

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НИЖЕГОРОДСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ им. Р. Е. АЛЕКСЕЕВА»

ПРОГРАММА СТРАТЕГИЧЕСКОГО АКАДЕМИЧЕСКОГО
ЛИДЕРСТВА «ПРИОРИТЕТ 2030»

ОБРАЗОВАТЕЛЬНО-НАУЧНЫЙ ИНСТИТУТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

**АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

СБОРНИК НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СТАТЕЙ

© Нижегородский государственный
технический университет
им. Р.Е. Алексеева, 2025

Нижний Новгород 2025

Актуальные проблемы электроэнергетики [Электронный ресурс]: сб. ст. науч.-техн. конф./ Электрон. дан. – Н. Новгород: Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева, 2025. – 1 электрон. диск (CD-ROM): зв., цв., 12 см. – Систем. требования: ПК с процессором 486; ОЗУ 8 Мб.; операц. система Windows 95; CD-ROM дисковод; мышь. – Загл. с экрана. – 100 экз.

Сборник содержит научно-технические результаты в области современных преобразователей параметров электрической энергии, элементов электрооборудования промышленных установок и систем автоматизированного электропривода, интеллектуальных электрических сетей и систем электроснабжения, распределенной энергетики, возобновляемых источников энергии и систем накопления энергии. Предназначен для научных и инженерно-технических работников, занимающихся проблемами соответствующих направлений.

В сборник включены материалы XLIV Международной научно-технической конференции «Актуальные проблемы электроэнергетики». Конференция проведена в рамках Программы стратегического академического лидерства «Приоритет 2030».

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

доц. **А.Б. Дарьенков** (отв. редактор), проф. **А.Б. Лоскутов**,
доц. **А.А. Кралин**, доц. **А.А. Севостьянов**,
доц. **Е.В. Крюков**

Редактор **О.В. Пугина**
Компьютерная верстка **С.В. Нуякшева**

ISBN 978-5-502-01931-6

Адрес издающей организации:

НГТУ им. Р.Е. Алексеева. 603155, г. Нижний Новгород, ул. Минина, 24.

© **Нижегородский государственный
технический университет
им. Р.Е. Алексеева, 2025**

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.....	6
Исембергенов Н.Т., Сагындикова А.Ж. Индукционный нагрев металла с использованием транзисторного преобразователя частоты	6
Кралин А.А., Мурашов А.Д. Имитационная модель обратного преобразователя.....	14
Мурашов А.Д., Трофимов И.М., Алешин Д.А., Курицын М.Ю. Применение частотно широтно-импульсной модуляции в обратном преобразователе.....	29
Петухов Н.М., Чугров А.А., Храмов А.Е., Соколов В.В. Разработка преобразователя энергии с цифровой системой управления: проблемы и решения.....	35
Ростовский В.В., Серебряков А.В., Кочеганов Д.М. Система мониторинга технического состояния автономного генераторного комплекса.....	44
Секция 2. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД.....	51
Дарьенков А.Б., Кралин Ал.А., Смирнова А.В., Кралин Ан.А. Исследование динамических режимов работы дизель-водородной энергоустановки	51
Дарьенков А.Б., Храмов А.Е. Разработка системы идентификации активных сопротивлений статора и ротора асинхронного двигателя	62
Крылов Ю.М., Литвиненко А.М. Особенности реализации следящего электропривода с барабанно-ленточным исполнительным механизмом.....	75
Муртазин Т.Э., Титов В.Г., Дарьенков А.Б. Синтез адаптивного регулятора скорости частотно-регулируемого синхронного электропривода	84
Нагорный А.С. Синтез наблюдателя на основе скользящих режимов состояния угла положения вала сдпм с нагрузкой ступенчатого типа.....	90
Сергеев А.Г. Преобразователь частоты для синхронных двигателей с постоянными магнитами и двумя обмотками.....	97
Серов А.В., Дарьенков А.Б., Ширшин К.А., Андрюхин М.В. Влияние нелинейности магнитной цепи на систему управления синхронного двигателя с постоянными магнитами.....	105
Ульянов Д.А., Смирнов А.Ю. Деление шага двигателя за счёт формирования нескольких уровней напряжения входного преобразователя.....	112
Секция 3. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	119
Алешин П.А., Севостьянов А.А., Серебряков Н.А. Использование обобщенных показателей при анализе гармонических искажений напряжения в системах электроснабжения промышленных потребителей	119
Ахметбаев А.Д. Особенности разработки схем электроснабжения центров обработки данных.....	127
Бондаренко Н.А., Гусев Ю.П. Предотвращение излишних отключений выключателей питающих центров электрических сетей с резистивно-заземленной нейтралью при однофазных замыканиях.....	133

Ефимов Е.О. Концепция цифровой платформы для управления спросом в электроэнергетике на основе геймификации и адаптивных тарифов.....	140
Каширский С.С., Незамайков А.М. Развитие интеллектуальных систем учета электроэнергии в зоне ответственности гарантирующих поставщиков.....	148
Кокорев А.В., Соснина Е.Н. Предиктивная диагностика распределительных трансформаторов 6-20 кВ с использованием СВЧ	157
Куликов А.Л., Старшов И.С. Исследование влияния измеряемых параметров защиты от однофазных замыканий на землю кабельной сети 10 кВ на ее чувствительность.....	165
Лисовин Г.Б., Гаврина О.А., Шермадини А.Г., Сигаев М.М., Гагиев М.Р., Тигишвили М.М. Методы определения места повреждения на линиях электропередачи в эпоху цифровизации электроэнергетики.....	172
Лоскутов А.А., Пелевин П.С., Симанов А.С. Моделирование кибератак на электроэнергетический объект в реальном времени.....	179
Лоскутов А.А., Симанов А.С. Методические аспекты применения фильтрокомпенсирующих устройств в системах электроснабжения промышленных предприятий....	190
Соснина Е.Н., Бедретдинов Р.Ш., Иванов А.В. Разработка проектной системы элемента интеллектуальной электрической сети на примере цифровой подстанции.....	204
Соснина Е.Н., Бедретдинов Р.Ш., Крюков Е.В., Гусев Д.А. Исследование модуля поперечного регулирования ТРН в режиме опережения выходного напряжения.....	212
Чернеев П.П., Куликов А.Л., Жафяров А.Р. Групповой метод одностороннего определения места повреждения по параметрам аварийного режима на ЛЭП с заземленным грозозащитным тросом	221
Секция 4. РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ	228
Аккад А.Ф. Современное состояние электроэнергетики и перспективы распределенной генерации на основе ВИЭ в Сирии.....	228
Алешин П.А., Кралин А.А., Липужин И.А., Серебряков А.В., Серебряков Н.А. Диагностирование и прогнозирование выхода из строя аккумуляторных батарей.....	237
Аникин Н.А., Лошак Д.Д., Стеклов А.С., Брыкалов С.М., Горбунов П.А. Распределенная энергетика: ПЭБ как путь к доступной энергии на российском рынке.....	245
Блинников М.Е., Пантелеев В.И. Система управления активной и реактивной мощностью синхронной машины маховичного накопителя энергии.....	250
Георгиевский И.Д. Стабилизация выдачи мощности электростанций на основе возобновляемых источников энергии в территориальных энергосистемах за счет совместного управления режимами их функционирования.....	257
Зинуров В.Э., Вдовина В.А. Применение аддитивных технологий в производстве компонентов систем накопления энергии: экономико-технологический подход для распределенной энергетики.....	264
Какушина Е.Г., Шайтор Н.М., Якимович Б.А. Комплексный анализ региональных энергосистем с применением систем тригенерации и возобновляемых источников энергии.....	271
Красько М.Д., Куршев М.Р., Ладыгин А.А., Сравнительный анализ моделей машинного обучения для определения местоположения солнечных электростанций	283
Лоскутов А.А., Крюков Е.В., Петухов Я.И. Исследование виртуального синхронного генератора в системах электроснабжения с источником распределенной генерации.....	288

Митрофанов С.В., Темиргалиев Р.Р. Двухэтапная оптимизация параметров гибридного энергетического комплекса, работающего на возобновляемых источниках энергии.....	295
Шалухо А.В., Липужин И.А. Исследование эффективности алгоритмов управления энергетическими комплексами на основе топливных элементов.....	300
Шалухо А.В., Эрдили Н.И., Бужин Н.А., Сухотник Д.В. Применение технологий виртуальных электростанций в системах электроснабжения мегаполисов.....	309

Секция 1. ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

УДК 621.372.632:621.365.5

Н.Т. Исембергенов¹, А.Ж. Сагындикова²

ИНДУКЦИОННЫЙ НАГРЕВ МЕТАЛЛА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТРАНЗИСТОРНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ЧАСТОТЫ

Satpayev University¹,
Алматинский университет энергетики и связи
им. Гумарбека Даукеева²

Аннотация. Преобразователи частоты для индукционного нагрева металла — это технологии с низкой стоимостью, высоким коэффициентом полезного действия, малым весом и габаритами. Они обеспечивают требуемый диапазон регулирования частоты ПЧ, выбор минимального количества силовых транзисторов, минимальные установленные мощности. Разработан и изготовлен опытный образец преобразователя частоты и индуктор мощности. Произведены экспериментальные исследования и испытания опытного образца преобразователя частоты для индукционного нагрева металла в реальных условиях.

Ключевые слова: преобразователи частоты, индукционный нагрев, транзисторный модуль, симисторы, трехфазный выпрямитель, инвертор.

Преобразователи частоты (ПЧ) для индукционного нагрева металла состоят *IGBT* или *MOSFET* транзисторных модулей, соединенных в определенной конфигурации с драйверами управления. При этом они имеют защиту от токов короткого замыкания, перегрузок и защиту от превышения температуры.

В настоящее время применение ПЧ для индукционного нагрева металла в промышленности Казахстана практически отсутствует, так как удельная стоимость существующих зарубежных аналогов очень высока, поэтому массовое внедрение их невыгодно. Следует разрабатывать свои технологии с низкой стоимостью, высоким коэффициентом полезного действия, малым весом и габаритами.

Преобразователи частоты могут быть применены в следующих технологиях:

- индукционный нагрев металлов с целью штамповки,
- плавка металлов в индукционных плавильных тигельных печах,
- индукционный нагрев металлов с целью горячей объемной закалки,
- индукционный нагрев нефти в трубопроводах и цистернах,

- индукционная сушка зерна, нагрев жидких сред, сушка древесины и покрытий, получение молочного порошка.

Основной целью является создание технологии производства ПЧ, которые должны: обеспечивать требуемый диапазон регулирования частоты ПЧ, выбор минимального количества силовых транзисторов, иметь высокий КПД и низкие цены, минимальные установленные мощности всего ПЧ или отдельных его элементов при тех же заданных параметрах технологии нагрева.

На рис. 1 представлена схема преобразователя частоты, которая состоит из: 1 - входные симисторы, 2 - трехфазный выпрямитель, 3 - инвертора. Особенностью инвертора является то, что он выполнен на двух транзисторах. Трехфазный выпрямитель предназначен для преобразования переменного напряжения сети в постоянное, а инвертор постоянный ток преобразовывает в переменное напряжение повышенной частоты.

Индуктор преобразует электрическую энергию высокой частоты в тепловую энергию, а трансформатор понижает напряжение до необходимой величины. Выпрямитель и инвертор представлены как преобразователи частоты. Выходной трансформатор применяется для согласования параметров индуктора с заготовкой с параметрами высокочастотного инвертора, при этом массогабаритные размеры трансформатора уменьшены в несколько раз.

Входные симисторы 1 предназначены не только для бесконтактного включения преобразователя частоты в сеть, но и для регулирования входного напряжения. Дело в том, что при эксплуатации индукционного нагревателя через каждые несколько минут надо преобразователь частоты отключать от сети, так как нагретый металл (заготовка) следует вынимать от индуктора и передавать для штамповки. Далее новую заготовку вставляют в индуктор и включают преобразователь частоты в сеть. Полумостовой инвертор, образованный *IGBT* транзисторами T_1 и T_2 (рис. 1), подключен к источнику напряжения постоянного тока, конденсаторы C_n (нижний и верхний) предназначены для деления напряжения питания на две равные части. Конденсатор C в выходной цепи инвертора предназначен для улучшения качества выходного напряжения и для того, чтобы добиться последовательного резонанса.

Для формирования положительного полупериода напряжения на выходе инвертора открывается транзистор T_1 , а транзистор T_2 закрыт, при этом постоянный ток от источника напряжения будет протекать через транзистор T_1 и первичную обмотку трансформатора.

Для формирования отрицательного полупериода на выходе инвертора открывается транзистор T_2 , а транзистор T_1 закрывается, при этом постоянный ток от источника напряжения будет протекать через транзисторы T_2 и первичную обмотку трансформатора в обратном направлении.

Таким образом, происходит формирование ступенчатого напряжения на выходе инвертора. Следует отметить, что частота ступенчатого напряжения на индукторе определяется частотой коммутации транзисторов и может достигать десятки килогерц.

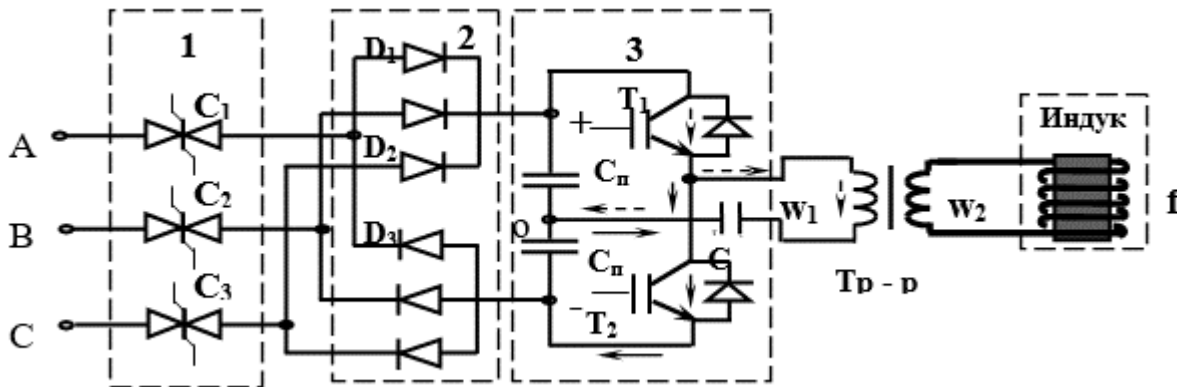


Рис. 1. Электрическая схема преобразователя частоты индукционного нагревателя при трехфазном питании

Такой режим работы инвертора с минимальным количеством силовых транзисторов позволит повысить частотный диапазон тока на индукторе и улучшить их энергетические показатели, а также повышает надежность и снижает себестоимость оборудования.

К выходу симисторов включена мостовая схема трехфазного выпрямителя 2 (рис. 1). Как известно, мостовая схема трехфазного выпрямителя обеспечивает наименьшую пульсацию выходного напряжения.

В мостовой схеме трехфазного выпрямителя неуправляемые диоды $D_1 - D_6 - D_3 - D_2 - D_5 - D_4$ открываются последовательно со сдвигом на 60° , причем диоды D_1, D_3 и D_5 открываются в положительные, а диоды D_6, D_2 и D_4 – в отрицательные полупериоды фазных напряжений. Интервал проводимости каждого диода равен 120° , в каждый момент времени открыты два диода (по одному в плече моста) и напряжение на нагрузке определяется разностью фазных напряжений, т. е. линейным напряжением. Среднее значение напряжения на нагрузке при синусоидальном напряжении сети имеет следующий вид:

$$U_{cp} = \frac{6\sqrt{2}}{\pi} U_m \sin \frac{\pi}{6} \cos \alpha = 1,35 U_{л} \cos \alpha = 2,34 U_{\phi} \cos \alpha ,$$

где $U_{л} = \sqrt{3} U_{\phi}$ – действующее значение линейного напряжения вторичной обмотки трансформатора.

Разработан и изготовлен опытный образец преобразователя частоты и индуктор мощностью 6 кВт с частотой от 2 до 20 кГц при питании от одно- или трехфазного напряжения. Были произведены экспериментальные исследования и испытания опытного образца преобразователя частоты для индукционного нагрева металла в реальных условиях.

На рис. 2 представлен процесс индукционного нагрева металлической заготовки диаметром 44 мм и длиной 80 мм. В начале процесса индукционного нагрева металла не равномерно нагревался, т.е. в середине заготовки температура была ниже, чем по краям. Это означало, что глубина проникновения электромагнитной волны не значительна, поэтому следует выбрать меньшую частоту

тока, однако при этом увеличится время нагрева металла. Время нагрева металла преобразователем частоты до температуры 600-650⁰С составила 3,5 мин. при частоте 8 кГц и при частоте 10 кГц – 2,41 мин. (рис. 3). При этом транзисторы не перегревались, что требуется по условиям эксплуатации.



Рис. 2. Индукционный нагреватель в период испытания

Результаты испытания показали, что созданный индукционный нагреватель работоспособен, прошел успешное испытание, и система охлаждения индуктора работала исправно. Процесс индукционного нагрева металла можно продолжать до нужной температуры.



Рис. 3. Процесс индукционного нагрева металла до температуры 731⁰С

При разработке технической документации для изготовления лабораторного образца преобразователя частоты и выборе транзисторных *JGBT* модулей основное внимание было уделено топологии силовых шин модуля и способам подключения электрических цепей и отвода тепла. Даже при использовании самых современных чипов конструкция мощных ключевых модулей имеет особое значение для обеспечения надежности и эффективности. Распределенные характеристики проводимости и значения паразитных индуктивностей шин связи и выводов должны иметь минимальное значение для уменьшения потерь и снижения уровня переходных перенапряжений.

На рис. 4 представлена осциллограмма напряжения на выходе инвертора без конденсатора в первичной цепи трансформатора. Как видно из графика, ос-

циллограмма напряжения имеет колебательный характер, это значит, что транзисторы работают в активном режиме. При этом они будут нагреваться и конечном счете выйдут из строя. Чтобы перевести транзисторы в ключевой режим, нужно последовательно включить конденсатор C в выходной цепи инвертора, улучшить качество выходного напряжения и добиться последовательного резонанса.

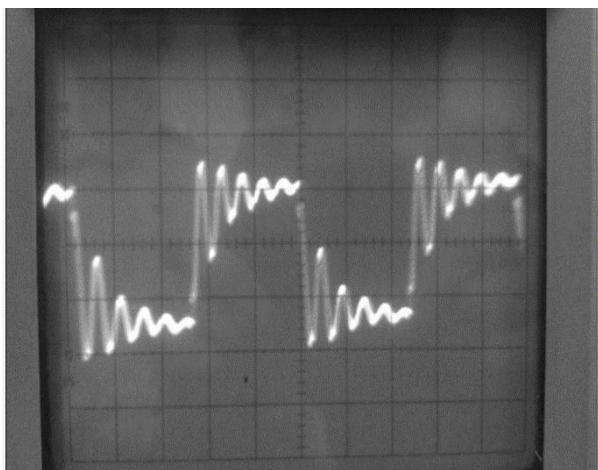


Рис. 4. Осциллограмма напряжения на выходе инвертора без конденсатора в первичной цепи трансформатора

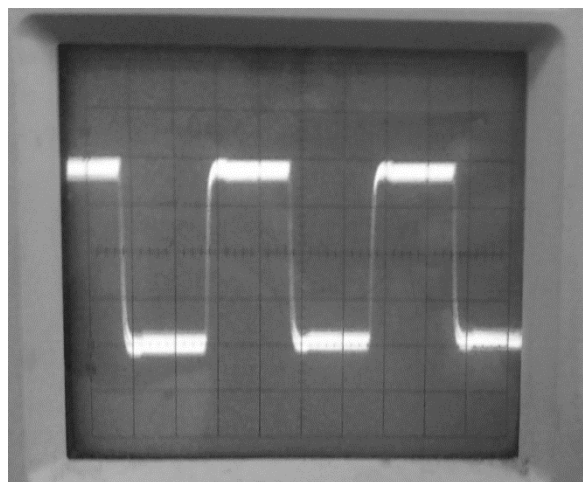


Рис. 5. Осциллограмма напряжения на выходе инвертора с конденсатором в первичной цепи трансформатора

На рис. 5 представлена осциллограмма напряжения на выходе инвертора при конденсаторе в первичной цепи трансформатора. Как видно из графика, напряжение на выходе инвертора имеет прямоугольную форму, следовательно, транзисторы работают в режиме ключа, при котором они не будут нагреваться.

Кроме того, подбирая экспериментальным путем значение конденсатора C можно не только улучшить качество выходного напряжения, но и добиться последовательного резонанса. При резонансе активная мощность инвертора будет передаваться индуктору, т.е. заготовке для нагрева.

Библиографический список

1. Кувалдин А. Б. Индукционный нагреватель из ферромагнитной стали. - М.: Энергоатомиздат, 1988. - 188 с.
2. Многокаскадный транзисторный инвертор (варианты). № 60621: Авторское свидетельство на Потенц. Комитет по правам интеллектуальной собственности Министерства юстиции Республики Казахстан. - Бюлл. № 9 от 15.07.2009 г.
3. Преобразователь частоты на двух транзисторах для электротехники // XIV Междунар. конф. «Электромеханика, электротехнологии, электротехнические материалы и компоненты». - Крым: Алушта, 2012.
4. Бестрансформаторный инвертор (варианты). № 73453: Авторское свидетельство на патент. Комитет по правам интеллектуальной собственности Министерства юстиции Республики Казахстан. - Бюлл. № 3 от 15.03.2012 г.
5. Исембергенов Н.Т., Сагындыкова А.Ж., Наухан А.М. Транзисторный преобразователь частоты для индукционного нагрева металла.
6. Исембергенов Н.Т. Преобразователь частоты для индукционного нагрева нефтепровода с трехфазным питанием. // Патент № 99534. Авторское свидетельство на инновационный патент.

Комитет по правам интеллектуальной собственности Министерства юстиции Республики Казахстан. - Алматы: 2017. - Бюл. - № 18

7. **Исембергенов Н.Т.** Многокаскадный транзисторный инвертор для преобразования солнечной энергии - «Электричество». - 2011. - № 7. - С. 12-17.

8. **Исембергенов Н.Т.** Силовой преобразователь частоты на IGBT-транзисторах. Уральский радиотехнический журнал. Россия, Екатеринбург. - 2018. - № 1. - С.59-66.

9. Федеральный деловой журнал «Бизнес & Класс». - М. 2016. - № 1. - С. 16-19.

10. **Копылов И. П.** Проектирование электрических машин. - М: Юрайт, 2015.-- 300 с.

12. **Лысаков А.А.** Электротехника: Курс лекций, учебное пособие. - Ставрополь, Мир, 2013.- 124с

13. **Фогель А.А.** Индукционный метод удержания жидких металлов во взвешенном состоянии. - Ленинград: Машиностроение, 1989. 79 с.

14. **Митьков А.** Теория эксперимента.-Рус.: Дунав прес, 2011.-227с.

15. Системы автоматики и телемеханики на железных дорогах мира. Учебник для вузов. Транспорт / Пер. с англ.; под ред. Г. Тиги, С. Власенко. - М.: Интекст, 2010.

16. **Исембергенов Н.Т., Сагындыкова А.Ж.** Распределение температур в зерносушилке с индукционными нагревателями. Международная конференция по сельскохозяйственной, гражданской и экологической инженерии (АСЕЕ-16) Стамбул, Турция, 18-19 апреля 2016 г. P58-60

17. **Сагындыкова А.Ж., Джамбуршин А.С., Атыханов А.К., Белоеванд Х., Даскалов П.** Интенсивный энергосберегающий метод сушки зерна. Болгарский журнал сельскохозяйственной науки (BJAS).

N.T.Isembergenov¹, A.Zh. Sagyndikova²

INDUCTION HEATING OF METAL USING A TRANSISTOR FREQUENCY CONVERTER

Satpayev University¹

Алматинский университет энергетики и связи
имени Гумарбека Дукеева²

Abstract. Frequency converters for induction heating of metal are technologies with low cost, high efficiency, low weight and dimensions. They provide the required frequency control range for the IF frequency, the choice of the minimum number of power transistors, and the minimum installed power. An experimental model of a frequency converter and a power inductor are designed and manufactured. Experimental studies and tests of a prototype frequency converter for induction heating of metal in real conditions have been carried out.

Key words: frequency converters, induction heating, transistor module, triacs, three-phase rectifier, inverter.

References

- [1] Kuvaldin A. B. Induction – heater of ferromagnetic steel. - M.: Energoatomizdat, 1988. -- 188 p.
- [2] Multistage transistor inverter (options). No. 60621: Copyright certificate on the Potent. Committee on Intellectual Property Rights of the Ministry of Justice of the Republic of Kazakhstan. - Bull. No 9 on 07/15/2009
- [3] A frequency converter with two transistors for electrical technology // XIV Mezhdunar. conf. "Electromechanics, Electrotechnologies, Electrotechnical Materials and Components." - Crimea: Alushta, 2012.
- [4] Transformerless inverter (options). No. 73453: Copyright certificate for a patent. Committee on Intellectual Property Rights of the Ministry of Justice of the Republic of Kazakhstan. - Bull. No 3 dated 03/15/2012.
- [5] Isembergenov N.T., Sagyndikova A. Zh., A.M. Nauhan. Transistor frequency converter for induction heating of metal.
- [6] Isembergenov N.T. A frequency converter for induction heating of an oil pipeline with three-phase power. // Patent number 99534. Copyright certificate for an innovative patent. Committee on the Rights of Intellectual Property of the Ministry of Justice of the Republic of Kazakhstan. - Almaty: 2017. - Bull. - number 18
- [7] Isembergenov N.T. Multistage transistor inverter for converting solar energy - "Electricity". - 2011. - No. 7. - S. 12-17.
- [8] Isembergenov N.T. Power frequency converter on IGBT transistors. Ural Radio Engineering Journal. Russia, Yekaterinburg. - 2018. - No. 1. - P.59-66.
- [9] Federal business magazine "Business & Class". - M. 2016. - No. 1. - S. 16-19.
- [10] Kopylov I. P. Design of electrical machines. - M: Yurayt, 2015.-- 300 p.
- [12] Lysakov A.A. Electrotechnology: Lecture course, study guide. - Stavropol, World, 2013.-124s
- [13] Vogel, A.A., Induction Method for Holding Liquid Metals in Suspension, Leningrad: Mechanical Engineering, 1989. 79 p.
- [14] Mitkov A. Theory of the experiment.-Ruse.: Dunav pres, 2011.227s.
- [15] Automation and telemechanics systems on the world's railways. Textbook for high schools. Transport / Trans. from English; under the editorship of G. Teega, S. Vlasenko. - M.: Intext, 2010.

- [16] Isembergenov N.T., Sagyndykova A. Zh. Temperature Distribution in a Grain-Dryer With Induction Heaters. International Conference on Agricultural, Civil and Environmental Engineerin (ACEE-16) Istanbul, Turkey, April 18-19, 2016. P58-60
- [17] Sagyndykova A.Zh., Dzhamburshyn A.S., Atyhanov A.K., Beloevand H., Daskalov P. Intensive Energy Saving Method of Grain Drying_ Bulgarian Journal of Agricultural Science (BJAS).

УДК 621.3

А.А. Кралин, А.Д. Мурашов

ИМИТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ОБРАТНОХОДОВОГО
ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯНижегородский государственный технический университет
им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. В статье рассмотрена разработка модели обратноходового преобразователя. Авторами были рассчитаны основные параметры и создана имитационная модель в программном комплексе *MATLAB Simulink*. В результате компьютерного моделирования были получены временные зависимости электромагнитных величин повышающего преобразователя. Для подтверждения результатов моделирования в *Matlab Simulink* авторами был произведен сопоставительный расчет дифференциальных уравнений в системы компьютерной алгебры *Mathcad*.

Ключевые слова: DC-DC преобразователь, силовые полупроводниковые приборы, *MATLAB Simulink*, обратноходовой преобразователь.

В настоящее время широко обсуждается вопрос о повышении выходной мощности DC-DC преобразователей, и одним из предполагаемых решений является схема обратноходового преобразователя с ограничителем без потерь [1]. Данная топология способна повысить КПД вторичного источника питания за счет уменьшения выбросов напряжения при передаче энергии в нагрузку и рекуперации её во входной фильтр за счет индуктивности L_1 (рис.1).

Обратноходовой преобразователь может применяться как в качестве вторичного источника питания, так и в роли основного преобразователя, особенно в случаях, когда требуется обеспечить гальваническую развязку между входной и выходной цепями устройства. Обычно такие преобразователи используются для мощностей до 150 Вт [2]. Однако рассматриваемая топология позволяет увеличить выходную мощность устройства, что значительно расширяет область его применения.

В данной работе рассматривается режим работы обратноходового преобразователя с ограничителем без потерь при максимальной выходной мощности [1]. Согласно передаточной характеристике, в таком режиме коэффициент заполнения составляет $\delta = 0,5$.

