Крюков О.В.** Энергоэффективные электроприводы ГПА на базе интеллектуальных систем управления и мониторинга: дис. ... д-ра техн. наук. – М.: АО «Корпорация ВНИИЭМ», 2015.

12. **Kryukov O.V.** Scientific background for the development of intelligent electric drives for oil and gas process units // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Энергетика. – 2017. – Т. 17, № 1. – С. 56–62.

13. **Гуляев И.В., Степанов С.Е., Васенин А.Б.** Разработка прикладного программного обеспечения для системы геотехнического мониторинга газопроводов // Контроль. Диагностика. – 2022. – Т. 25, № 6(288). – С. 48–59.

14. **Рубцова И.Е., Степанов С.Е.** Нейронечеткие модели и алгоритмы управления и мониторинга машин большой мощности // Материалы VI НТК «Управление и информационные технологии» (УИТ-2010) ОАО «Концерн ЦНИИ “Электроприбор”». – СПб., 2010. – С. 160–162.

15. **Степанов С.Е.** Модернизация систем управления ЭГПА в условиях действующих КС // Проблемы автоматизации и управления в технических системах. МНТК / под ред. М.А. Щербакова. – Пенза: Пензенский государственный университет, 2013. – С. 29–32.

16. **Крюков О.В.** Опыт проектирования АСУ ТП нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – 2017. – № 1. – С. 2–7.

17. **Степанов С.Е.** Выбор методов мониторинга и прогнозирования технического состояния автоматизированных электроприводов энергетических объектов // Контроль. Диагностика. – 2018. – № 11. – С. 32–39.

18. **Бабичев С.А., Захаров П.А.** Автоматизированная система оперативного мониторинга приводных двигателей // Автоматизация в промышленности. – 2009. – № 6. – С. 3–6.

19. **Захаров П.А., Киянов Н.В.** Встроенная система диагностирования и прогнозирования электродвигателей // Контроль. Диагностика. – 2008. – № 11. – С. 43–49.

20. **Крюков О.В., Степанов С.Е., Серебряков А.В.** Современный подход к организации ремонта по данным прогноза технического состояния и ресурса электрооборудования // Газовая промышленность. – 2017. – № 8(756). – С. 84–89.

21. **Репин Д.Г.** Концепты систем мониторинга технического состояния компрессорных станций // Контроль. Диагностика. – 2017. – № 12. – С. 30–35.

22. **Воронков В.И., Рубцова И.Е.** Основные экологические направления и задачи энергосбережения при

проектировании объектов ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2013. – № 7(693). – С. 74–78.

23. **Мониторинг** и прогнозирование технического состояния электромеханических систем энергетики / Л.А. Макриденко, С.Н. Волков, А.П. Сарычев, Н.О. Кобельков. – М.: АО «ВНИИЭМ», 2017.

24. **Захаров П.А., Киянов Н.В.** Встроенная система диагностирования и прогнозирования электроприводных ГПА // Контроль. Диагностика. – 2008. – № 11. – С. 43–49.

25. **Гуляев И.В., Теплухов Д.Ю.** Байесовские модели принятия решений при техническом обслуживании АЭП // Известия вузов. Электромеханика. – 2022. – № 3. – С. 49–55.

References

1. Puzhaylo, A.F., Spiridovich, E.A., Voronkov, V.I., Kadin, V.I., Kryukov, O.V., Rubtsov, I.E., Stepanov, S.E., Titov, V.G., Papkov, B.V., Baranov, V.G., Milov, V.R., Sokolova, E.S., Bychkov, E.V., Zakharov, P.A., Mel'nikov, V.L., Babichev, S.A., Kryukov, A.O., Kiyarov, N.V., Ermolaev, A.I. *Energoberezhenie i avtomatizatsiya elektrooborudovaniya kompressornykh stantsiy* [Energy saving and automation of electrical equipment of compressor stations]. N. Novgorod: Vector TiS, 2010, vol. 1. 570 p.

2. Babichev, S.A., Bychkov, E.V. Analysis of technical condition and safety of gas-pumping units. *Russian Electrical Engineering*, 2007, vol. 81, pp. 489–492.

3. Zyuzev, A.M., Metel'kov, V.P., Mikhailchenko, S.G. Otsenka teplovogo sostoyaniya elektrodvigatelay peremennogo toka na KS MG [Assessment of the thermal state of AC electric motors at the gas compressor station]. *Izvestiya Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesursov*, 2021, vol. 332, no. 1, pp. 88–96.