Таблица 1

Требования к повышающему DC-DC преобразователя

Тип преобразователя	f_n , кГц	КПД	U_n , В	U_n , В	ΔU_n , %	I_{nmax} , А	I_{nmin} , А	$P_{вых}$, Вт
Повышающий	30	0,92	310	150	10	10,8	8,8	

Особенностью обратноходового преобразователя по сравнению с повышающим, понижающим и *SEPIC* преобразователями является наличие гальванической развязки. Особенностью обратноходового преобразователя со встроенным ограничителем без потерь является отсутствие рассеивания мощности на сопротивлениях и рекуперации энергии в входную емкость преобразователя.

На рис.1 представлена принципиальная схема обратноходового преобразователя со встроенным ограничителем без потерь, состоящего из: идеального источника ЭДС E , трансформатора TV_1 , демпферной емкости C_1 , дросселя L_1 , ключа SA_1 , диодов VD_1 , VD_2 , выпрямительного диода VD_3 , фильтрующей емкости C_2 и нагрузки R_H .

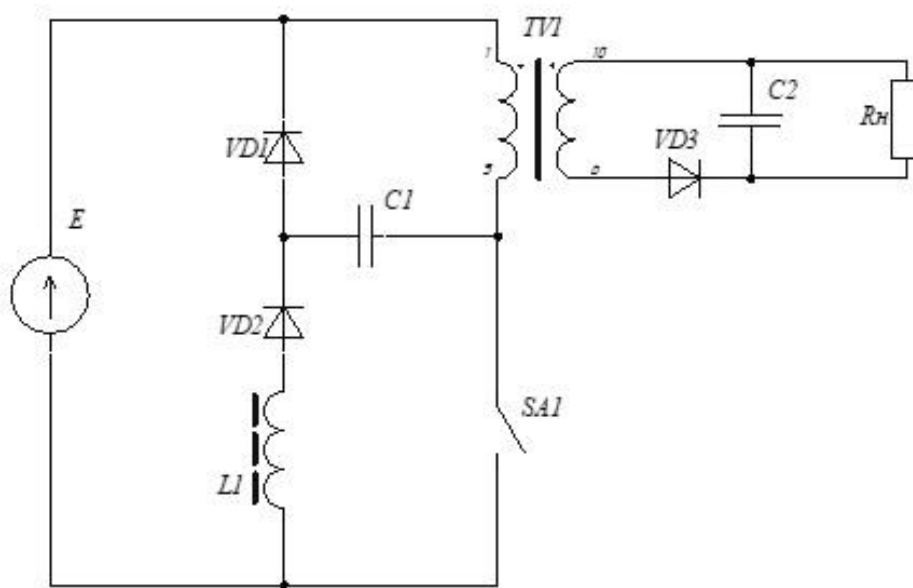


Рис. 1. Схема обратноходового преобразователя

Расчёт основных параметров модели

Для определения индуктивности обмотки необходимо установить значение амплитуды тока, протекающего через неё. Величина тока может быть определена на основе параметров силового транзистора. Для транзистора *IKW40N60* действующее значение тока составляет $I_{VT} = 40$ А. Ток, протекающий через дроссель, имеет форму пилы, тогда амплитудное значение тока через транзистор равняется $\sqrt{3}I_{VT} = 69,3$ А. Для увеличения надежности работы схемы принимается ток, равный 60А.

Индуктивность первичной обмотки трансформатора определяется следующим образом:

$$L_{TV1} = \frac{U_n}{2fI_{VT}}, \quad (1)$$

$$L_{TV1} = \frac{310}{2 \cdot 30\,000 \cdot 60} = 86,1 \text{ мкГн}. \quad (2)$$

Для определения величины индуктивности вторичной обмотки трансформатора L_2 необходимо определить коэффициент трансформации:

$$k_T = \frac{U_{\Pi}}{U_H}, \quad (3)$$

$$k_T = \frac{310}{150} = 2,06, \quad (4)$$

$$L_{TV2} = \frac{L_1}{k_T^2}, \quad (5)$$

$$L_{TV2} = \frac{86 \cdot 10^{-6}}{2,03^2} = 21,5 \text{ мкГн}. \quad (6)$$

Емкость конденсатора C_1 рассчитывается на основе амплитуды тока, протекающего через дроссель, величины перенапряжения на индуктивности и длительности процесса заряда. Время заряда принимается равным 0,1 от периода, а величина перенапряжения задается как удвоенное значение напряжения питания.

$$C_1 = \frac{I_{VT} \cdot 0,1 \cdot 1/f}{2 \cdot U_{\Pi}}, \quad (7)$$

$$C_1 = \frac{60 \cdot 0,1 \cdot 1/30000}{2 \cdot 300} = 322 \text{ нФ}. \quad (8)$$

Величина индуктивности L_1 рассчитывается из закона сохранения энергии:

$$W_{C1} = W_{L1}, \quad (9)$$

$$\frac{C_1 \cdot (2 \cdot U_{\Pi})^2}{2} = \frac{L_1 \cdot I_{TV1}^2}{2}, \quad (10)$$

$$L_1 = \frac{C_1 \cdot (2 \cdot U_{\Pi})^2}{I_{TV1}^2}, \quad (11)$$

$$L_1 = \frac{322 \cdot 10^{-9} \cdot (2 \cdot 310)^2}{60^2} = 34,4 \text{ мкГн}. \quad (12)$$

Емкость конденсатора C_2 :

$$C_2 = \frac{I_H}{f(U_H \cdot 1,1 - U_H \cdot 0,9)}, \quad (13)$$

$$C_2 = \frac{10}{30\,000(150 \cdot 1,1 - 150 \cdot 0,9)} = 11 \text{ мкФ}. \quad (14)$$

Сопротивление нагрузки R_H :

$$R_H = \frac{U_H}{I_H}, \quad (15)$$

$$R_H = \frac{150}{10} = 15 \text{ Ом}. \quad (16)$$

Модель обратноходового преобразователя со встроенным ограничителем, реализованная в программе *MATLAB/Simulink*, представлена на рис. 2.

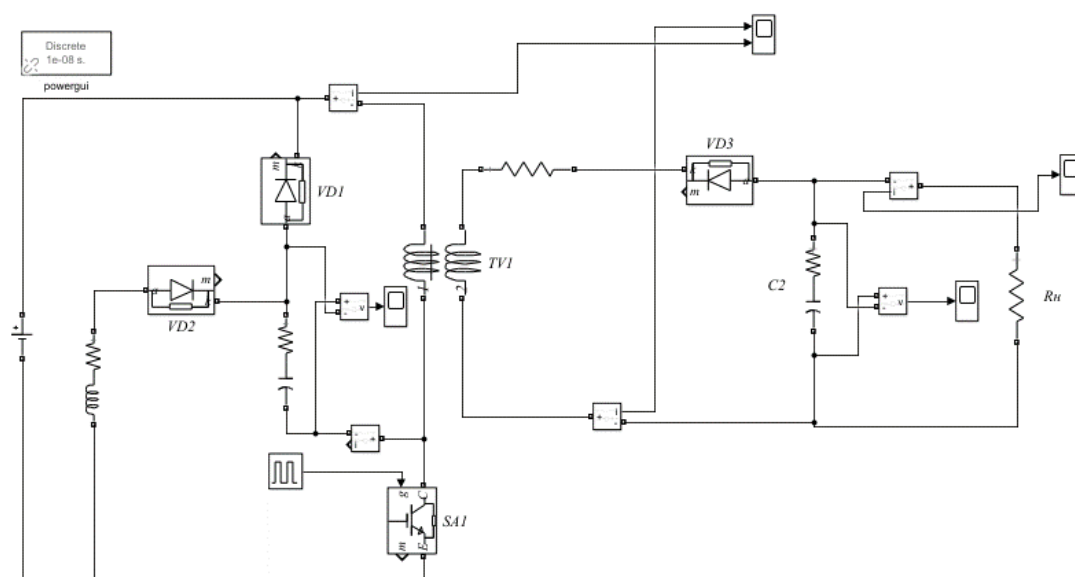


Рис. 2. Модель обратноходового преобразователя со встроенным ограничителем

На рис. 3-6 приведены временные диаграммы, полученные в результате компьютерного моделирования. На рис. 3. представлена зависимость напряжения на выходе преобразователя от времени. Величина выходного напряжения в установившемся режиме при нагрузке 1,5 кВт составляет 147,6 В. В данном случае отклонение от заданного значения составляет 1,6 %, что вполне допустимо.

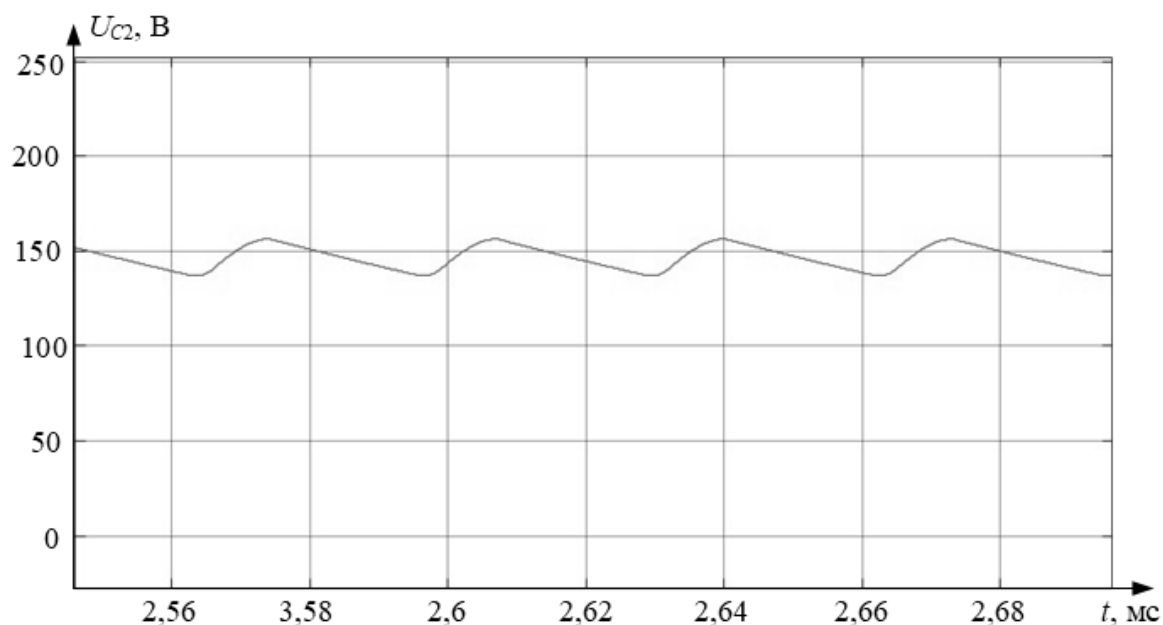


Рис. 3. Напряжение на выходе преобразователя

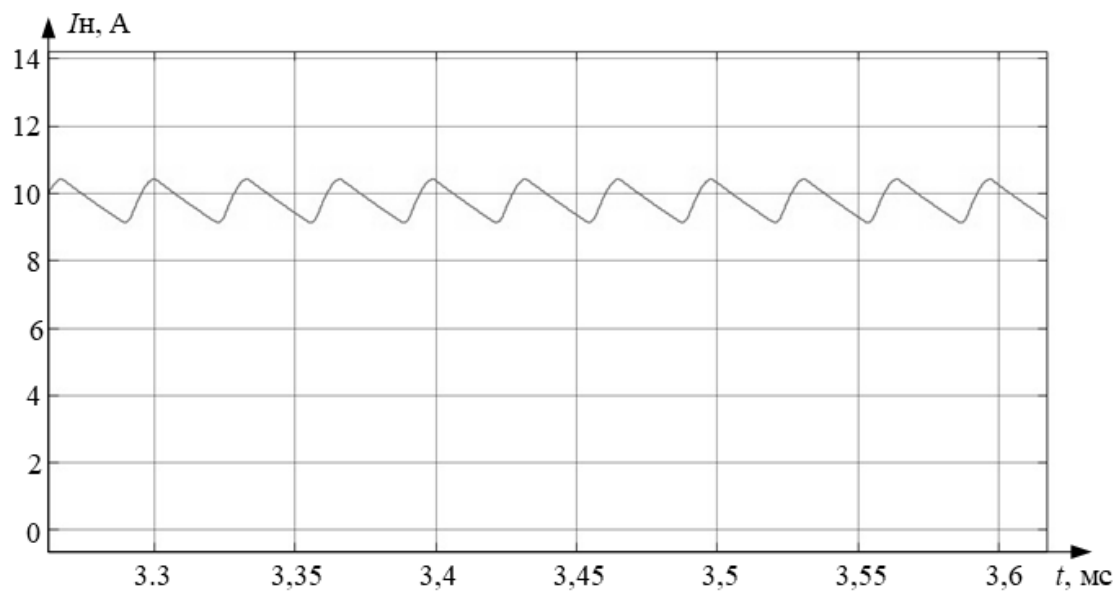
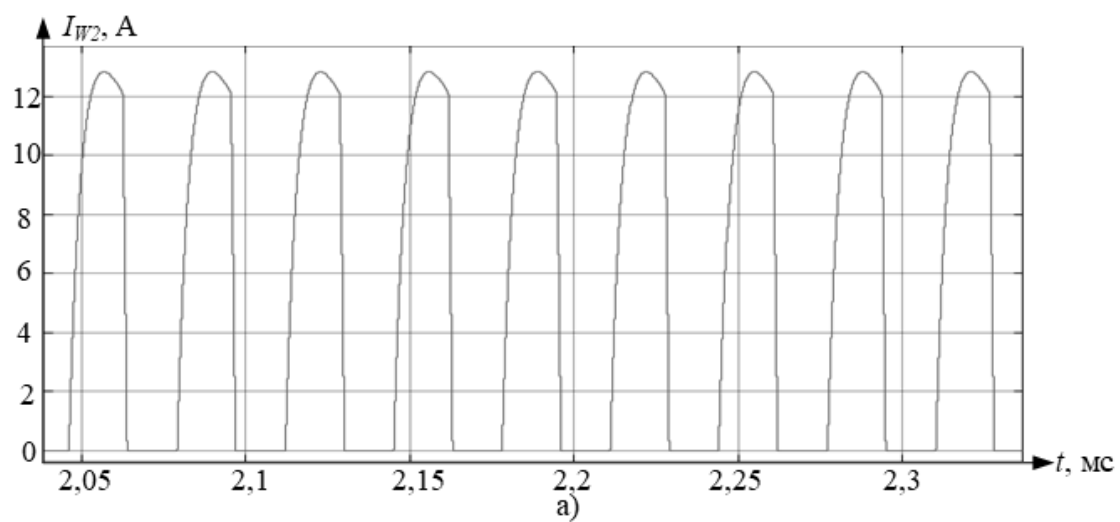
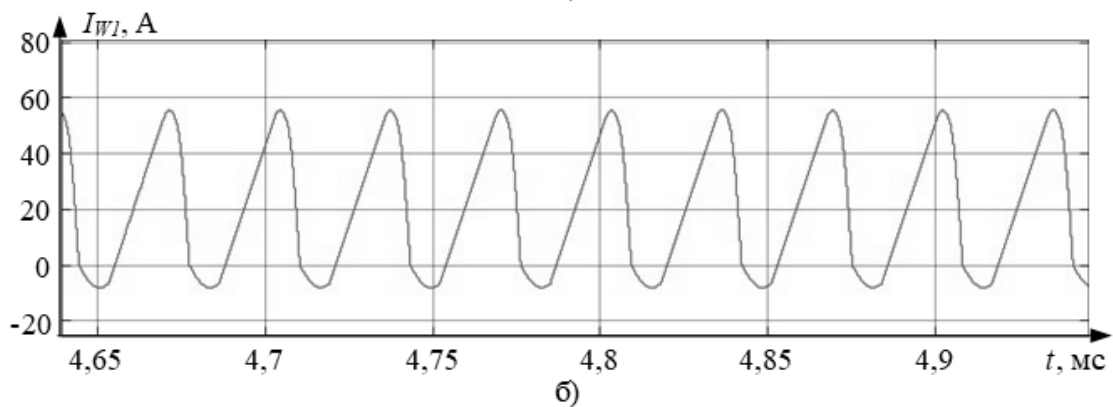


Рис. 4. Ток нагрузки

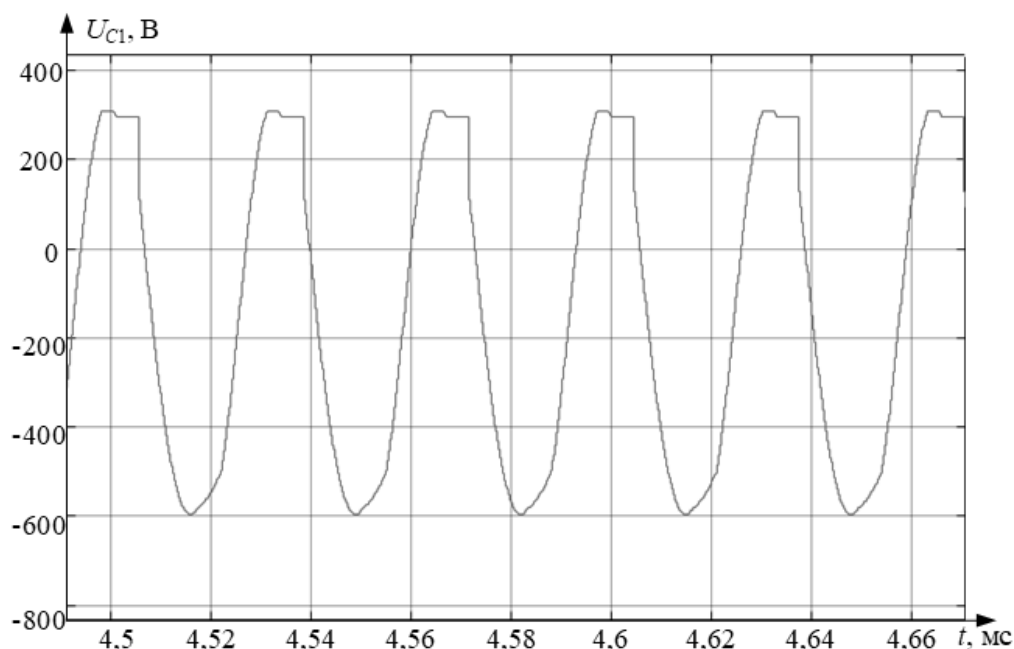


а)



б)

Рис. 5. Ток вторичной обмотки (а), ток первичной обмотки (б)


 Рис. 6. Напряжение на емкости C_1

Поскольку в настоящей работе рассматривается только один режим работы, система управления реализована в виде генератора импульсов с заданными параметрами частоты и скважности.

Работу обратного преобразователя со встроенным ограничителем можно разделить на 5 состояний. Открытые диоды представлены в виде противо-ЭДС. Активное сопротивление катушек индуктивности для упрощения расчётов одинаковы и равны 0,1 Ом. Сопротивление КЭ-перехода 0,01 Ом.

1. Насыщенное состояние силового транзистора

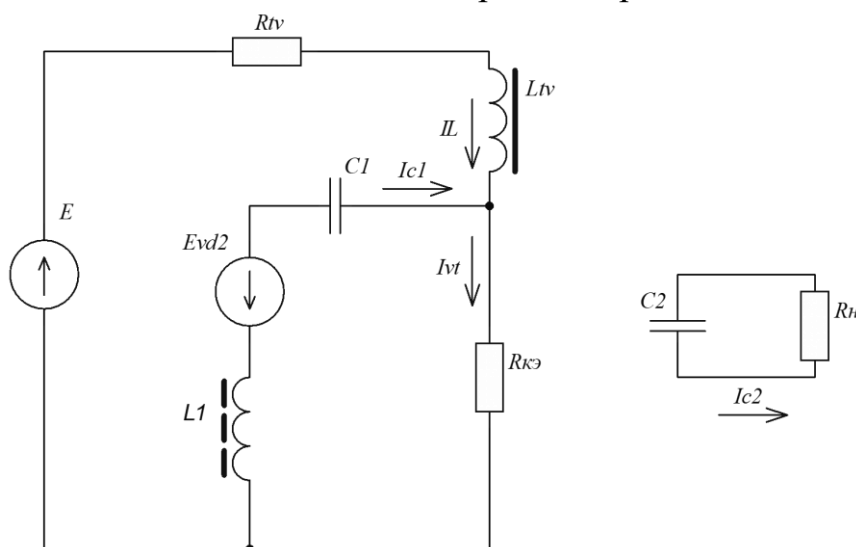


Рис. 7. Расчетная схема насыщенного состояния транзистора

В момент коммутации происходит отпирание транзистора, при этом для упрощения расчетов предполагается его мгновенный переход в режим насыщения. Далее начинается разряд емкости C_1 на дроссель L_1 и происходит намагни-

чивание сердечника L_{tv} . Емкость C_2 разряжается на нагрузку R_H . Далее представлена система уравнений в *Mathcad*, описывающая данный режим работы. Система уравнений решается численным методом Булирша – Штёра.

$$\begin{aligned}
 &\text{Given} \\
 &iL + C1 \cdot dUc - i2 = 0 \\
 &iL \cdot R_r + L1 \cdot diL + i2 \cdot R_{rp} = U \\
 &i2 \cdot R_{rp} + C1 \cdot dUc \cdot R_r + L3 \cdot C1 \cdot dUc + Uc = -Uvd \\
 &R_H \cdot C2 \cdot dUc2 = -Uc2 \\
 \\
 &\text{Find}(diL, i2, dUc, dUc2) \text{ float, 3} \rightarrow \begin{pmatrix} 165.0 \cdot Uc + -1683.0 \cdot iL + 5.17e6 \\ -9.9 \cdot Uc + 0.99 \cdot iL - 2.97 \\ -3.07e7 \cdot Uc + -30682.0 \cdot iL - 9.2e6 \\ -5999.0 \cdot Uc2 \end{pmatrix} \\
 \\
 &D1(t, x) := \begin{pmatrix} 165.0 \cdot x_1 + -1683.0 \cdot x_0 + 5.17e6 \\ -1.48e7 \cdot x_1 + -14841.0 \cdot x_0 - 4.45e6 \end{pmatrix} \quad D11(t, x1) := \begin{pmatrix} -5999.0 \cdot x1_0 \\ 0 \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

Рис. 8. Расчет состояния открытия транзистора в Mathcad

2. Процесс накопления энергии в магнитном поле сердечника трансформатора

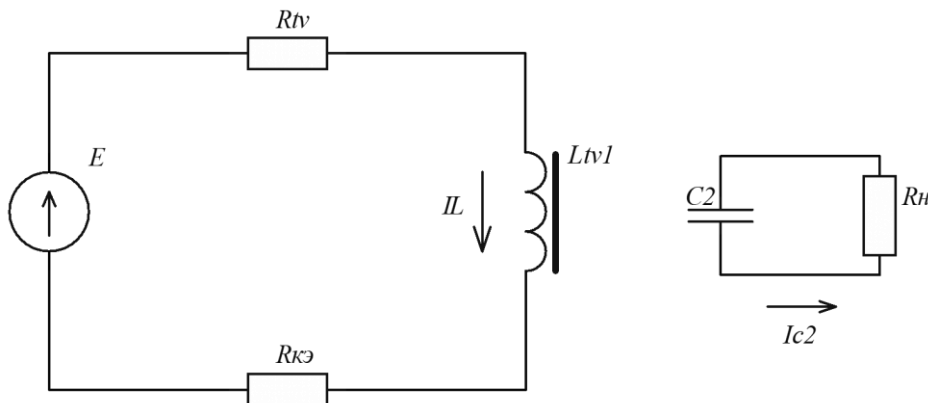


Рис. 9. Расчетная схема транзистора в режиме отсечки

$$\begin{aligned}
 &\text{Given} \\
 &iL \cdot (R_r + R_{rp}) + L1 \cdot diL = U \\
 &R_H \cdot C2 \cdot dUc2 = -Uc2 \\
 \\
 &\text{Find}(diL, dUc2) \text{ float, 3} \rightarrow \begin{pmatrix} -1683.0 \cdot iL + 5.17e6 \\ -5999.0 \cdot Uc2 \end{pmatrix} \\
 \\
 &D2(t, x) := \begin{pmatrix} -1683.0 \cdot x_0 + 5.17e6 \\ 0 \end{pmatrix} \quad D22(t, x1) := \begin{pmatrix} -5999.0 \cdot x1_0 \\ 0 \end{pmatrix}
 \end{aligned}$$

Рис.10. Расчет состояния накопления энергии в Mathcad

3. Процесс сброса энергии в C_1 , накопленной в индуктивности рассеяния

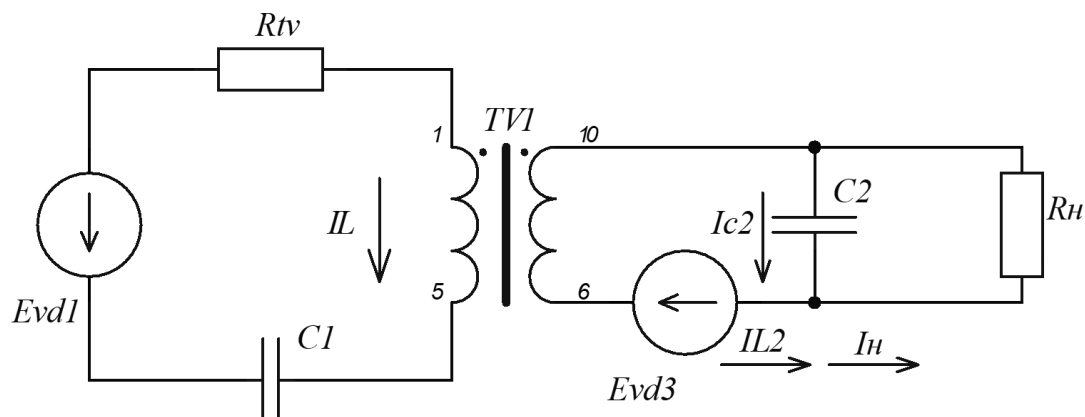


Рис. 11. Расчетная схема процесса сброса энергии в конденсатор C_1

Given

$$iL \cdot R_T + L_1 \cdot diL + U_C = -U_{vd}$$

$$iL2 - C2 \cdot dU_{C2} - i_n = 0$$

$$iL2 \cdot R_T + U_{C2} + L2 \cdot diL2 = -U_{vd} + \frac{U}{kt}$$

$$U_{C2} + i_n \cdot R_n = 0$$

$$\text{Find}(diL, diL2, dU_{C2}, i_n) \text{ float}, 3 \rightarrow \begin{pmatrix} -16666.0 \cdot U_C + -1666.0 \cdot iL - 5000.0 \\ -6666.0 \cdot iL2 + -66666.0 \cdot U_{C2} + 1.03e7 \\ 5999.0 \cdot U_{C2} + 90000.0 \cdot iL2 \\ -0.0667 \cdot U_{C2} \end{pmatrix}$$

$$D3(t, x) := \begin{pmatrix} -16666.0 \cdot x_1 + -1666.0 \cdot x_0 - 5000.0 \\ \frac{x_0}{C1} \end{pmatrix} \quad D33(t, x1) := \begin{pmatrix} 5999.0 \cdot x1_0 + 90000.0 \cdot x1_1 \\ -6666.0 \cdot x1_1 + -66666.0 \cdot x1_0 + 1.03e7 \end{pmatrix}$$

Рис.12. Расчет состояния сброса энергии в C_1 в Mathcad

4. Процесс передачи энергии в нагрузку

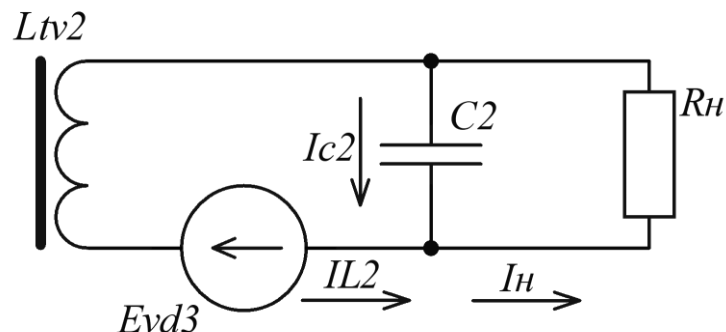


Рис. 13. Расчетная схема процесса передачи энергии в нагрузку

Given

$$iL2 - C2 \cdot dUc2 - iH = 0$$

$$iL2 \cdot Rr + Uc2 + L2 \cdot diL2 = -Uvd$$

$$Uc2 + iH \cdot RH = 0$$

$$(\text{Find}(diL2, dUc2, iH)) \text{ float}, 3 \rightarrow \begin{pmatrix} -6666.0 \cdot iL2 + -66666.0 \cdot Uc2 - 20000.0 \\ 5999.0 \cdot Uc2 + 90000.0 \cdot iL2 \\ -0.0667 \cdot Uc2 \end{pmatrix}$$

$$D4(t, x) := \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad D44(t, x1) := \begin{pmatrix} 5999.0 \cdot x1_0 + 90000.0 \cdot x1_1 \\ -6666.0 \cdot x1_1 + -66666.0 \cdot x1_0 - 20000.0 \end{pmatrix}$$

Рис.14. Расчет процесса передачи энергии в Mathcad

5. Процесс рекуперации энергии в источник питания

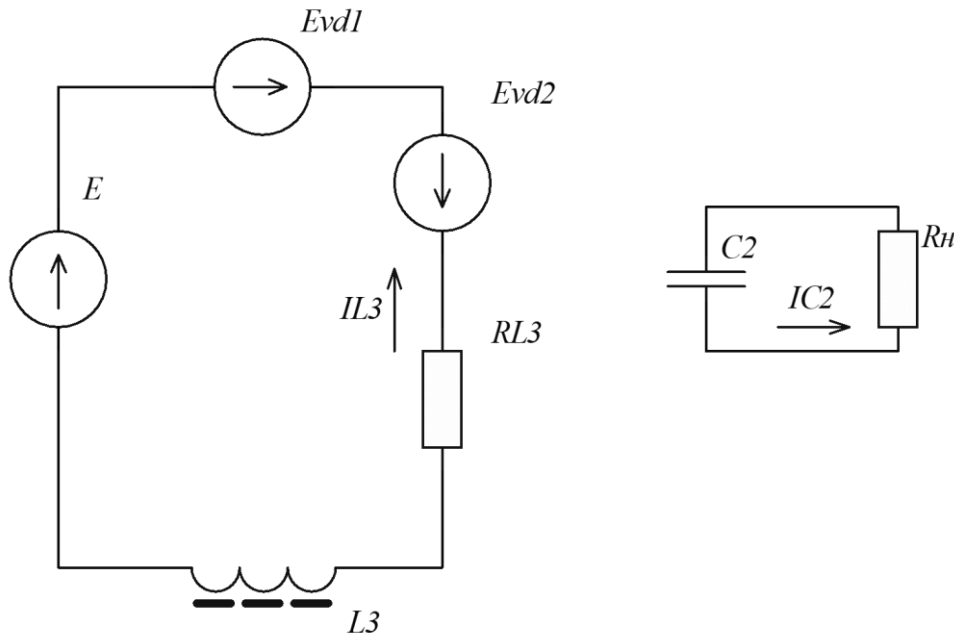


Рис. 15. Расчетная схема процесса рекуперации

Given

$$iL3 \cdot Rr - L3 \cdot diL3 = -U - 2 \cdot Uvd$$

$$RH \cdot C2 \cdot dUc2 = -Uc2$$

$$\text{Find}(diL3, dUc2) \text{ float}, 3 \rightarrow \begin{pmatrix} 2903.0 \cdot iL3 + 9.02e6 \\ -5999.0 \cdot Uc2 \end{pmatrix}$$

$$D5(t, x) := \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad D55(t, x1) := \begin{pmatrix} -5999.0 \cdot x1_0 \\ 0 \end{pmatrix}$$

Рис.16. Расчет процесса рекуперации в Mathcad

На рис. 16-19 представлены алгоритмы расчета 5000 периодов работы схемы.

```

Z := | Z ← (0 iL uC)
      x ←  $\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix}$ 
      for i ∈ 1..10000
          Z1 ← Bulstoer[x, T1·(i - 1), T1·(i - 1) + 0.1·T1, N, D1]
          x ←  $\begin{pmatrix} Z1_{N,1} \\ Z1_{N,2} \end{pmatrix}$ 
          Z2 ← Bulstoer[x, T1·(i - 1) + 0.1·T1, T1·(i - 1) + kz·T1, N, D2]
          x ←  $\begin{pmatrix} Z2_{N,1} \\ Z2_{N,2} \end{pmatrix}$ 
          Z3 ← Bulstoer[x, T1·(i - 1) + kz·T1, T1·(i - 1) + (kz + 0.3)·T1, N, D3]
          x ←  $\begin{pmatrix} Z3_{N,1} \\ Z3_{N,2} \end{pmatrix}$ 
          Z4 ← Bulstoer[x, T1·(i - 1) + (kz + 0.3)·T1, T1·(i - 1) + (kz + 0.4)·T1, N, D4]
          x ←  $\begin{pmatrix} Z4_{N,1} \\ Z4_{N,2} \end{pmatrix}$ 
          Z5 ← Bulstoer[x, T1·(i - 1) + (kz + 0.4)·T1, T1·i, N, D5]
          x ←  $\begin{pmatrix} Z5_{N,1} \\ Z5_{N,2} \end{pmatrix}$ 
          Z4 ← stack(Z4, Z5)
          Z3 ← stack(Z3, Z4)
          Z2 ← stack(Z2, Z3)
          Z1 ← stack(Z1, Z2)
          Z ← stack(Z, Z1)
      Z
    
```

Рис. 17. Цикличная программа в Mathcad

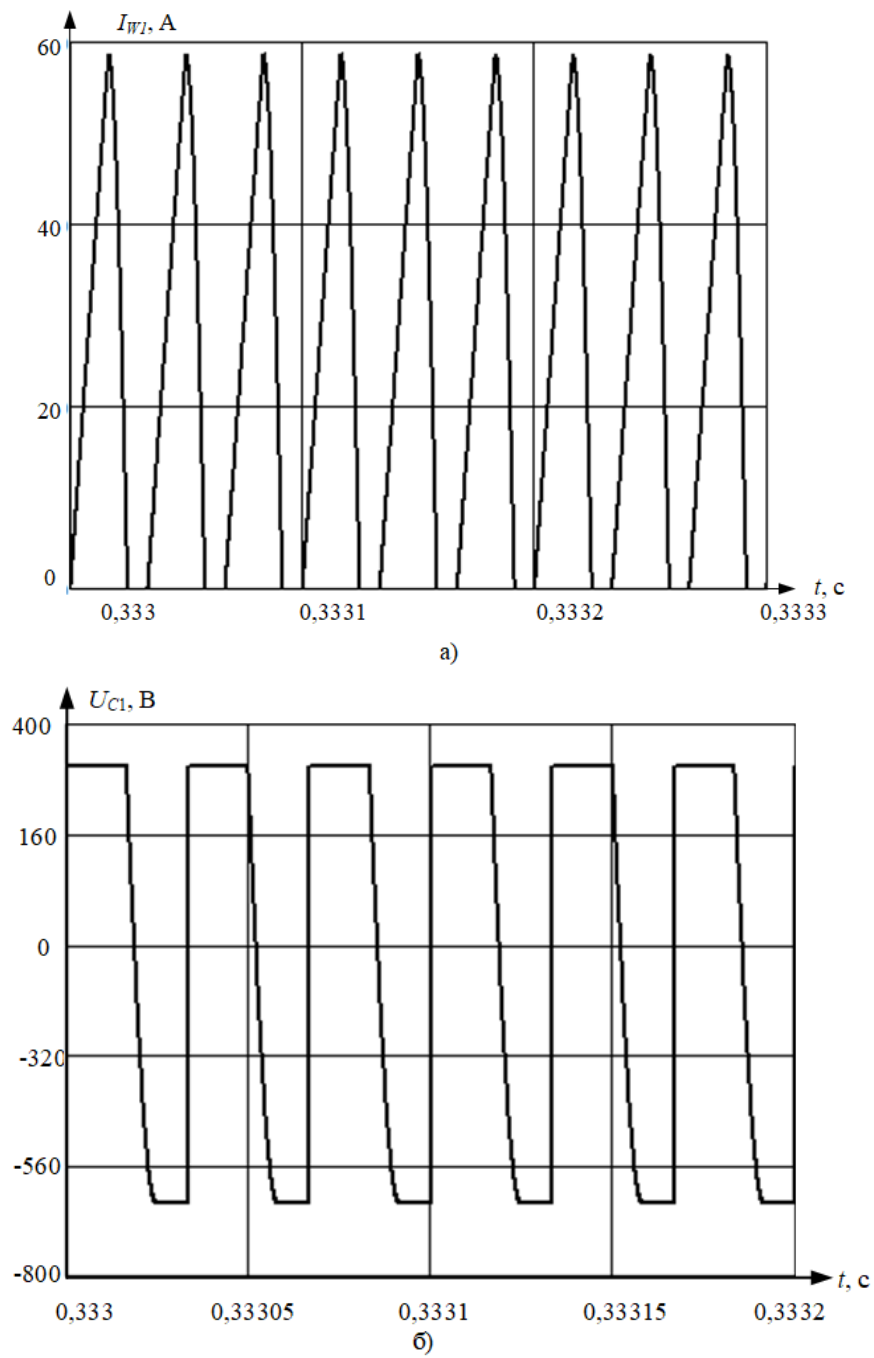


Рис. 18. Ток на первичной стороне трансформатора (а) и напряжение конденсатора C_1 (б)

```

Z := | Z ← (0 uC2 iL2)
      x ←  $\begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix}$ 
      for i ∈ 1..8000
          Z1 ← Bulstoer[x, T1·(i - 1), T1·(i - 1) + 0.1·T1, N, D11]
          x ←  $\begin{pmatrix} Z1_{N,1} \\ Z1_{N,2} \end{pmatrix}$ 
          Z2 ← Bulstoer[x, T1·(i - 1) + 0.1·T1, T1·(i - 1) + kz·T1, N, D22]
          x ←  $\begin{pmatrix} Z2_{N,1} \\ Z2_{N,2} \end{pmatrix}$ 
          Z3 ← Bulstoer[x, T1·(i - 1) + kz·T1, T1·(i - 1) + (kz + 0.4)·T1, N, D33]
          x ←  $\begin{pmatrix} Z3_{N,1} \\ Z3_{N,2} \end{pmatrix}$ 
          Z4 ← Bulstoer[x, T1·(i - 1) + (kz + 0.4)·T1, T1·(i - 1) + (kz + 0.49)·T1, N, D44]
          x ←  $\begin{pmatrix} Z4_{N,1} \\ Z4_{N,2} \end{pmatrix}$ 
          Z5 ← Bulstoer[x, T1·(i - 1) + (kz + 0.49)·T1, T1·i, N, D55]
          x ←  $\begin{pmatrix} Z5_{N,1} \\ Z5_{N,2} \end{pmatrix}$ 
          Z4 ← stack(Z4, Z5)
          Z3 ← stack(Z3, Z4)
          Z2 ← stack(Z2, Z3)
          Z1 ← stack(Z1, Z2)
          Z ← stack(Z, Z1)
      Z
    
```

Рис. 19. Цикличная программа в Mathcad

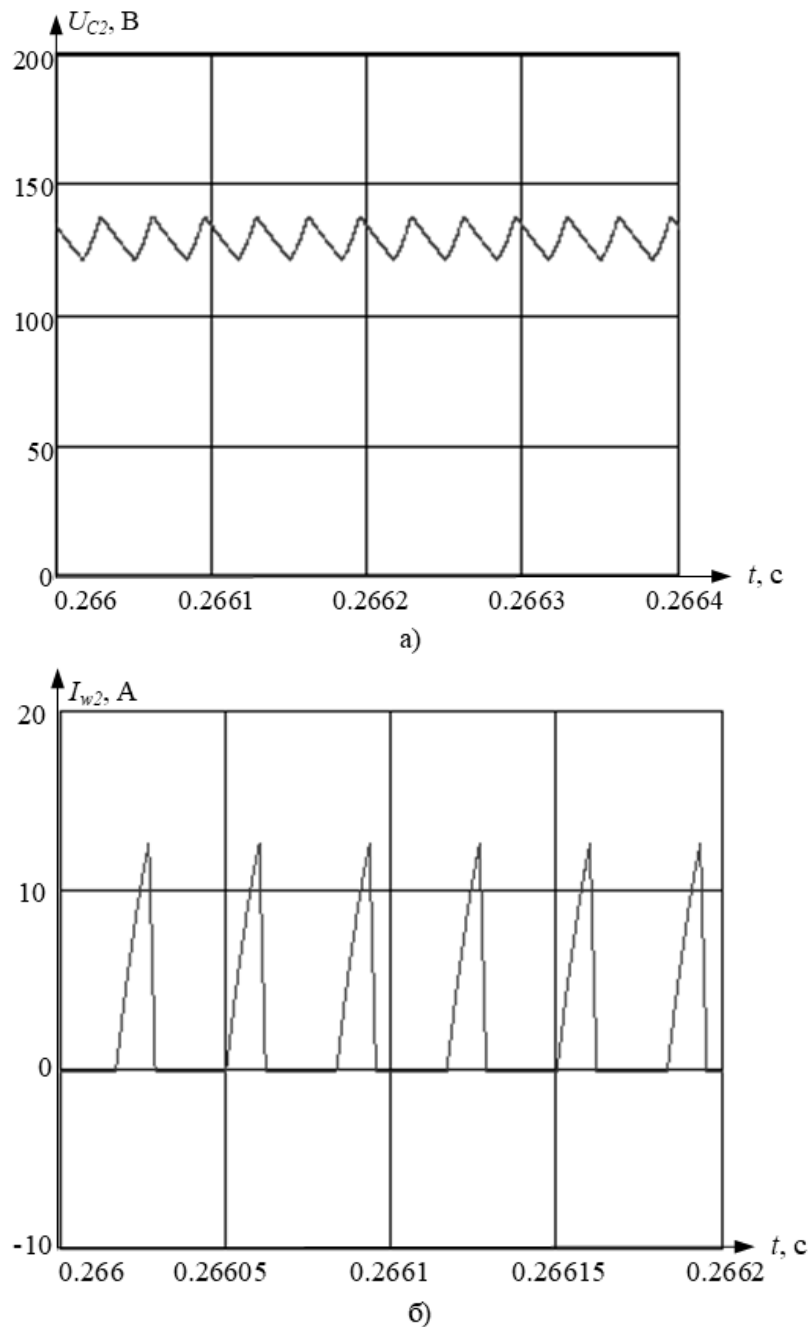


Рис. 20. Напряжение на емкости C_2 (а) и ток вторичной обмотки трансформатора (б)

При сравнении результатов компьютерного моделирования, выполненного в среде *MATLAB*, с аналитическими расчётами, проведёнными численным методом в *Mathcad*, выявлено незначительно расхождение в значениях выходных параметров исследуемой системы. Амплитудное значение тока вторичной обмотки, полученное на основе моделирования, превышает соответствующее значение, рассчитанное численным методом, на 7,1 %. В то же время амплитуда тока первичной обмотки, вычисленная численным методом, превосходит аналогичный показатель из модели на 9,7 %. Среднее значение напряжения, определённое численным методом, ниже результатов моделирования на 7,7 %. Различия действующего напряжения на демпфирующей емкости C_1 не превышают 10 %.

Это различие обусловлено неидентичностью схем замещения компонентов. В *MATLAB* применяются более детализированные модели замещения индуктивных элементов, емкостей и ключевых устройств, учитывающие их паразитные параметры. При составлении схемы для расчета численным методом влияние паразитных эффектов компонентов не было учтено.

На основании проведенного анализа можно заключить, что оба метода анализа электрических схем могут быть успешно применены на этапе подготовки к макетированию устройства, обеспечивая достаточную достоверность для дальнейшего проектирования. Представленная схема может быть использована в качестве источника питания для нагрузок мощностью до 1,5 кВт. Это могут быть лабораторные источники питания, устройства заряда батарей.

В дальнейших исследованиях планируется реализация системы управления реализующая сигма-дельту модуляцию, которая позволит увеличить диапазон регулирования выходной мощности и повысить энергоэффективность.

Библиографический список

1. Дейнеко Д.С. Встроенный ограничитель без рассеяния энергии для обратноходового преобразователя // Практическая силовая электроника. - 2010. - №3. - С. 10-16.
2. Marty B. Practical Switching Power Supply Design – San Diego, 1990, Acad. Press, p.50.
3. Широнин Ю.Н. Расчеты режимов и процессов в электрических цепях на основе применения *Mathcad*: учеб.пособие / Ю.Н. Широнин., О.Ю.Бабушкин; Нижегород. гос. техн. ун-т. – Н.Новгород, 2007. – 135 с.
4. Чивенков, А. И. Универсальный преобразователь как основа для согласования параметров источников распределенной сети с ВИЭ / А. И. Чивенков, И. Г. Крахмалин // Интеллектуальная электротехника. – 2018. – № 1. – С. 112-125.

A.A. Kralin, A.D. Murashov

SIMULATION MODEL OF A FLYBACK CONVERTER WITH A BUILT-IN LOSSLESS LIMITER

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article discusses the development of a model of a flyback converter with a built-in lossless limiter. The authors calculated the main parameters and created a simulation model in the MATLAB Simulink software environment. As a result of computer modeling, time dependences of the electromagnetic quantities of the boost converter were obtained. To confirm the simulation results in MATLAB Simulink, the authors performed a comparative calculation of differential equations using the Mathcad computer algebra system.

Key words: DC-DC converter, power semiconductor devices, Matlab Simulink, flyback

References

- [1] Dejneko D.S. Vstroennyj ogranicitel' bez rassejaniya jenergii dlja obratnohodovogo preobrazovatelja // Prakticheskaja silovaja jelektronika. - 2010. - №3. - p. 10-16
- [2] Marty B. Practical Switching Power Supply Design – San Diego, 1990, Acad. Press, p.50.
- [3] Shironin Ju.N. Raschety rezhimov i processov v jelektricheskikh cepjah na osnove primenenija Mathcad: ucheb. posobie / Ju.N. Shironin., O.Ju. Babushkin; Nizhegorod. gos. tehn. un-t. – N.Novgorod, 2007. – 135 p.
- [4] Chivenkov. A. I. Universal'nyj preobrazovatel' kak osnova dlja soglasovaniya parametrov istochnikov raspredelennoj seti s VIJe / A. I. Chivenkov, I. G. Krahmalin // Intellektual'naja jektrotehnika. – 2018. – № 1. – p. 112-125.

УДК 621.314.1

А.Д. Мурашов, И.М. Трофимов, Д.А. Алешин, М.Ю. Курицын**ПРИМЕНЕНИЕ ЧАСТОТНО ШИРОТНО-ИМПУЛЬСНОЙ
МОДУЛЯЦИИ В ОБРАТНОХОДОВОМ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕ**

Нижегородский государственный технический университет
им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. В статье рассматривается управление обратноходовым преобразователем при помощи частотно широтно-импульсной модуляции. Авторами была создана имитационная модель конвертора и реализована система управления в программном обеспечении *MATLAB/Simulink*. В результате были получены выходные параметры преобразователя, зависимости выходного напряжения от напряжения питания.

Ключевые слова: *DC-DC* преобразователь, силовые полупроводниковые приборы, *MATLAB Simulink*, обратноходовой преобразователь, частотно широтно-импульсная модуляция.

Обратноходовые преобразователи широко применяются в источниках питания благодаря своей простоте, относительно низкой стоимости и обеспечении гальванической развязки между входными и выходными цепями. В связи с увеличением требований к выходным параметрам источников питания требуется усовершенствование способов управления.

Широтно-импульсная модуляция является одним из самых распространённых способов управления обратноходовым преобразователем. Главным недостатком данного метода является нестабильная работа преобразователя в режимах короткого замыкания и холостого хода, что приводит к ограниченному диапазону регулирования [1]. Частично проблема решается путем установки нагрузочных элементов для обеспечения работы в режиме холостого хода, однако это негативно сказывается на КПД преобразователя. Для расширения диапазона эффективной работы обратноходовых преобразователей предлагается использовать систему управления (рис. 1), выполненную на базе частотно широтно-импульсной модуляции (ЧШИМ). Она обеспечивает стабильную работу преобразователя во всем диапазоне изменения нагрузки - от холостого хода до короткого замыкания за счет изменения и коэффициента заполнения и паузы между импульсами, то есть частоты.

Разработанная система управления имеет два режима работы: стабилизация напряжения и стабилизация тока. При стабилизации напряжения происходит накачка энергии в дроссель одной величиной тока, при этом изменяется частота работы схемы. Следующее включение транзистора не произойдёт, пока запасенная энергия в магнитопроводе трансформатора не станет равна нулю. В данной

схеме это происходит путем измерения тока во вторичной обмотке трансформатора. Регулировка напряжения осуществляется с помощью изменения паузы между импульсами. Чем меньше нужно передать энергии в нагрузку, тем больше пауза. Стабилизация величины тока нагрузки происходит за счет регулирования величины амплитуды тока, который влияет на запасенную энергию в дросселе. В этом режиме система управления работает на максимальной частоте, при этом включение транзистора также происходит только после передачи всей накопленной энергии на вторичную сторону.

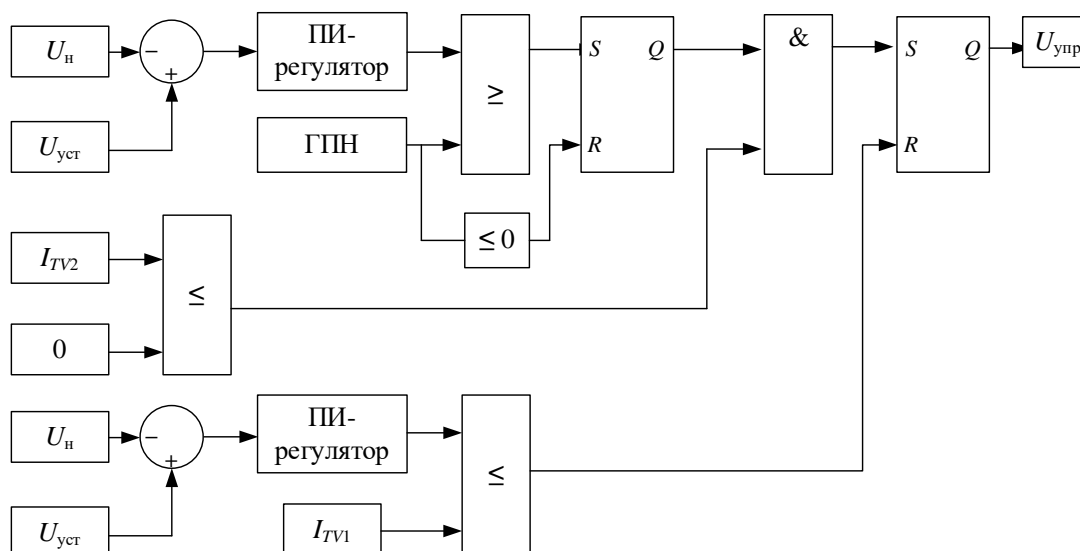


Рис. 1. Функциональная схема системы управления обратного преобразователя

Реализация алгоритма управления выполнена в программном обеспечении *MATLAB/Simulink* в библиотеке *Simscape/Electrical/Specialized Power Systems*. Имитационная модель обратного преобразователя представлена на рис. 2.

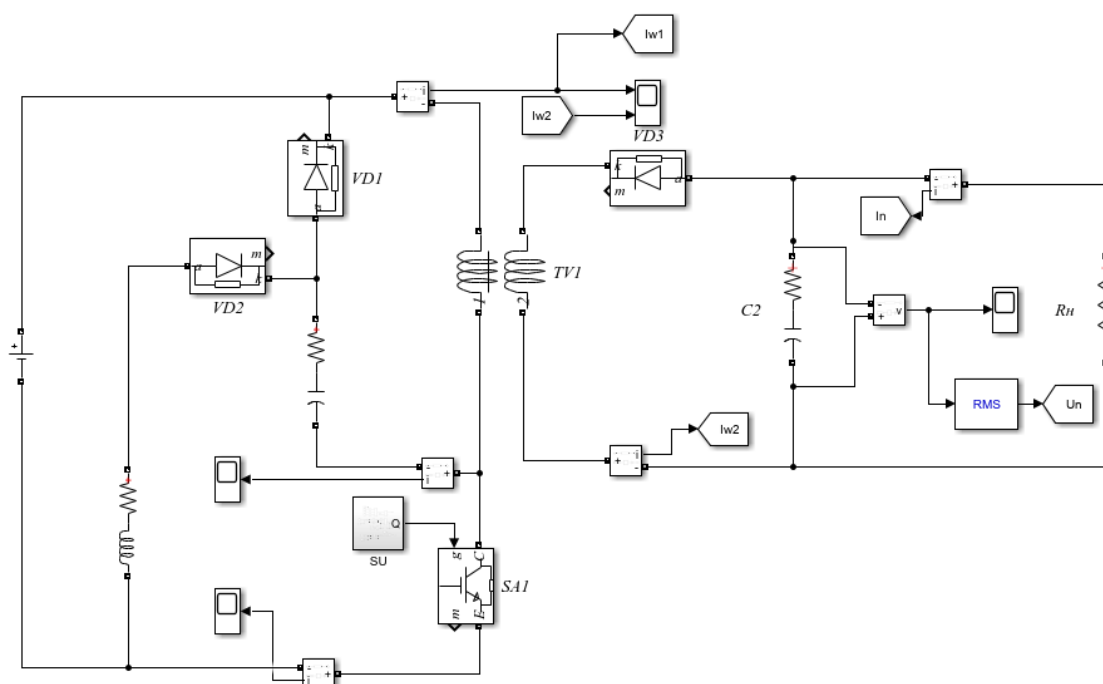


Рис. 2. Имитационная модель обратного преобразователя

Вольтамперная характеристика преобразователя представлена на рис. 3. Стабилизация напряжения происходит от холостого хода до номинальной величины нагрузки (1,5 кВт). По мере уменьшения величины нагрузки система управления переходит в режим стабилизации величины выходного тока. Пульсации выходного напряжения не превышают 1 % от уставки. Отклонения передаточной функции тока не превышают 10 %, что является удовлетворительным результатом.

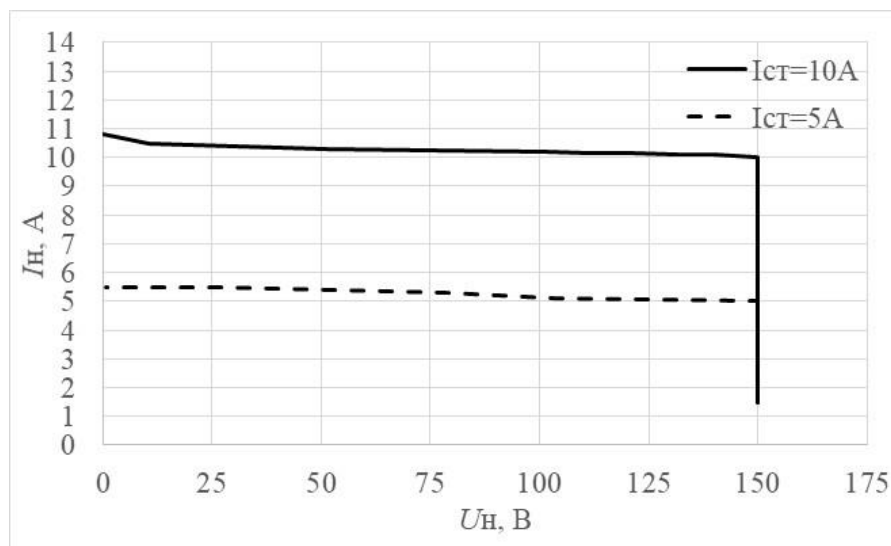


Рис. 3. Вольтамперная характеристика преобразователя

Согласно диаграмме $U_{вых}(U_{вх})$ (рис.4) обратноходовой преобразователь с предложенной системой модуляции способен стабилизировать выходное напряжение, начиная от 90 В до 400 В входного напряжения при номинальной мощности нагрузки. Данное свойство позволит использовать преобразователь в условиях значительного отклонения напряжения питающей сети.

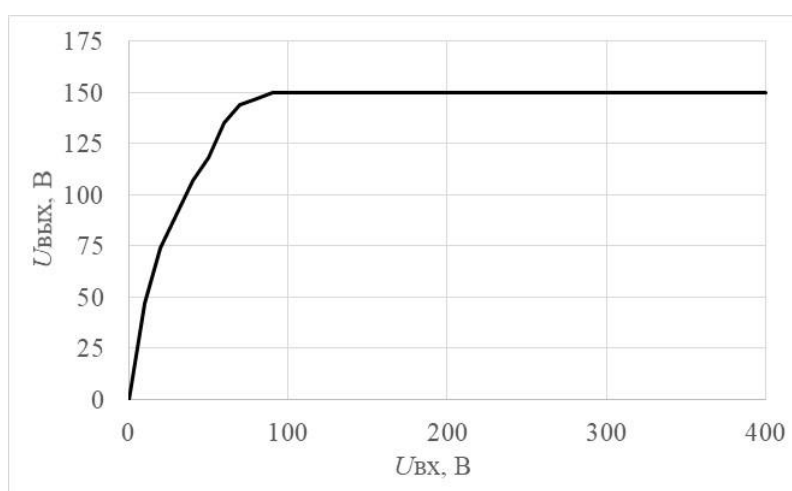


Рис. 4. Диаграмма зависимости выходного напряжения от входного

На рис. 5 представлены осциллограммы переходного процесса при скачкообразном изменении нагрузки с режима холостого хода на номинальный. В

начальный момент осуществляется заряд выходного конденсатора до уровня заданного выходного напряжения, составляющего 150 В. Далее производится мгновенное подключение номинальной нагрузки. Наблюдаемое кратковременное снижение выходного напряжения обусловлено ограничением тока нагрузки. Время установления выходного напряжения после возмущения по нагрузке составило 22 мс, что находится в допустимых пределах и подтверждает работоспособность системы управления в динамических режимах.