4. Vasenin, A.B., Stepanov, S.E. Metodologiya i sredstva operativnogo monitoringa elektrodvigatelay na KS [Methodology and means of operational monitoring of electric motors at the gas compressor station]. *Kontrol'. Diagnostika*, 2019, no. 11, pp. 52–58.

5. Stepanov, S.E., Bychkov, E.V. Opyt primeneniya chastotno-reguliruemogo privoda ventilyatorov apparatov vozdushnogo okhlazhdeniya gaza [Experience in using a variable-frequency drive for fans of air-cooled gas cooling devices]. *Trudy IX Mezhdunarodnoy (XX Vserossiyskoy) konferentsii AEP-2016* [Proceedings of the IX International (XX All-Russian) conference AEP-2016]. Perm', 2016, pp. 428–432.

6. Vasenin, A.B. Energoeffektivnye i ekologichnye ustanovki vozdushnogo okhlazhdeniya [Energy-efficient and environmentally friendly air-cooling units]. *Trudy XIX Mezhdunarodnogo nauchno-promyshlennogo foruma «Velikie reki 2017»: v 3 t.* [Proceedings of the scientific congress of the 19th International Scientific and Industrial Forum “Great Rivers 2017”. In 3 vol.]. Nizhny Novgorod: NGASU, 2017, pp. 93–96.

7. Puzhaylo, A.F., Spiridovich, E.A., Voronkov, V.I. *Energoberezhenie i avtomatizatsiya elektrooborudovaniya kompressornykh stantsiy* [Energy saving and automation of electrical equipment of compressor stations: monograph]. N. Novgorod: Vector TiS, 2011, vol. 2. 664 p.

8. Kryukov, O.V. Monitoring usloviy ekspluatatsii elektrodvigatelay gazoperekachivayushchikh agregatov [Monitoring the operating conditions of electric motors of gas pumping units]. *Kontrol'. Diagnostika*, 2016, no. 12, pp. 50–58.

9. Kiyarov, N.V. Reshenie zadach promyshlennoy ekologii sredstvami elektrooborudovaniya i ASUT [Solving industrial ecology problems by means of electrical equipment and automated process control systems]. *Avtomatizatsiya v promyshlennosti*, 2009, no. 4, pp. 29–34.

10. Repin, D.G. Sistemy operativnogo monitoringa sostoyaniya energoustanovok dlya energeticheskoy

bezopasnosti KS [Systems for operational monitoring of power plant conditions for compressor station energy safety]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2014, no. S(712), pp. 84–90.

11. Kryukov, O.V. *Energoeffektivnye elektroprirody GPA na baze intellektual'nykh sistem upravleniya i monitoringa*. Diss. ... d-ra tekhn. nauk [Energy-efficient electric drives of gas pumping units based on intelligent control and monitoring systems. Dr. tech. sci. diss.]. Moscow: AO «Korporatsiya VNIIE», 2015.

12. Kryukov, O.V. Scientific background for the development of intelligent electric drives for oil and gas process units. *Vestnik Yuzhno-Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Energetika*, 2017, vol. 17, no. 1, pp. 56–62.

13. Gulyaev, I.V., Stepanov, S.E., Vasenin, A.B. Razrabotka prikladnogo programmnogo obespecheniya dlya sistem geotekhnicheskogo monitoringa gazoprovodov [Development of application software for a geotechnical monitoring system for gas pipelines]. *Kontrol'. Diagnostika*, 2022, vol. 25, no. 6(288), pp. 48–59.

14. Rubtsova, I.E., Stepanov, S.E. Neyronechetkie modeli i algoritmy upravleniya i monitoringa mashin bol'shoy moshchnosti [Neuro-fuzzy models and algorithms for control and monitoring of high-power machines]. *Materialy VI NTK «Upravlenie i informatsionnye tekhnologii» (UIT-2010) OAO «Kontsern TsNII “Elektropribor”* [Materials of the 6th STC “Control and Information Technologies” (UIT-2010) of JSC “Concern Central Research Institute “Elektropribor”]. Saint-Petersburg, 2010, pp. 160–162.