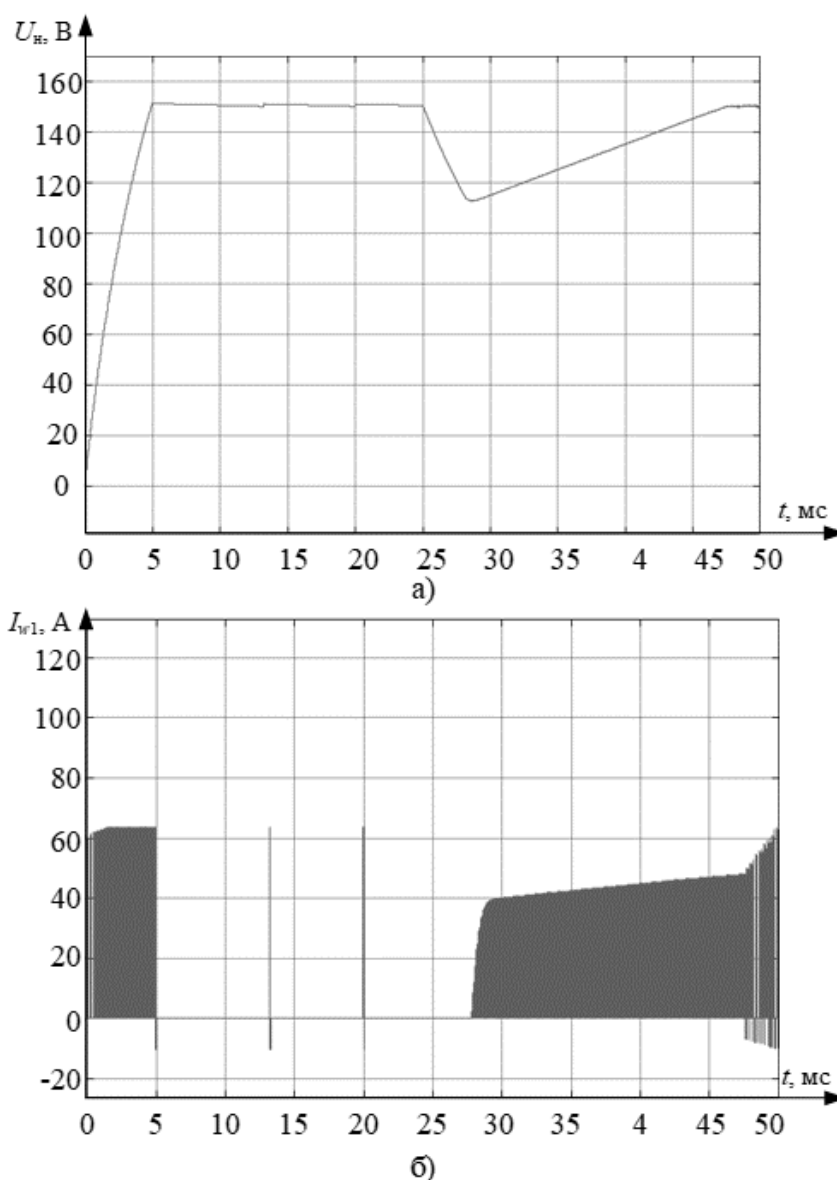


Рис. 5. Диаграмма: а) напряжение нагрузки, б) ток первичной обмотки трансформатора

На этапе запуска преобразователя энергия в магнитопроводе трансформатора накапливается при максимальном значении тока первичной обмотки. После перехода от холостого хода до номинальной нагрузки, накачка энергии в дроссель осуществляется различным амплитудным значением тока дросселя.

Обратноходовой преобразователь с предложенной системой управления демонстрирует устойчивую работоспособность в широком диапазоне входных

напряжений. Это делает его перспективным для применения в устройствах с нестабильным питанием, включая системы генерации на базе возобновляемых источников. Широкий диапазон регулирования выходных параметров позволяет использовать данную топологию в универсальных источниках питания, предназначенных для подключения нагрузки различной величиной входного напряжения.

В качестве направлений дальнейших исследований представляется целесообразным изучение возможностей реализации мягкой коммутации силового ключа с целью снижения динамических потерь и уровня электромагнитных помех. Также представляет интерес разработка модульной архитектуры на основе данной топологии, что позволит создавать масштабируемые и отказоустойчивые системы электропитания с гибкой конфигурацией.

Работа выполнена в рамках государственного задания на оказание государственных услуг (тема №FSWE-2025-0002).

Библиографический список

1. **Бердников, Д.** Защита от перегрузки по току в схеме обратноходового преобразователя напряжения с токов пилообразной формы // Силовая электроника – 2005 – №1 – С.88-91
2. **Дейнеко Д.С.** Встроенный ограничитель без рассеяния энергии для обратноходового преобразователя // Практическая силовая электроника. – 2010. – №3. – С. 10-16.
3. **Marty B.** Practical Switching Power Supply Design – San Diego, 1990, Acad. Press, p.50.

A.D. Murashov, I.M. Trofimov, D.A. Aleshin, M.Y. Kuritsyn

APPLICATION OF PULSE WIDTH-FREQUENCY MODULATION IN A REVERSE-PASS CONVERTER

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article discusses the control of a reverse-pass converter using pulse-frequency-width modulation. The authors developed a simulation model of the converter and implemented the control system in MATLAB/Simulink software. As a result, the output characteristics of the converter were obtained, including the dependence of the output voltage on the supply voltage

Key words: DC-DC converter, power semiconductor devices, MATLAB Simulink, flyback converter, pulse-frequency-width modulation.

References

- [1] Berdnikov. D. Zashchita ot peregruzki po toku v skheme obratnokhodovogo preobrazovatelya napryazheniya s tokov piloy// Silovaya elektronika – 2005 – №1 – S.88-91
- [2] Deyneko D.S. Vstroyennyy ogranicitel bez rasseyaniya energii dlya obratnokhodovogo preobrazovatelya // Prakticheskaya silovaya elektronika. – 2010. – №3. – S. 10-16.
- [3] Marty B. Practical Switching Power Supply Design – San Diego, 1990, Acad. Press, p.50.

УДК 621.318.3

Н.М. Петухов, А.А. Чугров, А.Е. Храмов, В.В. Соколов

РАЗРАБОТКА ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ ЭНЕРГИИ С ЦИФРОВОЙ СИСТЕМОЙ УПРАВЛЕНИЯ: ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. Представлены результаты разработки исследовательского образца однофазного активного корректора коэффициента мощности с цифровой системой управления. Актуальность исследования заключается в повышении интереса к данному типу преобразовательных устройств на фоне их активного распространения. Представлены этапы настройки цифровой системы управления корректора коэффициента мощности и приведены экспериментальные данные работы разработанного преобразователя.

Ключевые слова: преобразователь параметров электрической энергии, коэффициент мощности, активный корректор коэффициента мощности, цифровая система управления, широтно-импульсная модуляция.

В настоящее время энергосистемы городов и мегаполисов характеризуются высокой долей потребителей с нелинейной нагрузкой. К ним относятся компьютерная техника, промышленное оборудование (например, сварочные аппараты, частотные преобразователи), а также бытовая электроника (телевизоры, микроволновые печи и другое). Эти устройства обычно питаются через сетевые выпрямители от звена постоянного тока [1].

Когда мощность таких нелинейных нагрузок относительно мала и не превышает 10-15 % общей мощности нагрузки, значительных искажений напряжения не возникает. Однако если их доля превышает допустимый уровень, форма питающего напряжения существенно искажается. Это, в свою очередь, может привести к ряду негативных последствий, которые детально рассмотрены в [2, с. 60-62].

Снизить вредное влияние нагрузок такого типа на электрическую сеть возможно с помощью пассивных или активных устройств коррекции коэффициента мощности. Пассивные методы коррекции хорошо изучены и широко применяются в современной технике, о чём свидетельствуют многочисленные исследования [3–5]. Активные методы, появившиеся позднее, реализуются через активные выпрямители, резонансные преобразователи [6, 7] или корректоры коэффициента мощности (ККМ) [8].

Однофазный активный выпрямитель не только обеспечивает потребление синусоидального тока из сети, но и позволяет контролировать фазовый сдвиг между током и напряжением. Однако его конструкция включает четыре транзи-

сторы, что усложняет управление. Напротив, однофазный корректор коэффициента мощности содержит только один транзистор, что существенно упрощает как силовую часть, так и систему управления.

Отметим, что зарубежные компании уже много лет выпускают специализированные драйверы для активной коррекции мощности [9, 10], в то время как на российском рынке аналогичные решения собственного производства отсутствуют. Указанная проблема делает актуальной задачу разработки и исследования алгоритмов управления устройствами активной коррекции и их схемотехнических решений, основанных на отечественной элементной базе.

Функциональная схема однофазного активного ККМ представлена на рис. 1. В общем случае ККМ содержит мостовой неуправляемый выпрямитель на диодах $VD1$ - $VD4$, накопительный индуктивный дроссель L , силовой транзистор VT , быстродействующий диод $VD5$ с малым временем восстановления и выходной электролитический конденсатор фильтра C .

Микропроцессорная система управления (МПСУ) получает информацию о трёх параметрах звена постоянного тока: выходное напряжение мостового неуправляемого выпрямителя $VD1$ - $VD4$ через датчик напряжения ДН1, напряжение нагрузки R_H посредством второго датчика напряжения ДН2, а также ток дросселя с датчика тока ДТ. Форма потребляемого преобразователем тока определяется током, протекающим через индуктивность L . Обеспечение корректного управления транзистором VT позволяет достичь синусоидальное потребление преобразователем тока из питающей сети [2, с. 86-88].

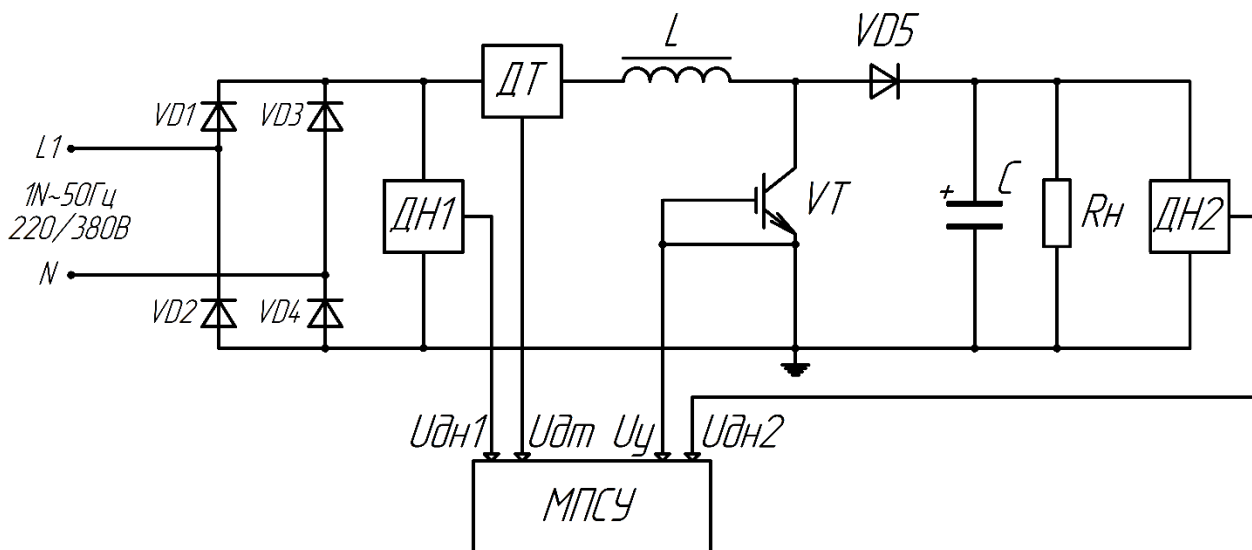


Рис. 1. Функциональная схема однофазного активного корректора коэффициента мощности

Особое внимание следует уделить разработке цифровой системы управления активным ККМ, так как именно от неё зависит получение положительного эффекта коррекции коэффициента мощности. Данная система управления строится по подчиненному принципу и содержит два контура – внешний контур напряжения и внутренний тока.

В рамках исследования разработанного авторами исследовательского образца однофазного активного ККМ была поставлена задача настройки контура тока этого преобразователя. Для этого, составлена структурная схема контура тока ККМ, показанная на рис. 2. Представленная схема состоит из следующих звеньев:

- звена задания с напряжением задания $U_{зт}$, В;
- звена регулятора тока (РТ) с передаточной функцией $W_{РТ}$;
- звена транзисторного преобразователя (ТП) с коэффициентом преобразования $k_{п}$ и малой постоянной времени T_{μ} , мс;
- звена токовой цепи (ТЦ) с сопротивлением R , Ом и постоянной времени T , мс;
- звена датчика тока (ДТ) с коэффициентом $k_{дт}$.

С помощью описанной схемы можно определить значения коэффициентов всех входящих в неё звеньев, что позволит оптимизировать контур тока на модульный оптимум и определить тип регулятора, необходимого для корректной работы рассматриваемого контура

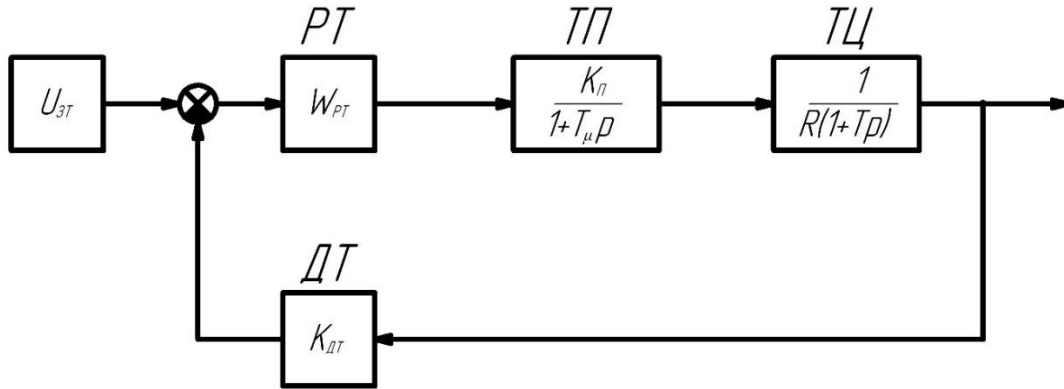


Рис. 2. Структурная схема цифрового контура тока однофазного активного ККМ

В нашем случае настройка на модульный оптимум будет выглядеть следующим образом. Приравниваем передаточную функцию разомкнутого контура тока $W_{КТ}^Р$ к стандартному виду (1):

$$W_{КТ}^Р = W_{РТ} \cdot \frac{k_{ТП}}{1 + T_{\mu}p} \cdot \frac{k_{ТЦ}}{R \cdot (1 + Tp)} \cdot k_{дт} = \frac{1}{2 \cdot T_{\mu}p(1 + T_{\mu}p)}. \quad (1)$$

Из равенства (1) выражаем передаточную функцию регулятора тока (2):

$$W_{РТ} = \frac{R \cdot (1 + Tp)}{2 \cdot T_{\mu}pk_{ТП}k_{дт}} \cdot \frac{T}{T} = \frac{RT}{2 \cdot T_{\mu}k_{ТП}k_{дт}} \cdot \frac{1 + Tp}{Tp}. \quad (2)$$

Окончательно получим выражение (3):

$$W_{РТ} = k_{РТ} \cdot \frac{1 + Tp}{Tp}, \quad (3)$$

где $k_{\text{рт}} = R \cdot T / (2 \cdot T_{\mu} k_{\text{тп}} k_{\text{дт}})$ – пропорциональный коэффициент регулятора тока.

Исходя из результата, полученного в уравнении (3), для оптимизации контура тока на модульный оптимум нам необходим регулятор ПИ-типа.

Далее необходимо рассчитать параметры звеньев цифрового контура тока ККМ. Малую постоянную времени T_{μ} транзисторного преобразователя можно найти по формуле (4):

$$T_{\mu} = T_{\text{шим}} = \frac{1}{f_{\text{шим}}} = \frac{1}{10 \cdot 10^3} = 0,1 \text{ мс}, \quad (4)$$

где $f_{\text{шим}}$ – частота широтно-импульсной модуляции, Гц.

Постоянную времени T токовой цепи получим из следующей формулы:

$$T = \frac{L}{R_L} = \frac{3 \cdot 10^{-3}}{0,1} = 30 \text{ мс}, \quad (5)$$

где L – индуктивность дросселя, Гн; R_L – сопротивление дросселя, Ом.

Коэффициент транзисторного преобразователя $k_{\text{тп}}$ определяется согласно выражению (6):

$$k_{\text{тп}} = \frac{U_{\text{п(макс)}}}{U_{\text{упр(макс)}}} = \frac{15}{3} = 5, \quad (6)$$

где $U_{\text{п(макс)}}$ – максимальное напряжение питания преобразователя, В; $U_{\text{упр(макс)}}$ – максимальное значение управляющего напряжения, В.

Так как в качестве измерителя тока используется датчик на базе эффекта Холла фирмы *LEM LTS25-NP* для определения его коэффициента необходимо обратиться к технической документации [11]. В нашем случае, коэффициент датчика тока $k_{\text{дт}}$ находится по следующей формуле:

$$k_{\text{дт}} = \frac{U_{\text{дт}}}{I_{L1}} = \frac{0,64}{8} = 0,08 \frac{\text{В}}{\text{А}}, \quad (7)$$

где $U_{\text{дт}}$ – выходное напряжение датчика тока, В; I_{L1} – максимальное значение тока дросселя, А.

Таким образом, коэффициент пропорциональной части регулятора тока рассчитываем по формуле (8):

$$k_{\text{рт}} = \frac{L}{2 \cdot T_{\mu} k_{\text{тп}} k_{\text{дт}}} = \frac{3 \cdot 10^{-3}}{2 \cdot 10^{-4} \cdot 5 \cdot 0,08} = 37,5. \quad (8)$$

Постоянная времени интегрирующей части $T_{\text{рт}}$ ПИ-регулятора определяется как (9):

$$T_{\text{рт}} = \frac{T}{k_{\text{рт}}} = \frac{30 \cdot 10^{-3}}{37,5} = 0,8 \text{ мс}. \quad (9)$$

Тогда коэффициент интегрирующей части $k_{\text{и(рт)}}$ регулятора находится по следующей формуле (10):

$$k_{\text{и(рт)}} = \frac{1}{T_{\text{рт}}} = \frac{1}{0,8 \cdot 10^{-3}} = 1250 \text{ с}^{-1}. \quad (10)$$

После расчёта параметров звеньев цифрового контура тока и проверки его работы в программе *SamSim*, в ПО *STM32CubeIDE* была создана управляющая программа для преобразователя. Её блок-схема показана на рис. 3.



Рис. 3. Блок-схема алгоритма работы программы управления

В ходе разработки программы управления авторы столкнулись со следующей проблемой: частота дискретизации сигналов в аналого-цифровом преобразователе (АЦП) не соответствовала частоте широтно-импульсной модуляции (ШИМ), что приводило к рассогласованию в работе регулятора тока. Основная сложность заключалась в том, что обработка данных с датчика тока происходила асинхронно относительно генерации ШИМ-сигналов, что, в свою очередь, вызывало задержки в формировании управляющих импульсов на силовой транзистор и увеличивало погрешность регулирования. В результате наблюдались нестабильность выходных параметров и повышенные пульсации. Некорректная работа ККМ в этом случае отображена на осциллограмме, представленной на рис. 4.

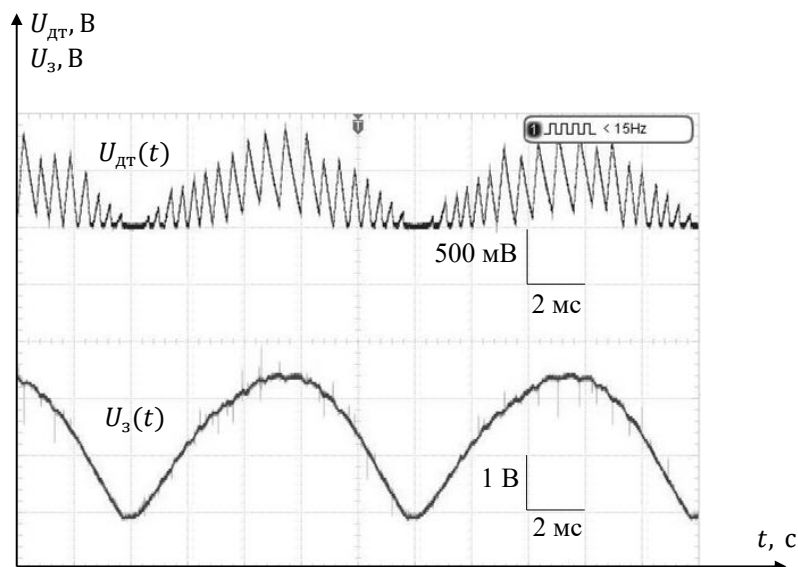


Рис. 4. Осциллограммы работы системы управления с некорректным алгоритмом функционирования

На данной осциллограмме мы можем наблюдать, что частота тока дросселя не соответствует заданному значению в 10 кГц. Для решения данной проблемы были предложены следующие варианты:

1. Синхронизация АЦП с таймером, который генерирует ШИМ. При данном способе активация модуля АЦП в режиме прерываний от таймеров микроконтроллера позволила обеспечить строгую временную привязку измерений к моменту переключения ШИМ. Это исключило рассинхронизацию и улучшило корректность работы регуляторов. Осциллограмма, показывающая работу АЦП по прерыванию от таймера микроконтроллера, представлена на рис. 5.

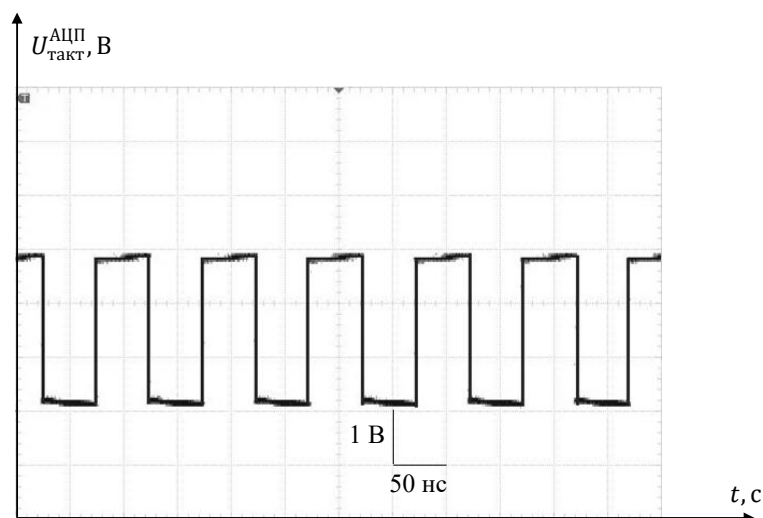


Рис. 5. Осциллограмма работы АЦП по прерыванию от таймера

2. Удвоение частоты прерываний относительно периода ШИМ. Генерация прерываний была построена таким образом, чтобы они срабатывали дважды за период ШИМ – в начале генерации импульсов и в середине. Это позволило за-

благовременно вычислять сигналы рассогласования и своевременно корректировать управляющее воздействие регулятора тока. В результате частота работы регулятора стала совпадать с частотой ШИМ, что повысило стабильность системы.

3. Применение медианного фильтра для измерения тока. Для повышения точности определения среднего значения тока дросселя был внедрён медианный фильтр. Его использование позволило эффективно подавлять импульсные помехи в канале измерения тока, что особенно важно в условиях высокочастотных переключений силового транзисторного ключа.

После реализации перечисленных особенностей разработанной авторами цифровой системы управления удалось достичь необходимой синхронизации частоты ШИМ и работы АЦП, что, в свою очередь, подтверждает осциллограмма, представленная на рис. 6.

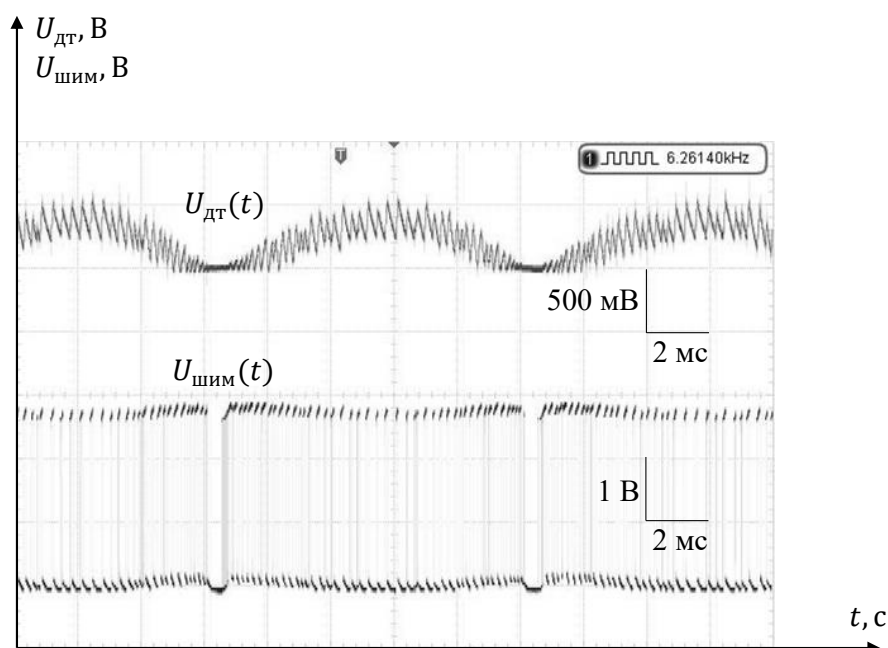


Рис. 6. Осциллограммы работы активного ККМ после настройки системы управления

Заключение

В данной статье рассмотрен принцип работы активного ККМ, показаны этапы разработки системы управления на базе микроконтроллера *STM32F429ZIT6-DISC1*, для разработанного авторами исследовательского образца ККМ. На этапе проектирования была выявлена проблема асинхронной работы АЦП и модуля ШИМ, приводящая к рассогласованию в работе регулятора тока и АЦП. Для устранения указанной проблемы реализован комплекс технических решений: синхронизация АЦП с таймером, генерирующего ШИМ – активация преобразования по прерыванию от таймеров обеспечила строгую временную привязку измерений к моментам переключения силовых ключей; оптимизация частоты прерываний – генерация управляющих импульсов дважды за период ШИМ позволила минимизировать задержки формирования управляющих воздействий; применение медианной фильтрации – внедрение цифрового фильтра для обработки сигналов тока дросселя повысило достоверность измерений за

счёт подавления импульсных помех. Особое внимание уделено настройке и оптимизации контура тока, выполненной по критерию модульного оптимума. Это позволило обеспечить требуемые динамические характеристики системы при сохранении устойчивости работы во всем диапазоне нагрузок. Проведённые исследования подтвердили эффективность предложенных решений. Полученные результаты могут быть использованы при проектировании силовой преобразовательной техники промышленного назначения. В дальнейшем планируется организация полноценной системы цифрового управления однофазного ККМ с внутренним контуром тока и внешним – напряжения.

Работа выполнена в рамках государственного задания на оказание государственных услуг (тема №FSWE-2025-0002).

Библиографический список

1. **Бердников, И.Е.** Электромагнитная совместимость частотно-регулируемого электропривода с питающей сетью / И.Е. Бердников, А.Б. Дарьенков, А.А. Лабутина, А.П. Слuzов, В.В. Соколов // Актуальные проблемы электроэнергетики: сб. мат. конф., 2020. – С. 58-67.
2. **Ваняев, В. В.** Преобразовательная техника: учеб. пособие / В.В. Ваняев. – Н. Новгород: НГТУ им. Р.Е. Алексеева, 2020. – 135 с.
3. **Коверникова, Л.И.** Качество электрической энергии: современное состояние, проблемы и предложения по их решению / Л.И. Коверникова, В.В. Суднова, Р.Г. Шамонов [и др.]. – Новосибирск: Наука, 2017. – 219 с.
4. **Ismael, M.** Optimal harmonic passive filters for power factor correction, harmonic mitigation and electricity bill reduction using dragonfly algorithm / M. Ismael, H.E. Abdel-Aleem, Y. Abdelaziz, M.A. Bendary. // 25th Int. Conf. on Electr. Distrib. – Madrid, 2019. – №86. – pp. 1-5. – DOI:10.34890.
5. **Егоров, Д.Э.** Коррекция коэффициента мощности в системах электроснабжения с многофазными нелинейными нагрузками / Д.Э. Егоров, В.П. Довгун, Н.П. Боярская, А.В. Ян, А.С. Слюсарёв // Известия вузов. Проблемы энергетики, 2020. – №6. – С. 3-15.
6. **Strelkov, V.F.** Switched-mode power supply for control system / V.F. Strelkov, E.N. Sosnina, A.B. Dar'nikov, A.V. Shalukho, I.A. Lipuzhin // 6th Int. Conf. on Control, Decision and Inform. Tech. (CoDIT). – Paris, France, 2019. – pp. 500-505. – DOI:10.1109.
7. **Стрелков, В.Ф.** Квазирезонансный преобразователь с улучшенными характеристиками / В.Ф. Стрелков, А.Б. Дарьенков, В.В. Ваняев // Интеллектуальная электротехника. – НГТУ им. Р.Е. Алексеева. – Нижний Новгород, 2020. – №1(9). – С. 98-107.
8. **Venkata, S.** Power Factor Correction by Boost Converter / S. Venkata // Int. J. of Science and Research (IJSR). – Vol. 9. – No. 1. – 2020, pp. 787-791. – DOI:10.21275.
9. Контроллеры для корректоров коэффициента мощности [Электронный ресурс] // STMicroelectronics. – URL: <https://www.st.com/en/power-management/pfc-controllers.html>. (Дата обращения: 24.04.2025).
10. Контроллеры для корректоров коэффициента мощности [Электронный ресурс] // ON Semiconductor. – URL: <https://www.onsemi.com/products/power-management/ac-dc-power-conversion/power-factor-controllers#products=fnN0YXRlc352YWx1ZX4zfiF+TGFzdCBTaGlwbWVudHN+IX5MaWZldGltZX4hfk9ic29sZXRIfg==>. (Дата обращения: 24.04.2025).
11. Датчик тока LTS25-NP [Электронный ресурс] // LEM. – URL: <http://www.maglem.ru/pdf/LTS%2025-NP.pdf>. (Дата обращения: 24.04.2025).

N.M. Petukhov, A.A. Chugrov, A.E. Khramov, V.V. Sokolov

THE DEVELOPMENT OF A POWER CONVERTER WITH A DIGITAL CONTROL SYSTEM: PROBLEMS AND SOLUTIONS

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The development's results of a single-phase active power factor corrector prototype with a digital control system are presented. The relevance of the study consists in the increasing interest in this type of converter devices against the background of their active proliferation. The stages of setting up the power factor corrector's digital control system and on operation the developed converter's experimental data are presented.

Key words: pulse width converter, power factor, active power coefficient corrector, digital control system, pulse width modulation.

References

- [1] I.E. Berdnikov, A.B. Dar`enkov, A.A. Labutina, A.P. Sluzov, V.V. Sokolov. Electromagnetic compatibility of a frequency-controlled electric drive with a supply network // Actual problems of electric power industry. – 2020. - pp. 58-67. (in Russian)
- [2] Vanyaev V. V. Transformative technology: textbook. stipend. - Nizhny Novgorod: NSTU named after R.E. Alekseev, 2020. – 135 p. (in Russian)
- [3] Kovernikova L.I., Sudnova V.V., Shamonov R.G. [et al.] Quality of electric energy: current state, problems and proposals for their solution. – Novosibirsk: Nauka, 2017. – 219 p.
- [4] M. Ismael, H.E. Abdel-Aleem, Y. Abdelaziz, M.A. Bendary. Optimal harmonic passive filters for power factor correction, harmonic mitigation and electricity bill reduction using dragonfly algorithm // 25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid. 2019.
- [5] Egorov D.E., Dovgun V.P., Boyarskaya N.P., Yan A.V., Slyusarev A.S. Correction co-power efficiency in power supply systems with multiphase nonlinear loads // Izvestiya vuzov. Energy problems. 2020. No. 6, pp. 3-15. (in Russian)
- [6] Strelkov V.F., Sosnina E. N., Dar'enkov A. B., Shalukho A. V., Lipuzhin I. A. Switched-mode power supply for control system // 6th International Conference on Control, Decision and Information Technologies (CoDIT), Paris, France. 2019, pp. 500-505.
- [7] Strelkov V.F., Dar`enkov A.B., Vanyaev V.V. Quasi-resonant converter with improved characteristics // Intelligent electrical engineering. – NSTU n.a. R.E. Alekseev. – Nizhny Novgorod, 2020. - №1(9). - pp. 98-107. (in Russian)
- [8] S. Venkata. Power Factor Correction by Boost Converter // International Journal of Science and Research (IJSR). 2020. Vol. 9. No. 1, pp. 787-791.
- [9] Controllers for power factor correctors [Electronic text] // STMicroelectronics. – URL: <https://www.st.com/en/power-management/pfc-controllers.html>. (Accessed: 04/24/2025).
- [10] Controllers for power factor correctors [Electronic text] // ON Semiconductor. – URL: <https://www.onsemi.com/products/power-management/ac-dc-power-conversion/power-factor-controllers#products=fnN0YXR1c352YWx1ZX4zfiFTGFzdCBTaGlwbWVudHN+IX5MaWZldGltZX4hfk9ic29sZXRIfg> (Accessed: 04/24/2025).
- [11] Current sensor LTS25-NP [Electronic text] // LEM. – URL: <http://www.mag-lem.ru/pdf/LTS%2025-NP.pdf>. (Accessed: 04/24/2025).

УДК 621.3

В.В. Ростовский, А.В. Серебряков, Д.М. Кочеганов**СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
АВТОНОМНОГО ГЕНЕРАТОРНОГО КОМПЛЕКСА**Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. В статье рассмотрены научно-технические решения по разработке системы мониторинга технического состояния, разработке принципиальной электрической схемы системы мониторинга и трассировке печатной платы.

Ключевые слова: функциональная схема, система мониторинга, принципиальная схема.

В настоящее время применяются различные стратегии обслуживания оборудования: реактивное, по регламенту, по фактическому состоянию оборудования, ориентированное на надежность, на основе оценки рисков, экономической эффективности воздействий на оборудование и др. [0].

Более прогрессивной стратегией является обслуживание оборудования по фактическому состоянию. При этом ремонтные работы проводятся по мере необходимости, исходя из текущего состояния оборудования [0].

Для определения текущего технического состояния производственных фондов необходимо разрабатывать и внедрять средства технической диагностики. Задача диагностики сводится к определению класса технического состояния объекта диагностирования по значениям диагностических признаков. В качестве таких признаков могут использоваться различные физические величины (температура, напряжение, ток, мощность и т.д.) работающего оборудования. Методы функциональной диагностики широко применяются в различных отраслях промышленности (текстильной, нефтегазовой, деревообрабатывающей и др.). При этом системы мониторинга и диагностики позиционируются как локальные и развертываются силами предприятий [0]. Однако на многих предприятиях техническая диагностика используется недостаточно из-за отсутствия методологической основы, квалифицированных специалистов для разработки и внедрения подобных систем, высоких экономических затрат на создание и внедрение.

Создание системы мониторинга — комплексная задача. Ее решение лежит в области автоматизации и информационных технологий и достигается путем интеграции объектов контроля и пользователей системы в одно общее информационное пространство. Эффективным решением является создание системы сбора и анализа диагностической информации. Подобные системы реализованы

в энергетике и успешно используются для сбора и учета энергоресурсов [0]. Таким образом, создание недорогих и достаточно несложных систем мониторинга является актуальной задачей.

Современные автономные генераторные комплексы (АГК) состоят из множества элементов, как следствие, это приводит к возможности возникновения большого количества дефектов. Это неизбежно приводит к расширению спектра решаемых задач и одновременному росту требований к эффективности работы системы, что, в свою очередь, снижает её надёжность и значительно увеличивает материальные, временные и трудовые затраты на обслуживание оборудования. Решение подобных возникающих проблем, а также улучшение показателей надёжности составных частей установки, заключается в разработке средств определения технического состояния оборудования на каждом этапе его эксплуатации, то есть в решении задач технической диагностики.

Для решения этой задачи необходимо создать систему мониторинга технического состояния АГК, которая, анализируя показания с некоторого количества датчиков, способна оценивать текущее техническое состояние АГК, собирать статистические данные по АГК, а так же прогнозировать его состояние в будущем. Разработанная авторами система (рис.1) состоит из четырех датчиков напряжения и трех датчиков тока. Датчики напряжения расположены следующим образом: два датчика напряжения установлены на две пары отпаяк синхронного генератора, для контроля работоспособности генератора, сигнал с которых заведен на блок микроконтроллера (МК) и блок РЧ оборотов ДВС; третий датчик напряжения установлен на выходе коммутатора для контроля его работоспособности; четвертый датчик установлен на выходе LC – фильтра после AC/DC преобразователя для контроля работоспособности звена постоянного тока; датчики тока установлены на выходе автономного инвертора напряжения для мониторинга вырабатываемой мощности АГК.

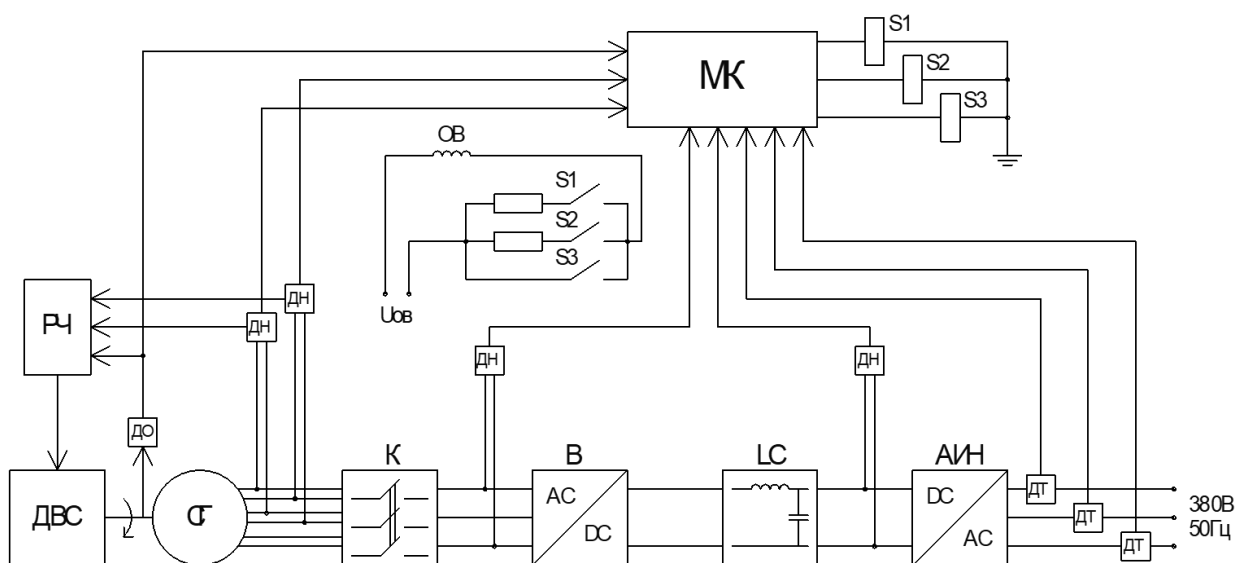


Рис. 1. Функциональная схема системы мониторинга АГК

Сигнал с датчиков тока или напряжения требует предварительной обработки, прежде чем он может быть подключен к входу АЦП микроконтроллера. Должны решаться вопросы согласования уровней сигналов, фильтрация помех, защита входа АЦП от перенапряжений [0].

Для обработки сигналов с датчиков тока и напряжения применяется схема с операционным усилителем в дифференциальном включении (рис.2).

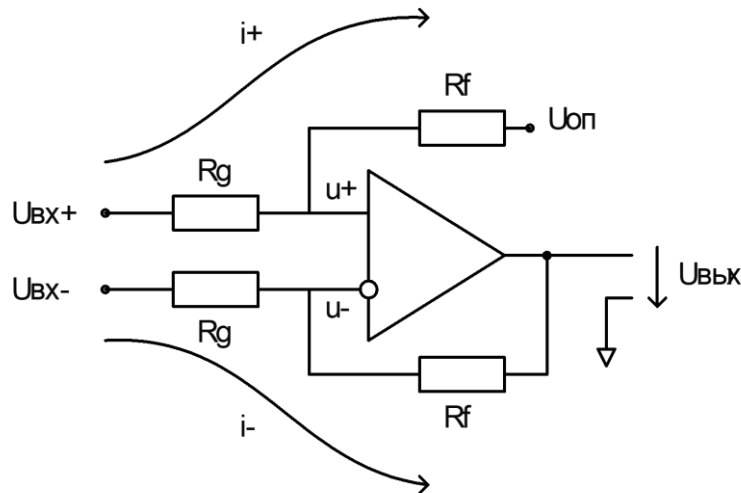


Рис. 2. Операционный усилитель в дифференциальном включении

Приняв допущение, что напряжения на прямом и инверсном входах операционного усилителя равны, а сопротивления входов равны бесконечности, можно записать следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} i_+ = \frac{u_{вх+} - u_{оп}}{R_g + R_f}; \\ u_+ = u_{оп} + i_+ R_f; \\ u_+ = u_-; \\ i_- = \frac{u_{вх-} - u_-}{R_g}; \\ u_{вых} = u_- - i_- R_f \end{cases} . \quad (1)$$

Таким образом, данная схема обладает следующими особенностями:

- Коэффициент усиления схемы равен отношению R_f и R_g ;
- Схема измеряет разницу потенциалов между прямым и инверсным входами операционного усилителя;
- Возможно смещение выходного сигнала при изменении опорного напряжения.
- На рис. 3 и 4 изображены схемы подключения датчиков напряжения и тока. Датчики имеют двухполярное питание $\pm 15V$, что позволяет измерять сигнал как с положительным, так и отрицательным знаком, что необходимо для измерения переменного тока.

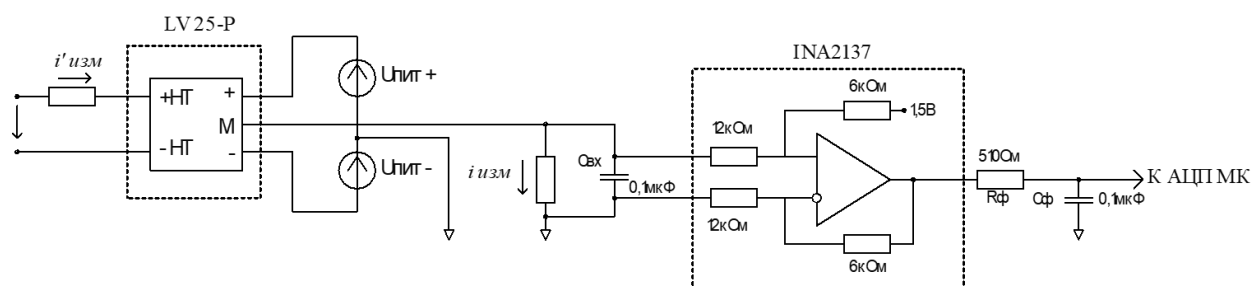


Рис. 3. Подключение датчика линейного напряжения с разнополярным выходом к микроконтроллеру с однополярным входом

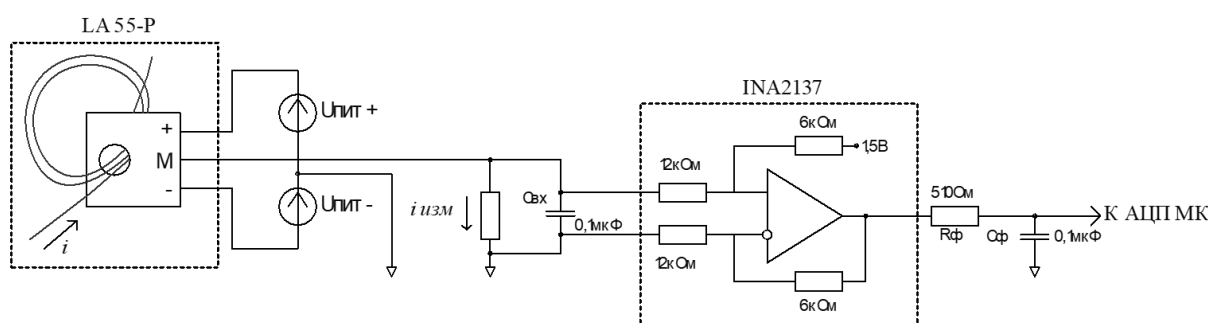


Рис. 4. Подключение датчика фазного тока с разнополярным выходом к микроконтроллеру с однополярным входом

Датчики настраиваются таким образом, чтобы при измерении максимального значения напряжения и тока на измерительном резисторе падение напряжения было не больше максимального напряжения которое может измерить АЦП микроконтроллера (чаще всего это значение 3В). Но ввиду того, что измеряется переменный ток, то и на измерительном резисторе будет падать $\pm 3В$. Схема с операционным усилителем обеспечивает смещение сигнала в сторону положительной полуволны и усиление сигнала с коэффициентом 1/2. После преобразований на микроконтроллер будет поступать сигнал 0-3 В, где 0-1,5 В будет соответствовать значению нижней полуволны, а 1,5-3 В будет соответствовать значению верхней полуволны.

Ввиду того, что количество входов АЦП микроконтроллера ограничено и нет необходимости в непрерывном опросе каждого датчика тока, датчики подключаются через мультиплексор и опрашиваются по очереди с некоторым промежутком времени.

Принципиальная электрическая схема системы мониторинга технического состояния АГК (рис.5) состоит из следующих элементов: разъём питания XP_1 , разъём датчиков XP_2 , источники питания $GB_1 - GB_4$, датчики напряжения $U_1 - U_4$, датчики тока $A_1 - A_3$, операционные усилители $AA_1 - AA_5$, мультиплексор AD_1 , разъёмы микроконтроллера $XS_1 - XS_2$.

Измеряемые сигналы поступают через разъём на датчики, далее преобразованные сигналы с датчиков поступают на операционные усилители, где после обработки подаются на вход АЦП микроконтроллера. Питание датчиков осуществляется при помощи импульсных источников питания.

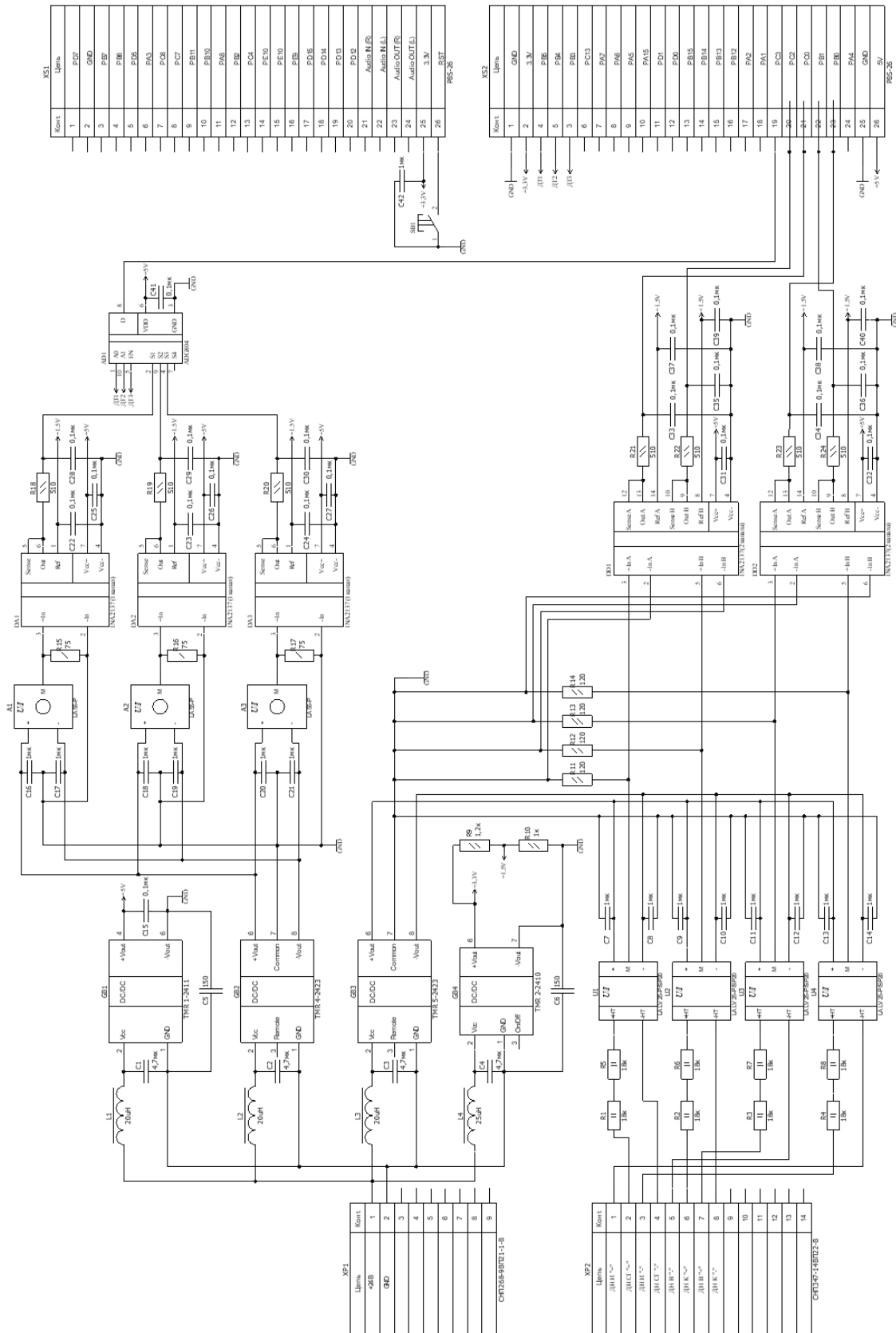


Рис. 5. Принципиальная электрическая схема системы мониторинга технического состояния АГК

Выводы

Авторами предложена сравнительно недорогая и легко реализуемая система мониторинга технического состояния автономного генераторного комплекса. Применение данной системы мониторинга позволяет решить задачу самостоятельного определения вышедшего из строя узла при отсутствии на удаленном объекте квалифицированного обслуживающего персонала для определения и устранения неисправности. Отличительной особенностью данной системы является возможность определения неисправности какого-либо узла АГК без помощи человека. Помимо этого, предложенная система мониторинга позволяет осуществлять сбор данных для осуществления прогнозирования технического состояния в будущем, что может помочь оперативно устранить неисправность и сократить интервал нерабочего состояния АГК.

Исследование выполнено в рамках государственного задания в сфере научной деятельности (тема №FSWE-2022-0005)

Библиографический список

1. **Антоненко, И. Н.** Технологическое обслуживание и ремонт оборудования. Эволюция практик и систем управления / И. Н. Антоненко, И. Э. Крюков // Молочная промышленность. — 2011. — № 10.
2. **Яблоков, А. Е.** Техническая диагностика оборудования: перспективные методы и средства / А. Е. Яблоков // Комбикорма. — 2013. — № 5.
3. **Костюков, В. Н.** Основы виброакустической диагностики и мониторинга машин: учеб. пособие / В. Н. Костюков, А. П. Наumenко. — Омск: Изд-во ОмГТУ, 2011.
4. **Малютин, А. Г.** Архитектурные аспекты реализации корпоративной информационной системы мониторинга и учета ресурсов / А. Г. Малютин, А. А. Лаврухин, А. С. Окишев // Известия Трансиба. — 2017. — № 4 (32).
5. **Анучин А.С.** Системы управления электроприводов: учебник для вузов. — М.: Издательский дом МЭИ, 2015. — 373. с.: ил.

V.V. Rostovsky, A.V. Serebryakov, D.M. Kochegarov

MONITORING SYSTEM OF THE TECHNICAL CONDITION OF AN AUTONOMOUS GENERATOR COMPLEX

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article considers scientific and technical solutions for the development of a technical condition monitoring system, the development of a basic electrical circuit for the monitoring system and the routing of the printed circuit board.

Key words: functional diagram, monitoring system, basic diagram.

References

- [1] Antonenko, I. N. Technological maintenance and repair of equipment. Evolution of practices and control systems / I. N. Antonenko, I. E. Kryukov // Dairy industry. - 2011. - No. 10.
- [2] Yablokov, A. E. Technical diagnostics of equipment: promising methods and tools / A. E. Yablokov // Combined feed. - 2013. - No. 5.
- [3] Kostyukov, V. N. Fundamentals of vibroacoustic diagnostics and monitoring of machines: textbook / V. N. Kostyukov, A. P. Naumenko. — Omsk: OmskGTU Publishing House, 2011.
- [4] Malyutin, A. G. Architectural aspects of the implementation of a corporate information system for monitoring and accounting of resources / A. G. Malyutin, A. A. Lavrukhin, A. S. Okishev // Transsib News. — 2017. — No. 4 (32).
- [5] Anuchin A.S. Electric drive control systems: a textbook for universities. — M.: MPEI Publishing House, 2015. — 373. p.: ill.

Секция 2. АВТОМАТИЗИРОВАННЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД

УДК 620.91

А.Б. Дарьенков, Ал.А. Кралин, А.В. Смирнова, Ан.А. Кралин

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДИЗЕЛЬ-ВОДОРОДНОЙ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. Разработана гибридная установка на основе дизельного генератора переменной частоты вращения и водородного топливного элемента. В пакете *MATLAB Simulink* синтезирована имитационная модель разработанной электростанции, посредством которой исследованы режимы работы установки. В частности, проведен гармонический анализ напряжения на нагрузке в переходных процессах при набросе нагрузки.

Ключевые слова: дизель-водородная энергоустановка, синхронный генератор, двигатель внутреннего сгорания, водородный топливный элемент, *MATLAB Simulink*.

В настоящее время в России все более острой становится проблема электроснабжения потребителей, расположенных в регионах, не подключенных к единой электроэнергетической системе. В связи с этим возрастает актуальность систем распределенной генерации энергии – систем, объединяющих относительно маломощные источники электроэнергии различного принципа действия, которые производят электроэнергию в месте нахождения потребителя [1, 2]. Использование таких систем повышает надежность и энергетическую безопасность электроснабжения потребителей, а также снижает энергетические потери [3].

Дизель-генераторные установки (ДГУ), широко применяемые в качестве источников электроэнергии в удаленных районах, имеют ряд преимуществ и недостатков: высокая надежность и длительный срок работы – с одной стороны, и высокий расход топлива и низкая экологичность – с другой [4].

Большинство ДГУ эксплуатируются с постоянной частотой вращения вала ДВС. Это приводит к повышенному удельному расходу топлива при работе электростанции на частичных нагрузках, то есть, когда мощность нагрузки ниже номинальной.

Исследования показали, что принудительное регулирование частоты вращения ДВС в зависимости от нагрузки позволяет снизить удельный расход топлива на 20–30%. Кроме экономии, такой подход оптимизирует тепловой режим двигателя, уменьшает механический износ деталей и существенно повышает моторесурс силовой установки [11].

Наиболее часто в гибридных установках встречается объединение ДГУ с электростанциями на основе альтернативных источников энергии, в частности, на основе водородных топливных элементов [6-7].

Настоящая работа посвящена разработке и исследованию посредством имитационного моделирования дизель-водородной энергоустановки (ДВЭ), включающей в свой состав канал генерации электроэнергии на основе ДГУ переменной частоты вращения и синхронного генератора (СГ,) а также канал на основе водородного топливного элемента.

Исследуемая структура ДВЭ представлена на рис. 1 и работает следующим образом. Блок формирования оптимальной частоты вращения вала ДВС получает сигнал с блока вычисления мощности нагрузки, который соединен с выходами датчика напряжения (ДН) и датчика тока (ДТ), измеряющими соответственно напряжение и ток на выходе управляемого выпрямителя. В зависимости от значения мощности нагрузки блок задания экономичного режима ДВС (ЗЭР), в программу работы которого заложены оптимальные зависимости скорости вращения ДВС от мощности нагрузки, соответствующие минимальному расходу топлива, задает оптимальную частоту вращения вала ДВС. С помощью сумматора сигналов вычисляется разность сигнала задания оптимальной частоты вращения вала ДВС от блока и сигнала датчика частоты вращения вала ДВС. Сигнал от сумматора поступает на вход регулятора частоты (РЧ) вращения вала ДВС, который поддерживает частоту вращения вала ДВС на уровне, заданном блоком. Таким образом, при изменении мощности нагрузки на выходных выводах, а значит, и на валу ДВС, частота вращения вала ДВС будет поддерживаться оптимальной с точки зрения минимального потребления топлива.

Комплекс содержит последовательно соединенные зарядно-разрядное устройство (ЗРУ) и аккумуляторную батарею (АКБ), что обеспечивает работу ДВС в наиболее экономичном с точки зрения потребления топлива режиме (при номинальной частоте вращения и оптимальной мощности нагрузки ДВС) путем заряда (разряда) аккумуляторной батареи при колебаниях мощности нагрузки ДВС относительно ее оптимального значения.

Если мощность нагрузки ДВС меньше значения оптимальной мощности, то излишек мощности расходуется на заряд АКБ, которая заряжается с помощью ЗРУ, подключенного к выводам конденсаторной батареи. В режиме заряда АКБ ЗРУ формирует управляющий сигнал, поступающий на вход блока ЗЭР, под воздействием которого формируется номинальное значение частоты вращения вала ДВС на входе сумматора.

Однако емкость АКБ ограничена. Если при работе устройства в режиме, в котором нагрузка ДВС меньше значения оптимальной мощности, АКБ зарядится полностью, то ЗРУ формирует управляющий сигнал, поступающий на вход блока ЗЭР, под воздействием которого блок переводится в режим формирования частоты вращения вала ДВС в функции мощности нагрузки ДВС. Т.е. устройство переводится в режим работы с переменной частотой вращения вала ДВС.