15. Stepanov, S.E. Modernizatsiya sistem upravleniya EGPA v usloviyakh deystvuyushchikh KS [Modernization of EGPA control systems under operating CS conditions]. *Problemy avtomatizatsii i upravleniya v tekhnicheskikh sistemakh. MNTK* [Problems of automation and control in technical systems. MNTK]. Penza: Penzenskiy gosudarstvennyy universitet, 2013, pp. 29–32.

16. Kryukov, O.V. Opyt proektirovaniya ASU TP nefteperekachivayushchikh stantsiy magistral'nykh nefteprovodov [Experience in designing automated process control systems for oil pumping stations of main oil pipelines]. *Pribory i sistemy. Upravlenie, kontrol', diagnostika*, 2017, no. 1, pp. 2–7.

17. Stepanov, S.E. Vybor metodov monitoringa i prognozirovaniya tekhnicheskogo sostoyaniya avtomatizirovannykh elektroprirodov energeticheskikh ob'ektov [Selection of methods for monitoring and forecasting the technical condition of automated electric drives of power facilities]. *Kontrol'. Diagnostika*, 2018, no. 11, pp. 32–39.

18. Babichev, S.A., Zakharov, P.A. Avtomatizirovannaya sistema operativnogo monitoringa privodnykh dvigateley [Automated system for operational monitoring of drive motors]. *Avtomatizatsiya v promyshlennosti*, 2009, no. 6, pp. 3–6.

19. Zakharov, P.A., Kiyanov, N.V. Vstroennaya sistema diagnostirovaniya i prognozirovaniya elektrodvigateley [Built-in system for diagnostics and forecasting of electric motors]. *Kontrol'. Diagnostika*, 2008, no. 11, pp. 43–49.

20. Kryukov, O.V., Stepanov, S.E., Serebryakov, A.V. Sovremennyy podkhod k organizatsii remonta po dannym prognoza tekhnicheskogo sostoyaniya i resursa elektrooborudovaniya [Modern approach to organizing repairs based on forecast data for the technical condition and resource of electrical equipment]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2017, no. 8(756), pp. 84–89.

21. Repin, D.G. Kontsepty sistem monitoringa tekhnicheskogo sostoyaniya kompressornykh stantsiy [Concepts of systems for monitoring the technical condition of compressor stations]. *Kontrol'. Diagnostika*, 2017, no. 12, pp. 30–35.

22. Voronkov, V.I., Rubtsova, I.E. Osnovnye ekologicheskie napravleniya i zadachi energosberezheniya pri proektirovanii ob'ektov OAO «Gazprom» [The main environmental directions and tasks of energy saving in the design of Gazprom OJSC facilities]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2013, no. 7(693), pp. 74–78.

23. Makridenko, L.A., Volkov, S.N., Sarychev, A.P., Kobel'kov, N.O. *Monitoring i prognozirovaniye tekhnicheskogo sostoyaniya elektromekhanicheskikh sistem energetiki* [Monitoring and forecasting the technical condition of electromechanical power systems]. Moscow: JSC VNIIE, 2017.

24. Zakharov, P.A., Kiyanov, N.V. Vstroennaya sistema diagnostirovaniya i prognozirovaniya elektroprirodnykh GPA [Built-in diagnostics and forecasting system for electric-driven GPA]. *Kontrol'. Diagnostika*, 2008, no. 11, pp. 43–49.

25. Gulyaev, I.V., Teplukhov, D.Yu. Bayesovskie modeli prinyatiya resheniy pri tekhnicheskoy obsluzhivani AEP [Bayesian models of decision making in maintenance of AEP]. *Izvestiya vuzov. Elektromekhanika*, 2022, no. 3, pp. 49–55.

ВЕСТНИК ИВАНОВСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

Выпуск 4

Издание зарегистрировано в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций.

Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-82616 от 18.01.2022 г.

Подписано в печать 1.08.2025. Выход в свет 31.08.2025. Формат 60x84 1/8.

Усл. печ. л. 9,76. Уч.-изд. л. 10,58. Тираж 100 экз. Цена свободная. Заказ

Адрес редакции журнала: 153003, Ивановская область, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, Ивановский государственный энергетический университет

Адрес издательства: 153003, Ивановская область, г. Иваново, ул. Рабфаковская, 34, Ивановский государственный энергетический университет

Типография ООО «ПресСто»: 153025, Ивановская область, г. Иваново, ул. Дзержинского, 39, строение 8