Если мощность нагрузки ДВС больше значения оптимальной мощности, то недостаток мощности компенсируется за счет энергии АКБ, которая разряжается с помощью ЗРУ, подключенного к выводам конденсаторной батареи. В режиме разряда АКБ ЗРУ подает управляющий сигнал, поступающий на вход блока ЗЭР, под воздействием которого блок формирует номинальное значение частоты вращения вала ДВС на входе сумматора.

Если при работе устройства в режиме, в котором нагрузка ДВС больше значения оптимальной мощности, АКБ разрядится полностью, то ЗРУ формирует управляющий сигнал, поступающий на вход блока ЗЭР. Под его воздействием блок переводится в режим формирования частоты вращения вала ДВС в функции мощности нагрузки ДВС. Т.е. устройство переводится в режим работы с переменной частотой вращения вала ДВС.

При изменении мощности нагрузки от нуля до номинального значения частота вращения вала ДВС, а, следовательно, и амплитуда напряжения синхронного генератора будут меняться в широком диапазоне.

При этом выходное напряжение управляемого выпрямителя, а значит и амплитуда переменного напряжения на выходных выводах и будут меняться в широком диапазоне и будут меньше номинального значения напряжения статора синхронного генератора. Для повышения выходного напряжения на выходных выводах до уровня номинального напряжения синхронного генератора на выходе инвертора напряжения включен повышающий трансформатор. Зададим с помощью блока задатчика напряжения величину выходного напряжения управляемого выпрямителя равной отношению амплитуды номинального напряжения статора синхронного генератора к коэффициенту трансформации повышающего трансформатора. Тогда на выходных выводах получим переменное трехфазное напряжение, амплитуда которого равна номинальному значению для синхронного генератора.

Блок возбуждения синхронного генератора, получающий питание через выводы подключения питания, формирует ток в обмотке возбуждения синхронного генератора с учетом сигнала от блока задания экономичной частоты вращения вала ДВС и от датчика напряжения. Таким образом, при изменении частоты вращения вала ДВС на выходных выводах поддерживается амплитуда переменного трехфазного напряжения на уровне номинального значения для статора синхронного генератора.

Частота выходного трехфазного напряжения на выходных выводах при изменении частоты вращения вала ДВС поддерживается неизменной с помощью инвертора на уровне, задаваемом блоком задатчика частоты выходного напряжения.

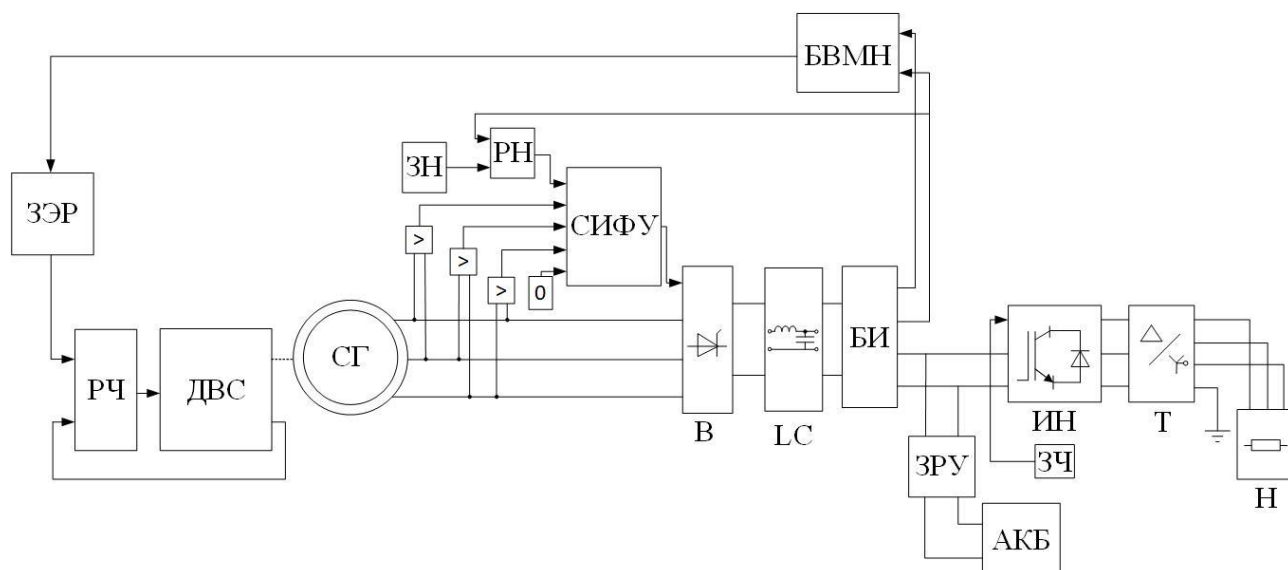


Рис. 1. Структура ДВЭ:

ДВС – двигатель внутреннего сгорания; СГ – синхронный генератор; В – выпрямитель; LC – LC-фильтр; БИ – блок измерителя; БВМН – блок вычисления мощности нагрузки; РЧ – регулятор частоты; ЗН – задатчик напряжения; РН – регулятор напряжения; СИФУ – система импульсно-фазового управления; Т – трансформатор; ИН – инвертор напряжения; Н – нагрузка; АКБ – аккумуляторная батарея; ЗРУ – зарядно-разрядное устройство; ЗЭР – задатчик экономичного режима ДВС.

Разработанная в пакете *MATLAB Simulink* с использованием метода структурного моделирования имитационная модель ДВЭ представлена на рис. 2 [8].

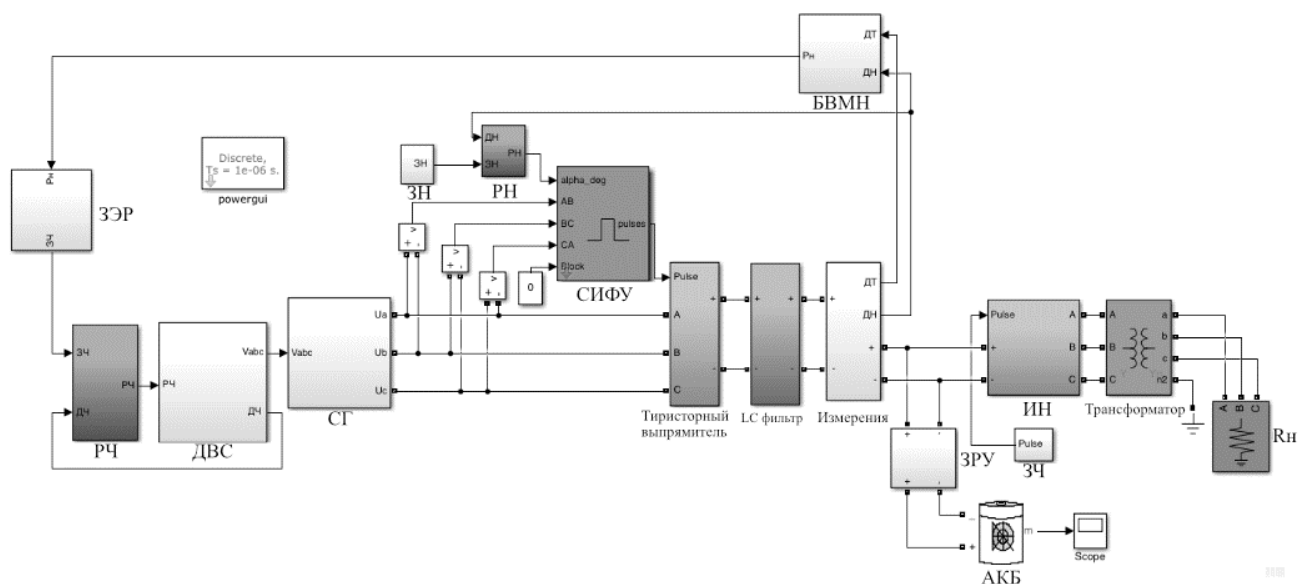


Рис. 2. Имитационная модель ДВЭ

СГ осуществляет вращение при помощи ДВС с газотурбинным наддувом, для которого справедлива следующая система уравнений [13]:

$$\left\{ \begin{array}{l} (T_{ax}p + \delta_{d\mu})y_0 = k_1y_n - \mu_0; \\ (T_Tp + \delta_T)y_T = k_Ty_0 - y_n; \\ (T_Kp + \delta_K)y_n = y_T - k_Ky_0; \\ (T_{ax}p + \delta_d)y_0 = \chi_0 - k_dy_n; \\ (T_Tp + \delta_T)y_T = k_h\chi_0 + k_Ty_0 - y_n; \\ k_gg_\omega = \chi_0 + \Theta_\phi y_0, \end{array} \right. \quad (1)$$

где y_0, μ_0 – скорости вращения вала и нагрузки двигателя; y_n – давление нагнетаемого воздуха; y_T – скорость вращения ротора турбины; χ_0 – положение рейки топливного насоса; g_ω – цикловая подача топлива; T_{ax}, T_T, T_K – постоянные времени дизеля в канале нагрузочного воздействия, турбонагнетателя, впускного коллектора, дизеля в канале регуляторного воздействия; $\delta_{d\mu}, \delta_d$ – коэффициенты самовыравнивания дизеля в канале нагрузочного воздействия и в канале регуляторного воздействия; δ_T, δ_K – коэффициенты турбонагнетателя и впускного коллектора; k_1, k_d – коэффициенты зависимости крутящего момента на валу дизеля от давления наддува и изменения момента сопротивления на валу дизеля при изменении мощности нагрузки; k_T, k_K, k_h, k_g – соответственно коэффициенты зависимости расхода воздуха через дизель от скорости его вращения, зависимости крутящего момента турбины от ее скорости вращения, зависимости крутящего момента турбины от положения рейки топливного насоса, самовыравнивания дизеля; Θ_ϕ – коэффициент усиления топливоподающей аппаратуры дизеля.

Модель синхронного генератора составлена на основе уравнений Парка-Горева в системе координат $d-q$ в относительных единицах [17].

Полученные в ходе моделирования, временные зависимости тока нагрузки, частоты вращения вала ДВС, напряжения на выходе выпрямителя, а также осциллограммы напряжения на выходе инвертора напряжения, после фильтра, мгновенного на нагрузке, действующего на нагрузку, отражают результаты имитационного моделирования. Данные графики приведены на рис. 5 и 6 соответственно. Характер нагрузки ступенчатый.

Изначально СГ работал с нагрузкой 1,25 кВт. Из графиков видно, что ток нагрузки и частота вращения ДВС составляли 2 А и 300 рад/с соответственно. В момент времени $t=36$ с наброс нагрузки составил 100 %. Ток и частота увеличились до 4 А и 400 рад/с соответственно. В момент времени $t=48$ с сброс нагрузки составил 55 %. Ток и частота уменьшились до 1,8 А и 270 рад/с соответственно. Таким образом, осуществляется управление скоростью вращения вала ДВС в зависимости от изменения нагрузки. Это свидетельствует о правильной работе системы управления ДВЭ в заданном диапазоне нагрузок. Система управления ДВЭ обеспечивает поддержание эффективного режима работы дизельного двигателя, что более подробно описано в статье [13].

$$\left\{ \begin{array}{l} u_d = -r_1 i_d + p \psi_d \frac{1}{\Omega_0} - \psi_q \omega; \\ u_q = -r_1 i_q + p \psi_q \frac{1}{\Omega_0} + \psi_d \omega; \\ u_f = r_f i_f + p \psi_f \frac{1}{\Omega_0}; \\ u_{kd} = r_{kd} i_{kd} + p \psi_{kd} \frac{1}{\Omega_0} = 0; \\ u_{kq} = r_{kq} i_{kq} + p \psi_{kq} \frac{1}{\Omega_0} = 0; \\ \psi_d = x_{md}(-i_d + i_f + i_{kd}) - x_{as} i_d; \\ \psi_q = x_{mq}(-i_q + i_{kq}) + x_{as} i_q; \\ \psi_f = x_{md}(-i_d + i_f + i_{kd}) + x_{fs} i_f; \\ \psi_{kd} = x_{md}(-i_d + i_f + i_{kd}) + x_{kds} i_{kd}; \\ \psi_{kq} = x_{mq}(-i_q + i_{kq}) + x_{kqs} i_{kq}; \\ u_a^2 = u_d^2 + u_q^2; \\ i_a^2 = i_d^2 + i_q^2; \\ P = u_d i_d + u_q i_q; \\ Q = -u_d i_q + u_q i_d; \\ \mu \frac{J \Omega_0}{M_0} \cdot \frac{d\omega}{dt} + \psi_q i_d - \psi_d i_q. \end{array} \right. \quad (2)$$

Проведен спектральный анализ напряжения на нагрузке с целью оценки его качества. На рис. 7, а, б отображены спектральный состав и значение коэффициента нелинейных искажений линейного напряжения после фильтра и на нагрузке соответственно.

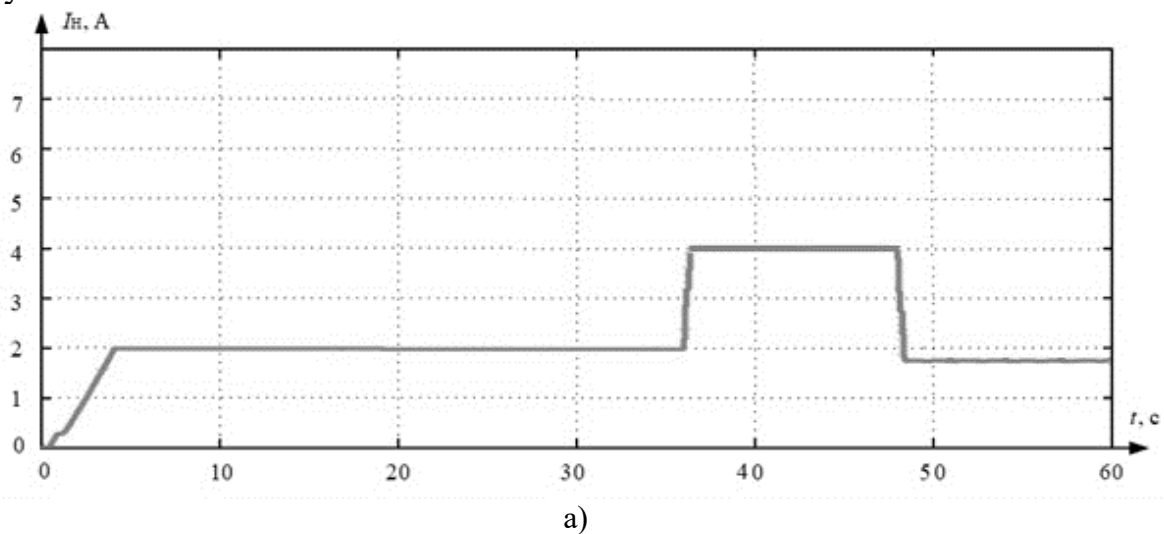
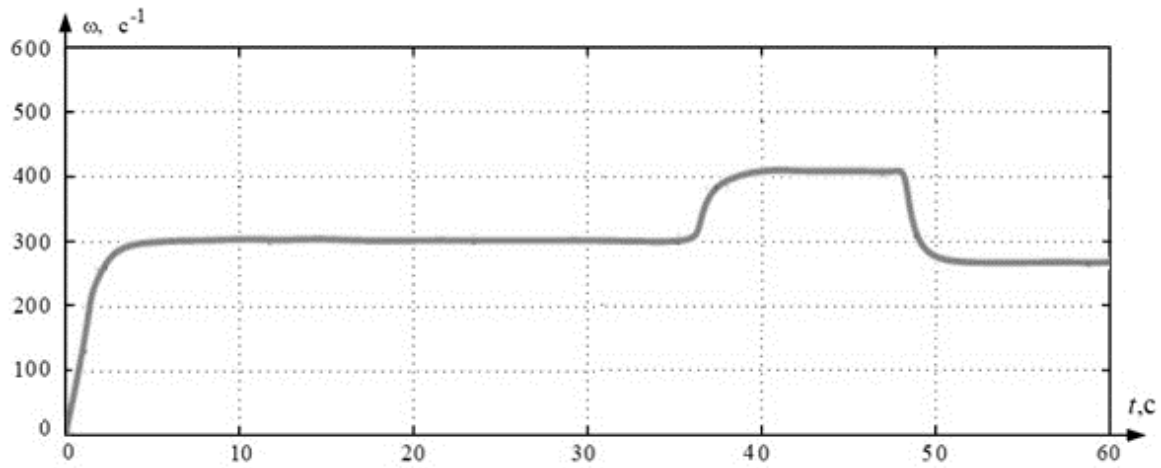
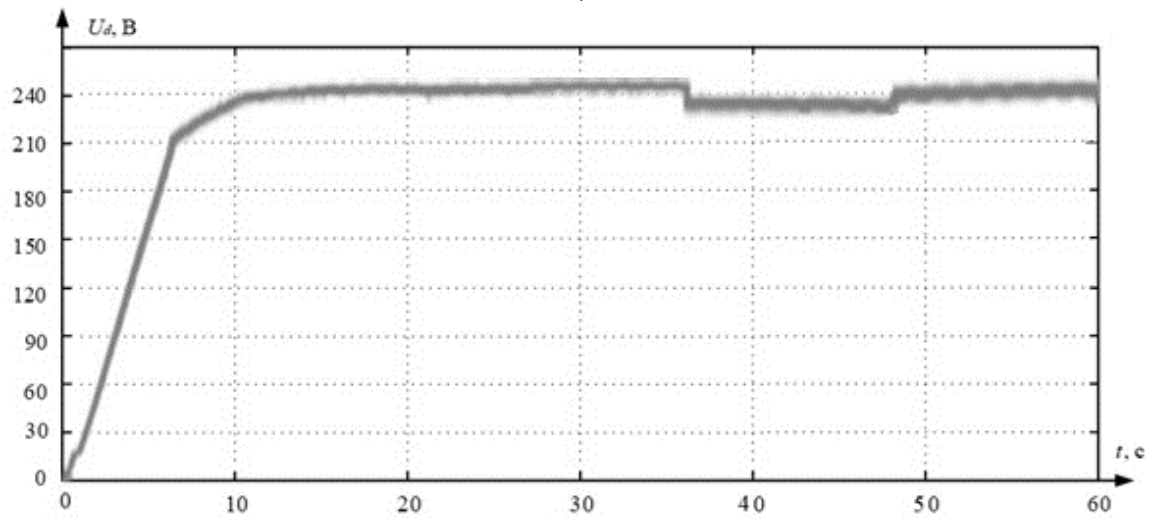


Рис. 3. Временные зависимости (начало)



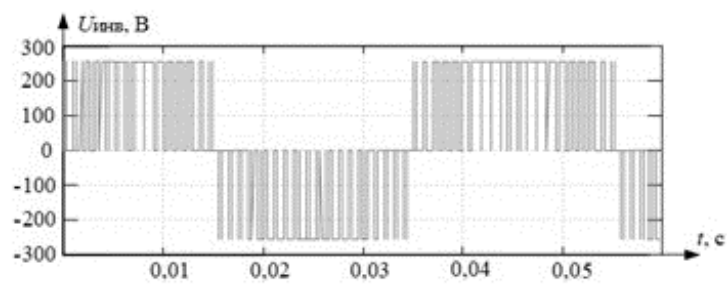
б)



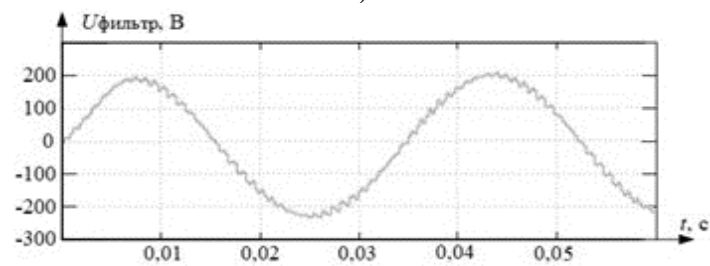
в)

Рис. 3. Временные зависимости (окончание):

а) ток нагрузки; б) частота вращения вала ДВС; в) напряжение на выходе выпрямителя



а)



б)

Рис. 4. Осциллограммы напряжений (начало)

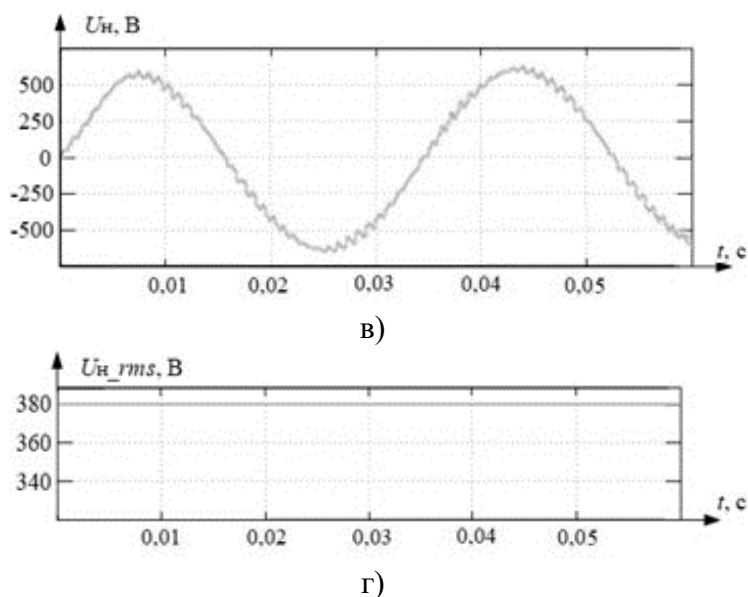


Рис. 4. Осциллограммы напряжений (окончание):

а) на выходе инвертора напряжения; б) после фильтра; в) – на нагрузке, мгновенное;
г) на нагрузке, действующее

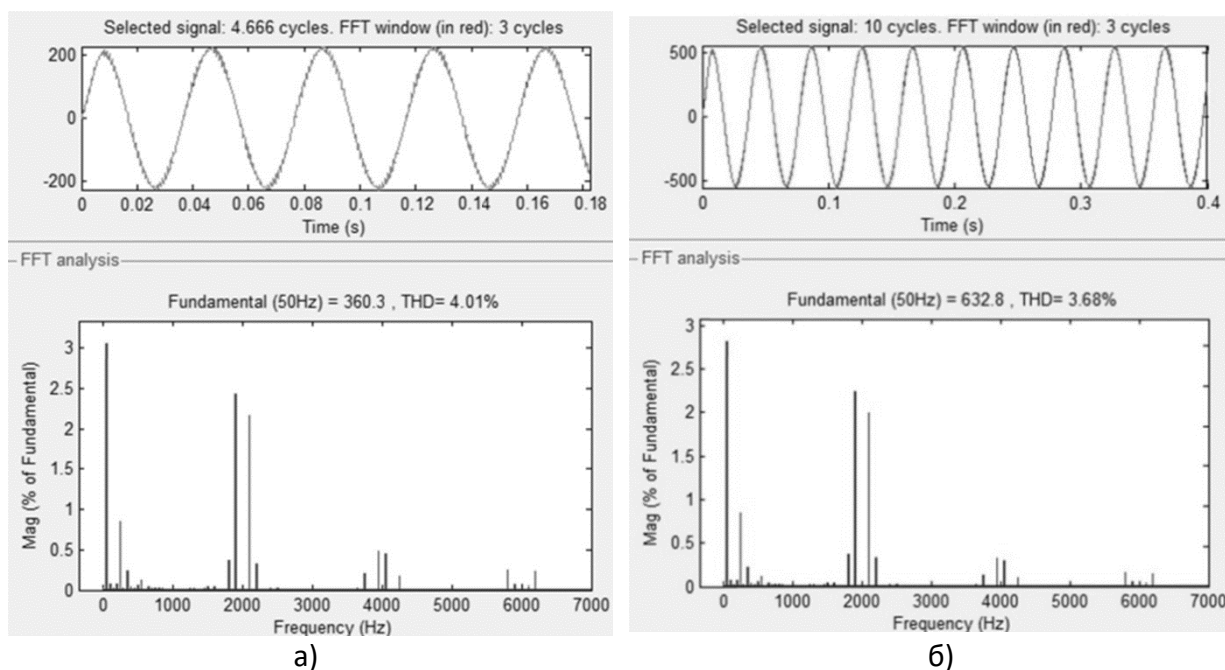


Рис. 5. Спектральный анализ напряжения на нагрузке:

а) после фильтра; б) на нагрузке

На основе спектрального анализа напряжения можно сделать вывод, что коэффициент нелинейных искажений после фильтра равен 4,01 %, а на нагрузке составляет 3,7 %. Снижение коэффициента нелинейных искажений свидетельствует об улучшении качества напряжения на нагрузке благодаря воздействию индуктивности трансформатора. Качество напряжения на нагрузке соответствует требованиям ГОСТ для сетей 0,4 кВ, согласно которому допустимый коэффициент напряжения не должен превышать 8 %.

Библиографический список

1. **Воропай Н.И.** Направления и проблемы трансформации электроэнергетических систем // *Электричество*. 2020. № 7. С. 12-21.
2. **Рустамов Н.Т., Эгамбердиев Б.Э., Меирбекова О.Д., Бабахан Ш.** Гибридная система распределенной генерации энергии // *European Journal of Technical and Natural Sciences*. 2023. № 1. С. 36–46.
3. **Илюшин П.В.** Преимущества и общесистемные эффекты от интеграции объектов распределенной генерации в распределительные сети // *Электрооборудование: эксплуатация и ремонт*. 2020. № 1. С. 17–23.
4. **Ким К.Ч.** К вопросу оптимизации работы накопителя энергии и дизельного генератора в составе локальной энергосистемы // *Международный научно-исследовательский журнал*. 2022. № 9. С. 1–8.
5. **Лаврик А.Ю., Жуковский Ю.Л., Лаврик А., Булдыско А.Д.** Особенности выбора оптимального состава ветро-солнечной электростанции с дизельными генераторами // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2020. № 1. С. 10–17.
6. **Соснина Е.Н., Шалухо А.В., Веселов Л.Е.** О применении ТОТЭ на биогазе в системах электроснабжения сельскохозяйственных предприятий // *Интеллектуальная электротехника*. 2020. № 4. С. 27–41.
7. **Куликов А.Л., Ванияев В.В., Дарьенков А.Б., Шахов А.В.** Источник резервного электропитания с водородным топливным элементом и литий-железо-фосфатной аккумуляторной батареей // *Интеллектуальная электротехника*. 2021. № 3. С. 107–124.
8. **Кудинов Ю.И., Пашенко Ф.Ф.** Теория автоматического управления (с использованием MATLAB SIMULINK). СПб.: Лань, 2019. 312 с.
9. **Поляков И.М.** Дизель-генераторная установка переменный частоты вращения: дис. ... канд. техн. наук. Н. Новгород, 2013. 149 с.
10. **Дунаевский С.Я., Крылов О.А., Мазия Л.В.** Моделирование элементов электро-механических систем. М.: Энергия, 1996. 304 с.
11. **Дарьенков А.Б., Хватов О.С.** Автономные дизель-генераторные установки переменной частоты вращения // Н. Новгород: НГТУ, 2023 – 283 с.
12. **Хватов О.С., Дарьенков А.Б., Тарасов И.М.** Дизель-генераторная электростанция с переменной частотой вращения вала // *Вестник Ивановского государственного энергетического университета*. – 2010. – № 2. – С. 53-56.
13. **Хватов О. С., Дарьенков А.Б.** Электростанция на базе дизель-генератора переменной частоты вращения // *Электротехника*. – 2014. – № 3. – С. 28-32.
14. **Дарьенков А.Б., Гузев С.А.** Автономная электростанция переменного тока: пат. RU168615U1; МПК H02P 9/48, H02K 19/34, заявл. 2016118233, 2016.05.11; опубл. 2017.02.13, бюл. № 5. – 7 с.
15. **Кочеганов Д.М., Серебряков А.В., Дарьенков А.Б., Стеклов А.С.** Имитационная модель комбинированной электростанции на основе матричного преобразователя частоты // *Сборник трудов XI Международной (XXII Всероссийской) конференции по автоматизированному электроприводу АЭП 2020*, Санкт-Петербург, 04–07 октября 2020 года. – Санкт-Петербург: федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования "Национальный исследовательский университет ИТМО", 2021. – С. 87-94.
16. **Куликов А.Л., Ванияев В.В., Дарьенков А.Б., Шахов А.В.** Источник резервного электропитания с водородным топливным элементом и литий-железо-фосфатной аккумуляторной батареей // *Интеллектуальная электротехника*. – 2021. – № 3(15). – С. 107-124.
17. **Жиленков А.А., Яковлева Д.Н.** Синтез модели синхронной машины, оперирующей естественными фазными сигналами обмоток статора // *Системы управления и информационные технологии*. – 2017. – № 2(68). – С. 49-52.

A.B. Dar'enkov, Al.A. Kralin, A.V. Smirnova, An.A. Kralin

RESEARCH INTO THE DYNAMIC OPERATING MODES OF A DIESEL-HYDROGEN POWER SYSTEM

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. A hybrid system based on a variable-speed diesel generator and a hydrogen fuel cell has been developed. In the MATLAB Simulink package, a simulation model of the developed power system is synthesized, through which the operating modes of the system are investigated. In particular, a harmonic analysis of the load voltage in transient processes during load build-up is carried out.

Key words: diesel-hydrogen power system, synchronous generator, internal combustion engine, hydrogen fuel cell, MATLAB Simulink.

References

- [1] Voropai N.I. Napravleniya i problemy transformacii elektroenergeticheskikh system [Directions and problems of transformation of electric power systems] // Electricity. 2020. No. 7. pp. 12-21.
- [2] Rustamov N.T., Egamberdiev B.E., Meirbekova O.D., Babakhan S. Gibridnaya sistema raspredelennoj generacii energii [Hybrid distributed energy generation system] // European Journal of Technical and Natural Sciences. 2023. No. 1. pp. 36-46.
- [3] Ilyushin P.V. Preimushchestva i obshchesistemnye efekty ot integracii ob"ektov raspredelennoj generacii v raspredelitel'nye seti [Advantages and system-wide effects of integrating distributed generation facilities into distribution networks] // Electrical equipment: operation and repair. 2020. No. 1. pp. 17-23.
- [4] Kim K.Ch. K voprosu optimizacii raboty nakopitelya energii i dizel'nogo generatora v sostave lokal'noj energosistemy [On the issue of optimizing the operation of an energy storage device and a diesel generator as part of a local power system] // International Scientific Research Journal. 2022. No. 9. pp. 1-8.
- [5] Lavrik A.Yu., Zhukovsky Yu.L., Lavrik A., Buldysko A.D. Osobennosti vybora optimal'nogo sostava vetro-solnechnoj elektrostancii s dizel'nymi generatorami [Features of choosing the optimal composition of a wind-solar power plant with diesel generators] // Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Energy problems. 2020. No. 1. pp. 10-17.
- [6] Sosnina E.N., Shalukho A.V., Veselov L.E. O primenении TOTE na biogaze v sistemah elektrosnabzheniya sel'skohozyajstvennykh predpriyatij [On the use of TOT on biogas in power supply systems of agricultural enterprises] // Intelligent electrical engineering. 2020. No. 4. pp. 27-41.
- [7] Kulikov A.L., Vanyaev V.V., Darienkov A.B., Shakhov A.V. Istochnik rezervnogo elektropitaniya s vodorodnym toplivnym elementom i litij-zhelezo-fosfatnoj akkumulyatornoj batareej [Backup power source with hydrogen fuel cell and lithium-iron-phosphate battery // Intelligent electrical engineering]. 2021. No. 3. pp. 107-124.
- [8] Kudinov Yu.I., Pashchenko F.F. Teoriya avtomaticheskogo upravleniya (s ispol'zovaniem MATLAB SIMULINK) [Theory of automatic control (using MATLAB SIMULINK)]. St. Petersburg: Lan, 2019. 312 p.
- [9] Polyakov I.M. Dizel'-generatornaya ustanovka peremennyy chasty vrashcheniya: dis. ... kand. tekhn. nauk [Diesel generator set with variable speed: dis. ... Candidate of Technical Sciences, N. Novgorod], 2013. 149 p.
- [10] Dunaevsky S.Ya., Krylov O.A., Maziya L.V. Modelirovanie elementov elektromekhanicheskikh sistem [Modeling of elements of electromechanical systems. Moscow: Energiya], 1996. 304 p.

- [11] Dar'enkov A.B., Khvatov O.S. Avtonomnye dizel'-generatornye ustanovki peremennoj chastoty vrashcheniya [Autonomous diesel generator sets of variable rotation speed] // Nizhniy Novgorod: NNSTU, 2023 – 283 p.
- [12] Khvatov O.S., Dar'enkov A.B., Tarasov I.M. Dizel'-generatornaya elektrostanciya s peremennoj chastotoj vrashcheniya vala [Diesel generator power plant with variable shaft speed] // Bulletin of the Ivanovo State Power Engineering University] – 2010. – № 2. – pp. 53-56.
- [13] Khvatov O. S., Dar'enkov, A.B. Elektrostanciya na baze dizel'-generatora peremennoj chastoty vrashcheniya [A power plant based on a variable-speed diesel generator] // Electrotechnica. – 2014. – № 3. – pp. 28-32.
- [14] Dar'enkov A.B., Guzev S.A. Avtonomnaya elektrostanciya peremennogo toka [Autonomous AC power plant]: pat. RU168615U1; IPC H02P 9/48, H02K 19/34, application 2016118233, 05/16/11; publ. 2017.02.13, bul. № 5. – 7 p.
- [15] Kochegarov D.M., Serebryakov A.V., Dar'enkov A.B., Steklov A.S. Imitacionnaya model' kombinirovannoj elektrostancii na osnove matrichnogo preobrazovatelya chastoty [Simulation model of a combined power plant based on a matrix frequency converter] // Proceedings of the XI International (XXII All-Russian) Conference on Automated electric drive AEP 2020, St. Petersburg, 04-07 October 2020. Saint Petersburg: Federal State Autonomous Educational Institution of Higher Education "ITMO National Research University", 2021, pp. 87-94.
- [16] Kulikov A.L., Vanyaev V.V., Dar'enkov A.B., Shakhov A.V. Istochnik rezervnogo elektropitaniya s vodorodnym toplivnym elementom i litij-zhelezo-fosfatnoj akkumulyatornoj batareej [A backup power source with a hydrogen fuel cell and a lithium-iron-phosphate rechargeable battery] // Intelligent Electrical Engineering. – 2021. – № 3(15). – pp. 107-124.
- [17] Zhilenkov A.A., Yakovleva D.N. Sintez modeli sinhronnoj mashiny, operiruyushchej estestvennymi faznymi signalami obmotok statora [Synthesis of a synchronous machine model operating with natural phase signals of stator windings] // Management systems and information technologies. – 2017. – № 2(68). – pp. 49-52

УДК 621.3.078

А.Б. Дарьенков, А.Е. Храмов

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ АКТИВНЫХ СОПРОТИВЛЕНИЙ СТАТОРА И РОТОРА АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. В статье описана процедура синтеза идентификатора активных сопротивлений статора и ротора асинхронного двигателя, показана его структура и рассмотрен алгоритм определения параметров схемы замещения электродвигателя, полученный на основании теории устойчивости Ляпунова, отличающийся тем, что процесс идентификации неизмеряемых координат электродвигателя может производиться во всём рабочем диапазоне частот вращения вала, начиная с околонулевых скоростей. Разработана математическая модель идентификатора параметров, включённого в структуру наблюдателя состояния асинхронного двигателя, на основании которой проведены имитационные исследования, подтверждающие состоятельность предлагаемого алгоритма идентификации активных сопротивлений статора и ротора асинхронной машины.

Ключевые слова: асинхронный двигатель, идентификация параметров, трехфазная модель асинхронного двигателя, наблюдатель состояния электродвигателя.

В современной промышленности России и мира электрический привод переменного тока является ключевой единицей в структуре промышленного производства – на его основе конструируются робототехнические комплексы и системы, металло- и деревообрабатывающие станки, он входит в состав буровых установок, механизмов для непосредственной добычи и перекачки нефти и много другого.

По итогам 2024 года объём мирового рынка электрических приводов переменного тока оценивается в 25,51 млрд долларов США, а к 2029 году, как ожидается, достигнет 32,70 млрд долларов США с ежегодным увеличением в среднем на 5,10 % в течение 2024-2029 годов [1]. Лидерами этого сегмента рынка являются датские, немецкие, американские производители: *Danfoss*, *Siemens AG*, *ABB Ltd*, *Rockwell Automation Inc.*, *Schneider Electric* [2]. Причём, как показывает исследование [3], большинство современных электрических приводов как проектируемых, так и выпускаемых промышленностью построены на основе асинхронного двигателя (АД) благодаря простоте конструкции и обслуживания двигателя и повышенной надёжности.

Сейчас ввиду непрерывного совершенствования микропроцессорной элементной базы и алгоритмов управления АД, снижения в ближайшие 15...20 лет

уровня добычи нефти и газа [4], особое внимание стало уделяться вопросам энергетической эффективности электрических приводов. Этому способствует и тот факт, что по данным Международного энергетического агентства [5] электродвигатели потребляют около 65 % всей энергии, вырабатываемой в мировой электроэнергетике.

Существует два метода управления АД: скалярный и векторный. Первый, как более простой в реализации, широко применяется для электрических приводов вентиляторов, компрессоров, насосов и других устройств в цементной, горнодобывающей, металлургической, целлюлозно-бумажной, электроэнергетической отраслях, где не требуется высокого качества и широкого диапазона регулирования частоты вращения (порядка 1:10).

Второй метод управления АД – векторный – позволяет с повышенной точностью регулировать момент двигателя (единицы процентов) и его скорость (сотые доли процента) отдельно, как в двигателях постоянного тока, обеспечивает диапазон регулирования 1:1000 и выше [6]. Впервые датчиковая система векторного управления АД была создана в 1971 году под руководством Феликса Блашке, инженера компании *Siemens AG* [7]. Внедрение векторных электроприводов позволяет снизить потребление электрической энергии на 30-40 % на каждые 10 м² при оснащении ими производственных площадей и коммерческих зданий [1]. Поскольку мировой спрос на электроэнергию неуклонно растёт, как и доля потребления электроэнергии низковольтными двигателями (40 %), потенциал энергосбережения двигателей до 1000В в промышленности достаточно высок. Оснащение таких электроприводов системами векторного управления позволит в перспективе косвенно снизить долю выбросов углекислого газа в атмосферу, что положительно скажется на биогеоценозе планеты.

Большинство существующих электрических приводов, используемых в промышленности, оснащены скалярными системами управления. Напротив, ряд комплексов в автомобильной, химической, станкостроительной отрасли и других требуют широкого диапазона регулирования как скорости, так и момента двигателя. Процесс внедрения в такие комплексы векторных систем с датчиком скорости порождает ряд технических проблем. Наиболее острая из них – это отсутствие возможности установки физического датчика скорости на вал существующего в промышленном механизме двигателя. Данное обстоятельство стало существенным барьером в распространении таких систем управления вплоть до начала 80-90-х годов прошлого столетия, когда появились первые реализованные на практике системы бездатчикового векторного управления АД.

К настоящему времени бездатчиковые системы векторного управления АД считаются наиболее перспективными как при модернизации существующего оборудования, так и в случае проектирования новых систем, поскольку обладают высокой точностью регулирования, повышенной энергоэффективностью и из-за отсутствия датчика скорости имеют меньшие стоимость, массу и габариты двигателя, а также повышенную помехозащищённость.

В Российской Федерации по состоянию на 2024 год сохраняется высокая зависимость отечественной промышленности от импорта электрических приводов – в основном из Германии и Китая [8]. Наличие так называемых «мастер-аккаунтов» позволяет производителю удалённо, за пределами нашей страны, управлять системами электрических приводов, что может подорвать безопасность и бесперебойное выполнение технологического процесса. В условиях действия Указа Президента России о безопасности критической информационной инфраструктуры нашей страны [9] актуальной является разработка бездатчиковых векторных электроприводов, оснащённых отечественным программным обеспечением и алгоритмами. В этом и заключается цель данной работы.

В процессе создания бездатчиковых систем векторного управления возникает существенная проблема получения сигналов текущей частоты вращения вала двигателя. Известное решение этой проблемы – построение математических алгоритмов на основе электромагнитных процессов АД, которые по информации с датчиков токов и напряжений статора рассчитывают вектор трёх неизмеряемых координат электропривода: частота вращения, модуль потокосцепления и угол поворота вектора потокосцепления ротора. Эти алгоритмы получили название «Наблюдатели состояния» [10].

Алгоритмов и методик синтеза наблюдателей состояния к настоящему времени разработано большое количество [11], достаточное для выбора конкретного наблюдателя, который будет учитывать особенности работы электропривода во всех типах производственных механизмов и машин. Единственный серьёзный недостаток всех существующих наблюдателей – возникновение высокой погрешности определения переменных состояния АД (потокосцепление, частота вращения вала), превышающей 20% ввиду неучёта изменения величин активных сопротивлений статора и ротора двигателя при нагреве [12]. Как показывает исследование [13], сопротивления статора и ротора АД могут изменяться на 50% и более. Преодолеть указанный недостаток возможно путём создания алгоритмов идентификации параметров АД.

Известно достаточно большое количество разработок наблюдателей состояния электродвигателей. Так, авторы исследования [14] спроектировали наблюдатель состояния на основе решения системы уравнений Парка-Горева в комплексной форме. Проведение одновременного расчёта для двух проекций переменных при помощи записи в комплексной форме позволяет ускорить скорость вычисления в случае цифровой реализации алгоритма. Результаты имитационных исследований показали погрешность оценки частоты вращения ротора в установившемся режиме на уровне 0,5 %. Однако, как указывают сами авторы работы [14], полученный наблюдатель при работе АД на низких частотах вращения вала (менее 300 об/мин) рассчитывает частоту вращения ротора с погрешностью порядка 3% в установившемся режиме. Кроме того, в случае изменения активного сопротивления статора на 10 %, погрешность оценки данной переменной возрастает до недопустимых 13 %.

Альтернативные варианты построения наблюдателей состояния изложены в обзорном исследовании [15]. Способ оценки частоты вращения с использованием дополнительного высокочастотного сигнала, поступающего в цепь ротора, или посредством определения гармонических составляющих в воздушном зазоре АД инвариантен к изменению параметров схемы замещения АД, однако не лишён недостатков. Так, индуцированные высокочастотным сигналом пространственные гармоники в воздушном зазоре между статором и ротором накладываются на форму основного потокосцепления. В результате этого напряжение статора АД содержит пульсирующую составляющую, частота и амплитуда колебаний которой пропорциональны частоте вращения ротора. При малых частотах вращения изменение реактивного сопротивления мало, вследствие чего оценка частоты вращения производится с погрешностью свыше 8...12 %.

Алгоритм наблюдателя состояния, построенный на основе расширенного фильтра Калмана [15], изначально базируется на вычислении вероятностных оценок, поэтому обладает высокой устойчивостью и малой погрешностью оценки неизмеряемых координат привода в условиях наличия шумовой составляющей в сигнале датчиков тока и напряжения. Однако процесс синтеза такого наблюдателя основан на линеаризации нелинейной динамической модели АД. В результате наблюдатель обеспечивает точную оценку переменной только в том случае, если погрешность оценки также изменяется по линейному закону. Очевидно, что это не соблюдается в условиях промышленного применения, равно как и постоянство активных сопротивлений статора и ротора, от изменения которых кратно, до 12...16 %, увеличивается ошибка оценки частоты вращения ротора АД данного наблюдателя [16].

Для снижения зависимости работы наблюдателя от изменения активных сопротивлений обмоток статора R_S и ротора R_R АД, в структуру системы векторного управления дополнительно должен быть включён идентификатор этих параметров, который будет вычислять их точные значения независимо от температуры нагрева. В исследовании [17] предлагается метод, основанный на подаче низкочастотного сигнала для оценки сопротивления статора. В этом способе низкочастотный синусоидальный ток подается по оси d тока статора для создания потокосцепления статора. Разность фаз между генерируемым синусоидальным потокосцеплением и вводимым синусоидальным током определяет несоответствие начального значения сопротивления статора и его текущей величины. По результатам имитационного исследования, проведённого авторами в [17], погрешность оценки активного сопротивления статора составляет 2...5 %. Данное решение требует для реализации не только отдельного источника синусоидального тока, но и информации об угле поворота ротора, которая используется в вычислениях. Последняя может быть получена либо от физического датчика скорости, либо посредством организации дополнительного наблюдателя состояния, вычисляющего этот угол. Указанное будет вносить дополнительную погрешность в оценку активного сопротивления статора.

Для сравнения, авторы работы [17] выполнили построение идентификатора на базе фильтра Калмана. В этом случае погрешность при расчёте активного сопротивления статора находилась в диапазоне 8,5...15,0 %. Несмотря на высокую скорость расчёта указанного параметра сопротивления фильтром Калмана, погрешность его оценки возрастает по мере изменения других параметров, входящих в математическое описание данного идентификатора (главная индуктивность, а также индуктивности статора и ротора). В результате вариаций неидентифицируемых параметров, погрешность оценки активного сопротивления статора возрастает до недопустимых величин в диапазоне 30...50 %.

В целях преодоления указанных недостатков, авторами разработан идентификатор активных сопротивлений статора и ротора АД, отличительной чертой которого является то, что оценки неизмеряемых величин сопротивлений определяются во всём рабочем диапазоне частот вращения вала двигателя, включая область низких скоростей (менее 300 об/мин).

Идентификатор активных сопротивлений статора и ротора построен на основе математического представления электромагнитных процессов АД, которое в матричной форме имеет вид (1):

$$\frac{d}{dt} \cdot x = A \cdot x + B \cdot \vec{U}_s, \quad (1)$$

где $x = [I_{s\alpha} I_{s\beta}]^T$ – матрица переменных состояния АД; A – матрица состояния объекта; B – матрица коэффициентов связи; $\vec{U}_s = [U_{s\alpha} U_{s\beta}]^T$ – вектор напряжения статора; y – матрица доступных измерений; C – матрица выхода; $I_{s\alpha}$, $I_{s\beta}$ – токи статора АД в двухфазной системе координат, А; $U_{s\alpha}$, $U_{s\beta}$ – напряжения статора АД в двухфазной системе координат, В.

Математическая модель идентификатора параметров АД, определяемая выражением (2), включает в себя оценочные величины токов статора, по которым определяются оценки активных сопротивлений статора и ротора:

$$\frac{d}{dt} \cdot \hat{x} = \hat{A} \cdot \hat{x} + \hat{B} \cdot \vec{U}_s, \quad (2)$$

где $\hat{x} = [\hat{I}_{s\alpha} \hat{I}_{s\beta}]^T$ – оценочная матрица переменных состояния АД; \hat{A} , \hat{B} – оценочные матрицы состояния и коэффициентов связи АД; $\hat{I}_{s\alpha}$, $\hat{I}_{s\beta}$ – оценочные значения токов статора, А.

Оценочные параметры сопротивлений статора и ротора, которые формирует идентификатор АД, будем обозначать как \hat{R}_S и \hat{R}_R соответственно. Указанные величины сопротивлений идентификатор параметров АД рассчитывает согласно равенствам (3-4):

$$\hat{R}_S = \frac{\lambda}{\sigma \cdot L_S} \cdot \int (\hat{I}_{s\alpha} \cdot [I_{s\alpha} - \hat{I}_{s\alpha}] + \hat{I}_{s\beta} \cdot [I_{s\beta} - \hat{I}_{s\beta}]) \cdot dt, \quad (3)$$

$$\hat{R}_R = R_{R0} \cdot \frac{\hat{R}_S}{R_{S0}}, \quad (4)$$

где λ – коэффициент усиления идентификатора; σ – полный коэффициент рассеяния машины, о.е.; L_S – индуктивность статора, Гн; R_{R0} – начальное значение активного сопротивления ротора АД, Ом; R_{S0} – начальное значение активного сопротивления статора АД, Ом.

Возможность идентификатора определять параметры активных сопротивлений АД при малых и околонулевых скоростях обеспечивается за счёт наличия зависимости коэффициента λ от значения электрической частоты вращения и модуля потокосцепления ротора. Данный коэффициент имеет вид (5):

$$\lambda = \frac{\lambda_0}{|\hat{\Psi}_R \cdot \hat{\omega}_{eR}| + 1}, \quad (5)$$

где λ_0 – положительный коэффициент усиления идентификатора.

Система идентификации параметров АД может быть применена для электроприводов, которые работают в реверсивном режиме. В целях исключения возможности изменения знака оценки \hat{R}_S при изменении направления вращения вала двигателя, оценочная величина частоты вращения $\hat{\omega}_{eR}$ и потокосцепления ротора $\hat{\Psi}_R$ учитываются по абсолютной величине. Знаменатель в формуле (5) включает положительную константу «+1», которая предотвращает деление на ноль при нулевом токе электродвигателя.

Согласно представленному математическому описанию разработанного идентификатора параметров АД (выражения 2 – 5) построена его структурная схема, показанная на рис. 1.

Входными сигналами идентификатора являются пять величин:

- вектор напряжения статора \vec{U}_S , включающий в себя значения статорных напряжений $U_{S\alpha}, U_{S\beta}$ в неподвижной двухфазной системе координат, которая жёстко связана со статором АД;
- вектор тока статора \vec{I}_S , включающий в себя значения статорных токов $I_{S\alpha}, I_{S\beta}$ в неподвижной двухфазной системе координат;
- оценочное значение электрической частоты вращения $\hat{\omega}_{eR}$;
- оценочное значение модуля потокосцепления ротора АД $|\hat{\Psi}_R|$;
- вектор оценки потокосцеплений ротора АД $\hat{\Psi}_R$, включающий в себя значения оценок потокосцеплений $\hat{\Psi}_{R\alpha}, \hat{\Psi}_{R\beta}$ в двухфазной системе координат.

Из представленных входных величин идентификатора параметров АД вектора напряжений \vec{U}_S и токов \vec{I}_S статора формируются из соответствующих сигналов, поступающих от датчиков тока и напряжения. Остальные три оценочные величины – $\hat{\omega}_{eR}$, $\hat{\Psi}_R$ и $|\hat{\Psi}_R|$ рассчитываются наблюдателем состояния АД.

Принцип формирования оценочных значений сопротивления статора \hat{R}_S и ротора \hat{R}_R заключается в следующем (рис. 1): в узле суммирования складываются два произведения:

- 1) вектора напряжения статора \vec{U}_S и матрицы B коэффициентов связи АД;
- 2) оценочной матрицы коэффициентов состояния \hat{A} и переменных АД \hat{x} .

На выходе узла суммирования формируется дифференциал оценочной матрицы \hat{x} . Через оператор интегрирования вычисляется оценочный вектор тока статора $\hat{\vec{I}}_s$, включающий в себя значения оценок токов статора $\hat{I}_{s\alpha}$, $\hat{I}_{s\beta}$ в двухфазной системе координат. Данный вектор вычитается из вектора токов статора \vec{I}_s , в результате чего формируется сигнал рассогласования $\Delta = \vec{I}_s - \hat{\vec{I}}_s$, поступающий в блок адаптации активного сопротивления статора (рис. 1).

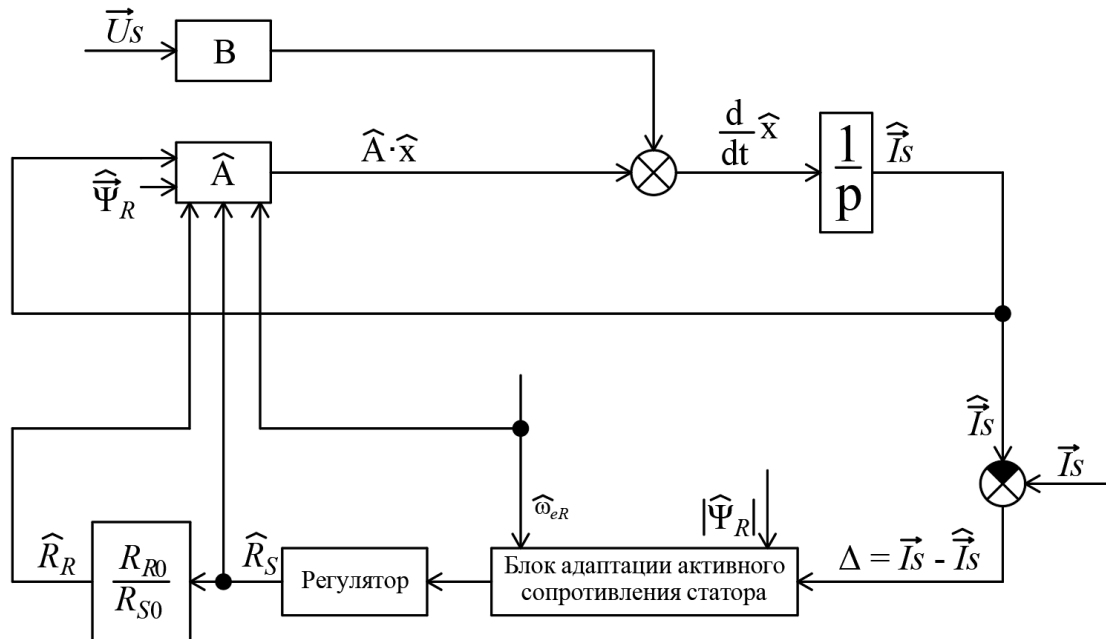


Рис. 1. Структурная схема идентификатора параметров АД

Данный блок совместно с пропорционально-интегральным регулятором реализует формулу (3) определения оценки \hat{R}_S . Предполагая, что активное сопротивление ротора R_R изменяется пропорционально статорному сопротивлению R_S , можно определить оценочную величину роторного сопротивления (формула 4), что показано на рис. 1. Полученные оценки активных сопротивлений статора \hat{R}_S и \hat{R}_R поступают на вход блока оценочной матрицы коэффициентов состояния \hat{A} .

Для исследования разработанной системы идентификации активных сопротивлений статора и ротора разработана имитационная модель в среде *MatLab Simulink*, структура которой представлена на рис. 2.

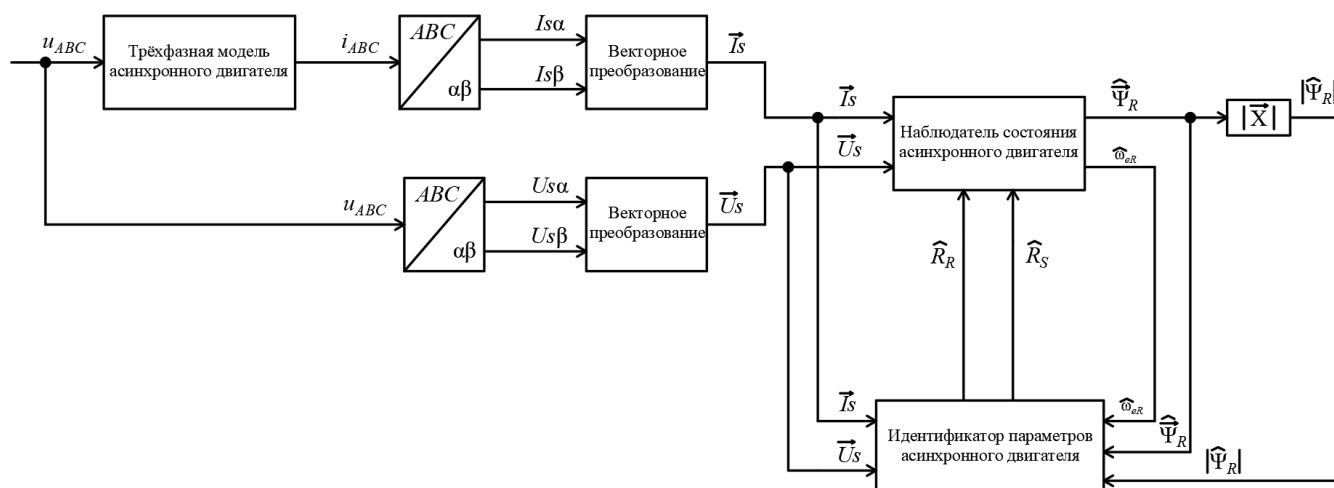


Рис. 2. Структурная схема имитационной модели идентификатора параметров с наблюдателем состояния АД

Для описания динамики АД в имитационном исследовании использована трёхфазная модель АД. Преимущества данной модели в том, что она позволяет наиболее полно моделировать несимметричные режимы АД, в том числе несимметрию самого двигателя, учитывает собственные индуктивности фаз статора, ротора, а также взаимные индуктивности между статором и ротором и главные индуктивности фаз. Принятые допущения – пренебрежение эффектами насыщения магнитной цепи и её симметричность.

В компьютерную модель (рис. 2) также включены блоки преобразований из трёхфазной системы координат ABC в неподвижную двухфазную $\alpha\beta$ и наблюдатель состояния АД, построенный по структуре адаптивной системы с эталонной моделью, вычисляющий оценочные значения вектора потокоцепления ротора и электрической частоты вращения ротора АД. Данные оценочные величины необходимы для работы идентификатора параметров АД.

При исследовании идентификатора параметров проводился пуск АД АИР160М6У3 (технические данные сведены в табл. 1) с номинальным моментом нагрузки $M_{с\text{ ном}} = 140 \text{ Н} \cdot \text{м}$ до скорости $n_d = 998 \text{ об/мин}$, что показывает рис. 3. Результаты сравнения оценок частоты вращения \hat{n}_R , активного сопротивления статора R_S и ротора R_R АД с реальными величинами n_R , \hat{R}_S , \hat{R}_R представлены на рис. 4, рис. 5 и рис. 6 соответственно.

Таблица 1

Технические характеристики электродвигателя АИР160М6У3

Параметр	Значение	Размерность
Номинальная мощность	15	кВт
Номинальное напряжение	380	В
Номинальный ток	31,6	А
Коэффициент мощности	0.81	—
Номинальное скольжение	0,03	%
Синхронная частота вращения	1000 (104,72)	об/мин (рад/с)
Коэффициент полезного действия	89	%

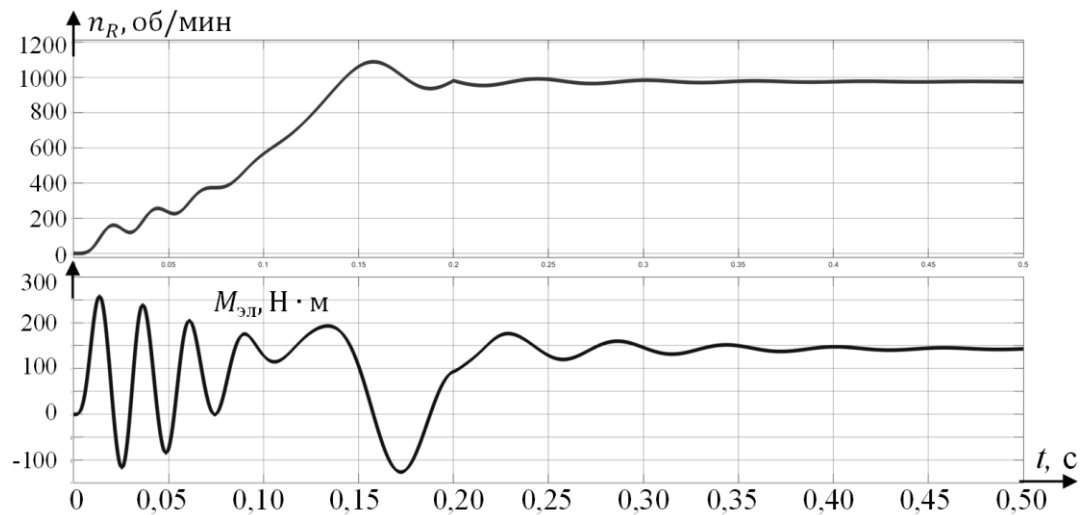


Рис. 3 Диаграммы работы электропривода на основе АД

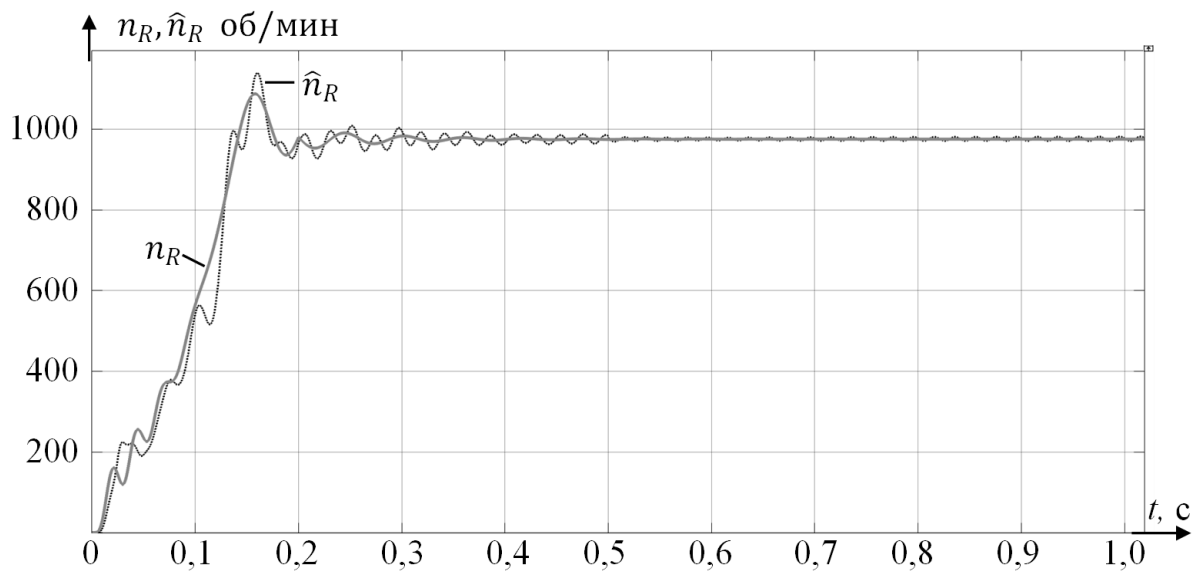


Рис. 4. Диаграммы работы модуля оценки частоты вращения вала АД

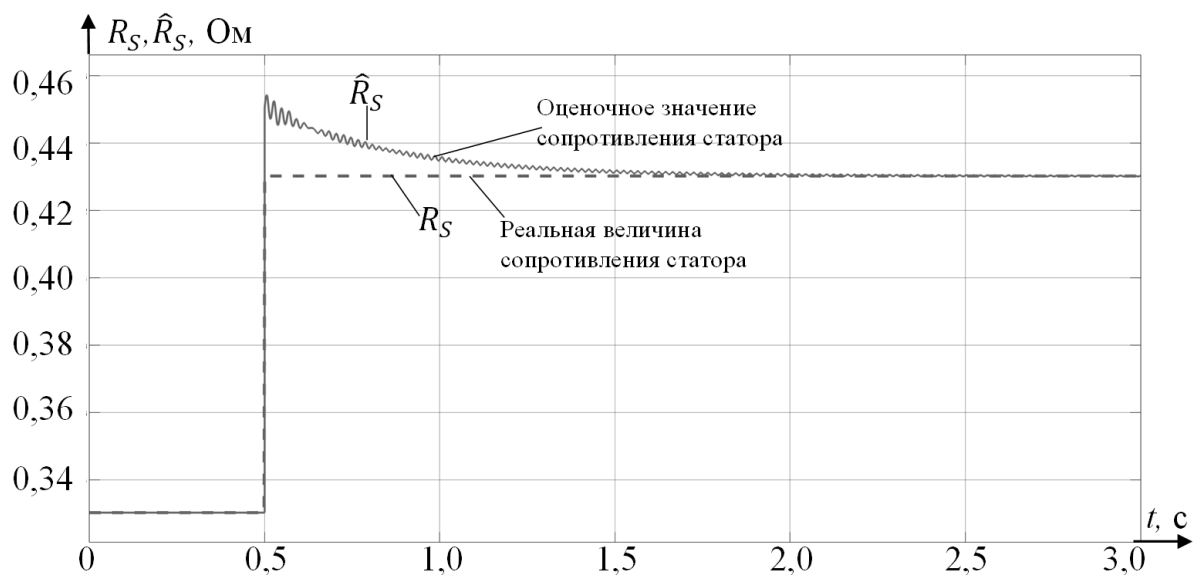


Рис. 5. Диаграммы работы модуля оценки активного сопротивления статора АД

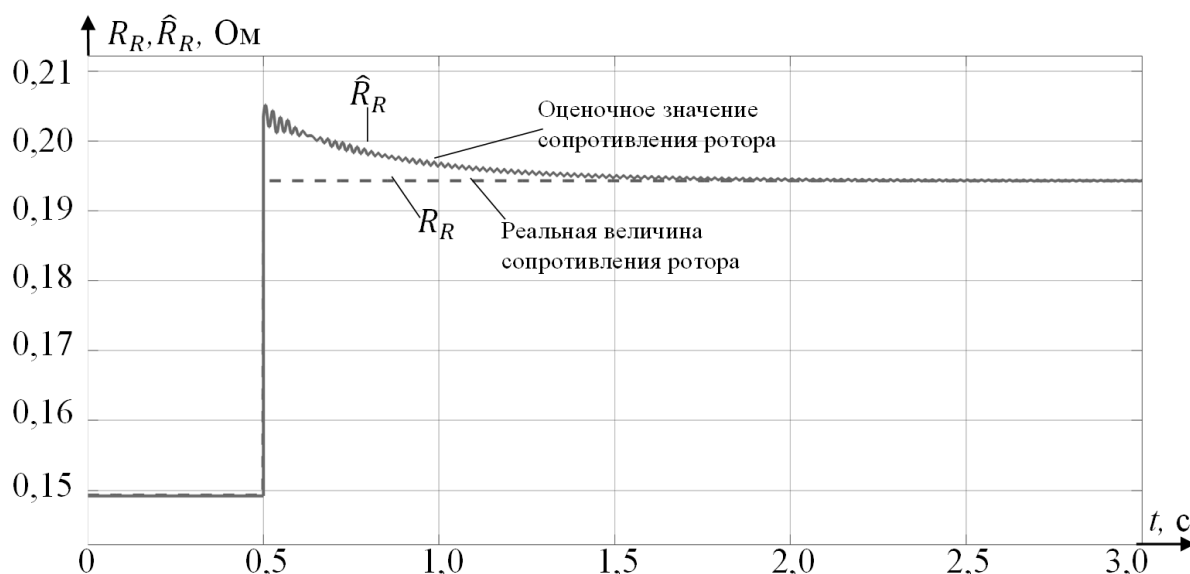


Рис. 6. Диаграммы работы модуля оценки активного сопротивления ротора АД

Анализ результатов имитационного моделирования наблюдателя и идентификатора параметров (рис. 4-6) показал, что погрешности оценок неизмеряемых величин характеризуются следующими значениями. Так, отклонение расчётного значения частоты вращения \hat{n}_R от величины n_R не превышает 4,88 % (в переходном режиме), а в установившемся режиме относительная погрешность не более 0,17 %. Погрешность оценки активного сопротивления статора в переходном режиме равна 5,58 %, а в установившемся – 0,023 %. Отклонение оценочного значения активного сопротивления ротора \hat{R}_R от реальной величины R_R равно 5,51 % (переходный режим), а в установившемся не более 0,12 %. Полученные результаты имитационного моделирования подтверждают допустимость технической реализации такой системы.

Исследование выполнено в рамках государственного задания в сфере научной деятельности (тема №FSWE-2025-0001).

Библиографический список

1. Рынок электроприводов – размер, анализ, рост отрасли и тенденции 2024-2029 гг. [Электронный ресурс]. URL: <https://www.mordorintelligence.com/ru/industry-reports/electric-drives-market> (дата обращения 20.03.2025).
2. Straits Research Отчёт об анализе объема рынка электроприводов, доли и тенденции в классификации по типам продукции / Straits Research [Электронный ресурс] // Straits Research: [сайт]. — URL: <https://straitsresearch.com/report/electric-drives-market>
3. **Mohamed, A.A.** A review of recent trends in high-efficiency induction motor drives / A.A. Mohamed // Vehicles. – Vol. 7 (1). – 2025. – № 15. – DOI: 10.3390/vehicles7010015.
4. **Макухин, Д.Б.** Перспективы нефтегазовой индустрии в реалиях энергетического перехода / Д.Б. Макухин // Будущее рынка нефти и газа: перспективы глобального спроса и планы производителей. – 2024 [Электронный ресурс]. URL: <https://roscongress.org/materials/perspektivy-neftegazovoy-industrii-v-realiyakhenergeticheskogo-perekhoda/> (дата обращения 22.03.2025).

5. World energy outlook (International energy agency). – 2019. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/98909c1b-aabc-4797-9926-35307b418cdb/WEO2019-free.pdf>. – Текст : электронный (дата обращения 23.03.2025).
6. **Дарьенков, А.Б.** Разработка и исследование адаптивного наблюдателя состояния асинхронного двигателя / А.Б. Дарьенков, А.Е. Храмов // Электроэнергетика глазами молодежи: материалы XIV Междунар. науч.-техн. конф. – Т. 2. – 2024. – С. 193-196.
7. **Blaschke, F.** Das prinzip der feldorientierung die grundlage fur die transvector / F. Blaschke // Regelung von asynchronmaschinen. – Siemens-Zeitschrift. – Bd.45. – 1971. – № 10. – S. 757-760.
8. Анализ рынка электродвигателей в России – 2025. Показатели и прогнозы. – URL: <https://tebiz.ru/mi/rynok-elektrodvigatelej-v-rossii>. – Текст: электронный (дата обращения 23.03.2025).
9. Указ президента Российской Федерации от 30.03.2022 г. № 166 «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации». – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202203300001>. – Текст: электронный (дата обращения 03.04.2025).
10. **Калачёв, Ю.Н.** Наблюдатели состояния в векторном электроприводе / Ю.Н. Калачёв. – М.: ЭФО, 2015. – 81 с.
11. **Козлова, Л.Е.** Исследование наблюдателей состояния для применения в управлении электроприводами / Л.Е. Козлова, Л.А. Паюк // Научный вестник НГТУ. – 2016. – Т. 62. – №1. – С. 7-16.
12. **Дарьенков, А.Б.** Имитационное моделирование системы бездатчикового векторного управления на основе адаптивного наблюдателя с идентификацией электрических параметров / А.Б. Дарьенков, В.Г. Титов, А.Е. Храмов // Инженерная физика. – М.: «Научтехлитиздат», 2024. – № 11. – С. 20-29.
13. **Однолько, Д.С.** Совместная идентификация активного сопротивления статора и ротора асинхронного двигателя на интервале широтно-импульсной модуляции / Д.С. Однолько // Электротехника. – 2013. – №5. – С. 16-20.
14. **Ключников, А.Т.** Бездатчиковое векторное управление асинхронным двигателем при расчёте в комплексной форме / А.Т. Ключников, А.М. Турпак // Вестник ПНИПУ (Электротехника, информационные технологии, системы управления). – 2020. – №33. – С. 160-176.
15. **Mohan, K.S.** Machine model-based speed estimation schemes for speed encoderless induction motor drives: a survey / K.S. Mohan, D.J. Febin // Bulletin of Electrical Engineering and Informatics. – Vol. 4, № 1. – 2015. – pp. 7-17.
16. **Dadkhah, R.** Parameter estimation of the induction motor using extended Kalman filter for wide range speed control / R. Dadkhah, H. Givi, A. Mehdipour // The 6th International Power Electronics Drive Systems and Technologies Conference, Iran. – 2015. – pp. 137-142.
17. **Haghgooei, P.** A parameter-free method for estimating the stator resistance of a wound rotor synchronous machine / P. Haghgooei, E. Jamshidpour, A. Corne, N. Takorabet, D.A. Khaburi [et al] // World Electr. Veh. J. – Vol. 14(3). – 2023. – № 65. – DOI: 10.3390/wevj14030065/.

A.B. Dar'enkov, A.E. Khramov

THE DEVELOPMENT OF SYSTEM FOR IDENTIFICATION ACTIVE STATOR AND ROTOR RESISTANCES OF THE INDUCTION MOTOR

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article describes the procedure for synthesizing the identifier of active resistances of the stator and rotor of an induction motor, shows its structure, and considers an algorithm for determining the parameters of an electric motor replacement circuit based on Lyapunov stability theory, characterized in that the process of identifying unmeasured coordinates of an electric motor can be performed over the entire operating frequency range of the shaft, starting from near-zero speeds. A mathematical model of the parameter identifier included in the structure of the induction motor state observer has been developed, on the basis of which simulation studies have been carried out confirming the validity of the proposed algorithm for identifying the active resistances of the stator and rotor of an induction machine.

Key words: induction motor, parameter identification, three-phase induction motor model, electric motor condition observer.

References

- [1] Electric Drive Market – size, analysis, industry growth and trends 2024-2029 – URL: <https://www.mordorintelligence.com/ru/industry-reports/electric-drives-market> . – Text : electronic (accessed 03/20/2025) (in Russian).
- [2] Report on the analysis of the electric drive market volume, shares and trends in classification by product type (AC, DC). – URL: <https://straitresearch.com/report/electric-drives-market>. – Text : electronic (date of publication: 03/20/2025) (in Russian).
- [3] Mohamed, A.A. A review of recent trends in high-efficiency induction motor drives / A.A. Mohamed // Vehicles. – Vol. 7 (1). – 2025. – № 15. – DOI: 10.3390/vehicles7010015.
- [4] Makukhin, D.B. Prospects of the oil and gas industry in the realities of the energy transition / D.B. Makukhin // The future of the oil and gas market: prospects for global demand and plans of producers. – 2024. – URL: <https://roscongress.org/materials/perspektivy-neftegazovoy-industrii-v-realiyakh-energeticheskogo-perekhoda/>. – Text : electronic (accessed 22.03.2025) (in Russian).
- [5] World energy outlook (International energy agency). – 2019. URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/98909c1b-aabc-4797-9926-35307b418cdb/WEO2019-free.pdf>. – Text : electronic (accessed 23.03.2025).
- [6] Dar'enkov, A.B. Development and research of an adaptive observer of the asynchronous motor state / A.B. Dar'enkov, A.E. Khramov // Electric power industry through the eyes of youth: proceedings of the XIV International Scientific and Technical Conference. Conference, vol. 2, 2024, pp. 193-196 (in Russian).
- [7] Blaschke, F. Das prinzip der feldorientierung die grundlage fur die transvector / F. Blaschke // Regelung von asynchronmaschinen. – Siemens-Zeitschrift. – Bd.45. – 1971. – № 10. – S. 757-760.
- [8] Analysis of the electric motor market in Russia - 2025. Indicators and forecasts. – URL: <https://tebiz.ru/mi/rynok-elektroprivodov-v-rossii> . – Text : electronic (date of circulation 03/23/2025) (in Russian).

-
- [9] Decree of the President of the Russian Federation No. 166 dated 30.03.2022 "On measures to ensure the technological independence and security of the critical Information infrastructure of the Russian Federation". – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202203300001> . – Text : electronic (accessed 04/03/2025).
- [10] Kalachev, Yu.N. Observers of the state in a vector electric drive / Yu.N. Kalachev. – M.: EFO, 2015. – 81 p (in Russian).
- [11] Kozlova, L.E. Investigation of state observers for use in control of electric drives / L.E. Kozlova, L.A. Payuk // Scientific Bulletin of NSTU. – 2016. – Vol. 62. – No. 1. – pp. 7-16 (in Russian).
- [12] Darienkov, A.B. Simulation modeling of a sensor-free vector control system based on adaptive an observer with the identification of electrical parameters / A.B. Darienkov, V.G. Titov, A.E. Khramov // Engineering Physics. Moscow: Nauchtekhlitizdat, 2024, No. 11, pp. 20-29 (in Russian).
- [13] Odnolko, D.S. Joint identification of the active resistance of the stator and rotor of an asynchronous motor in the pulse width modulation interval / D.S. Odnolko // Electrical engineering. - 2013. – No. 5. – pp. 16-20 (in Russian).
- [14] Klyuchnikov, A.T. Sensor-free vector control of an asynchronous motor for complex calculation / A.T. Klyuchnikov, A.M. Turpak // Bulletin of PNRPU (Electrical engineering, information technology, control systems). - 2020. – No. 33. – pp. 160-176 (in Russian).
- [15] Mohan, K.S. Machine model-based speed estimation schemes for speed encoderless induction motor drives: a survey / K.S. Mohan, D.J. Febin // Bulletin of Electrical Engineering and Informatics. – Vol. 4, № 1. – 2015. – pp. 7-17.
- [16] Dadkhah, R. Parameter estimation of the induction motor using extended Kalman filter for wide range speed control / R. Dadkhah, H. Givi, A. Mehdipour // The 6th International Power Electronics Drive Systems and Technologies Conference, Iran. – 2015. – pp. 137-142.
- [17] Haghgooei, P. A parameter-free method for estimating the stator resistance of a wound rotor synchronous machine / P. Haghgooei, E. Jamshidpour, A. Corne, N. Takorabet, D.A. Khaburi [et al] // World Electr. Veh. J. – Vol. 14(3). – 2023. – № 65. – DOI: 10.3390/wevj14030065/.

УДК 62.83

Ю.М. Крылов, А.М. Литвиненко

**ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ СЛЕДЯЩЕГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА
С БАРАБАННО-ЛЕНТОЧНЫМ ИСПОЛНИТЕЛЬНЫМ МЕХАНИЗМОМ**

Воронежский государственный технический университет

Аннотация. В данной статье рассматриваются вопросы синтеза следящего электропривода с барабанно-ленточным исполнительным механизмом, с анализом особенностей работы электропривода с выбранной механической передачей.

Ключевые слова: следящий электропривод, математическое описание, барабанно-ленточный исполнительный механизм.

Современный следящий электропривод представляет собой сложное многогранное изделие, разработка которого включает различные этапы и подэтапы: математическое описание, имитационное моделирование, проработка общего облика системы, схемотехническая и топологическая проработка изделия и др.

При современном развитии средств проектирования нецелесообразно не использовать возможности имитационного моделирования, в частности, представление математического описания разрабатываемой структуры в виде различных моделирующих структур.

Так как основной задачей математического моделирования является реализация алгоритмов управления электроприводом с дальнейшим их перенесением на микроконтроллер, необходимо реализовывать моделирующие структуры, учитывая особенности и функциональные свойства микроконтроллера. Также нельзя уходить от наглядного описания моделирующих структур для возможности их оперативной корректировки и выявления влияния отдельных параметров на структуру всего электропривода. Для этого при построении математического описания необходимо использовать простые математические функции, а также блоки программирования, с применением целочисленной арифметики (*fix*), и целочисленных коэффициентов, а также прилагать описание принятых решений по каждому уравнению [1, 2].

В данной статье рассматриваются особенности реализации следящего электропривода с барабанно-ленточным исполнительным механизмом, и, в частности, дополнительные программно-алгоритмические блоки, применение которых обусловлено особенностью выбранной механической передачи.

В рамках требований, предъявляемых к следящему электроприводу, а также функциональных особенностей объекта применения была сформирована функциональная схема исполнительный части электропривода, представленная на рис. 1. В состав электропривода входят:

- микроконтроллер
- трехфазный мостовой инвертор;
- датчики тока фаз А, В, а также общей цепи привода;
- исполнительный бесконтактный электродвигатель постоянного тока с датчиками положения ротора типа магнитоуправляемых микросхем (МУМ);
- барабанно-ленточного исполнительного механизма;
- механических передач для согласованного вращения барабанов с лентой.

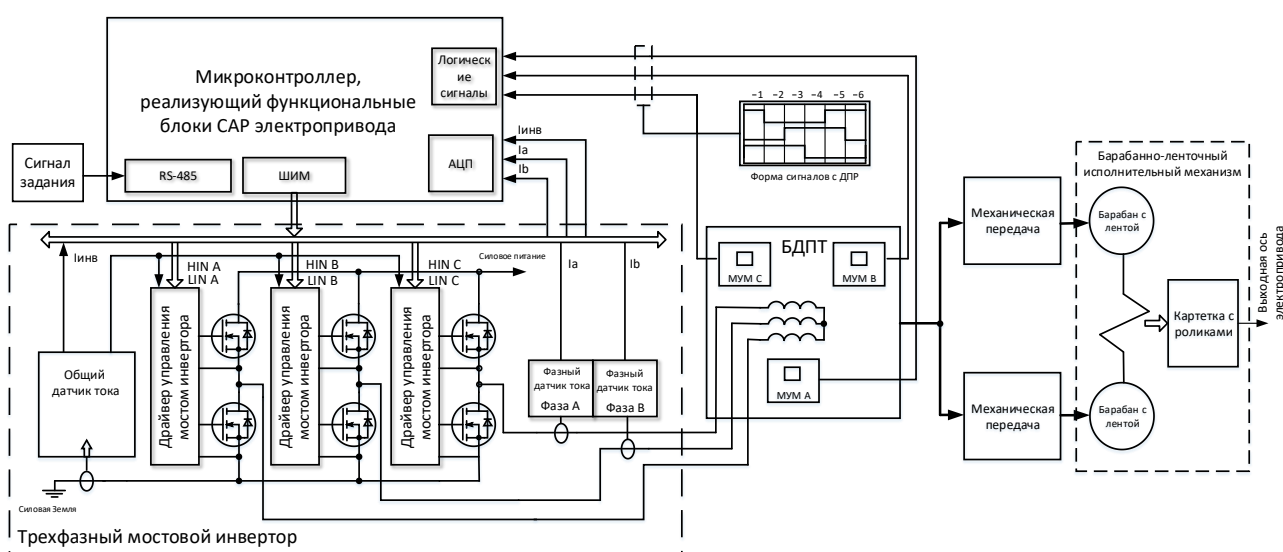


Рис. 1. Функциональная схема исполнительный части электропривода

Рабочим органом следящего электропривода является выходной орган барабанно-ленточного исполнительного механизма, осуществляющий линейное перемещение при перематывании ленты с одного барабана на другой. Барабаны вращаются за счет механических передач, соединенных с электродвигателем.

Сигналом задания системы, поступающим по цифровому интерфейсу, является линейное перемещение выходной оси барабанно-ленточного исполнительного механизма. Для оценки частоты вращения выходного вала электродвигателя, а также для обеспечения высокой плавности хода в структуре электропривода применяются датчики тока, а также магнитоуправляемые микросхемы на эффекте Холла (МУМ), встроенные в корпус электродвигателя [3 - 6].

Области применения барабанно-роликовых механических передач различной конструкции определяются компоновочными, массогабаритными требованиями, а также требованиями по динамическим и мощностным характеристикам. Достоинством данных передач является простота конструкции, невысокая стоимость, высокие удельные характеристики, а также функция самоторможения, за счет прямой связи между электродвигателем и выходной осью электропривода [7].

Свое применение барабанно-роликовые передачи получили в первую очередь в робототехнике, причем как в качестве рулевого управления робота разведчика (рис. 2) [8–10], так и в электроприводе захвата робота манипулятора (рис. 2) [11]; также барабанно-роликовые механические передачи применяются в станках намотки различного рода лент и канатов [12].

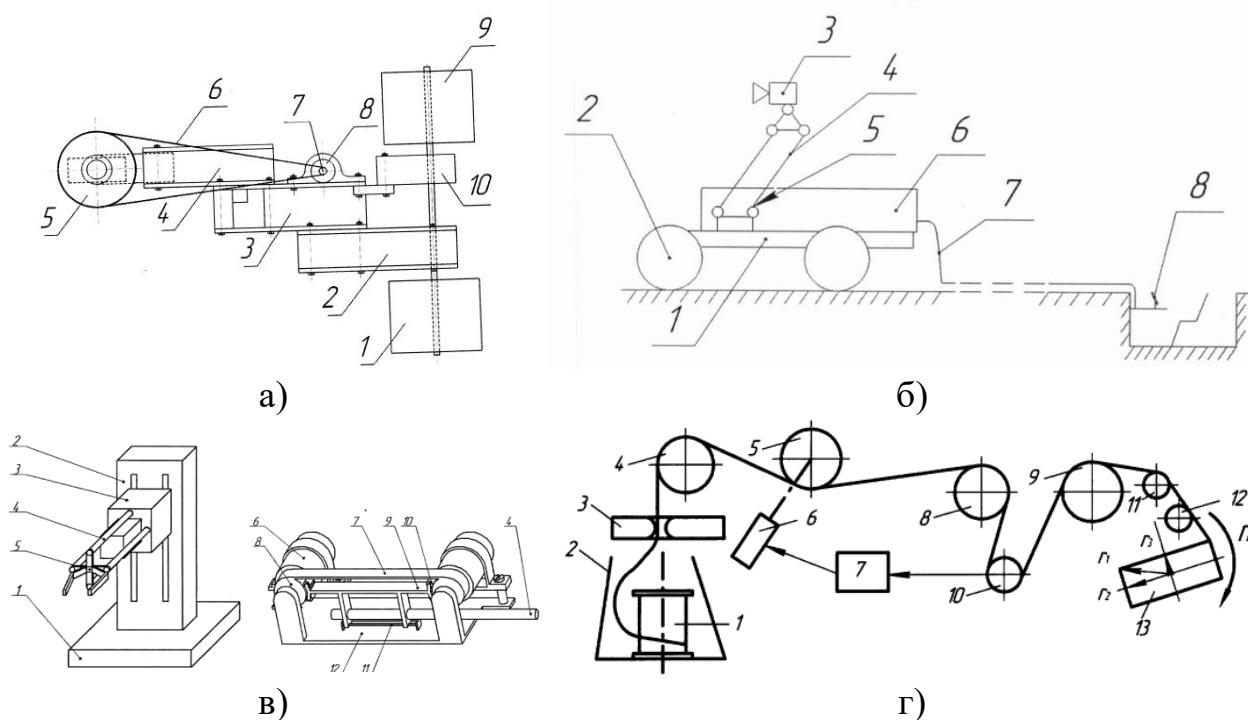


Рис. 2. Объекты, в которых используются барабанно-роликовые исполнительные передачи

В данной статье рассматривается следящий электропривод с барабанно-ленточным исполнительным механизмом, схематичное изображение которого приведено на рис. 3.

На рис. 3, цифрой 7 обозначен редукторный механизм для согласования направления движения барабанов, цифрой 8 обозначены опоры исполнительного электродвигателя 9, цифрой 10 обозначена сама барабанно-роликовая механическая передача, лента барабанно-роликовой передачи не показана.

Следящий электропривод с барабанно-ленточной механической передачей работает следующим образом: на блок управления приводом приходит сигнал, пропорциональный линейному перемещению выходной оси привода, на которой установлен датчик положения так, что возникает рассогласование по обратной связи по положению. С учетом контуров по скорости и тока возникает сигнал рассогласования, который с учетом масштабирования идет как скважность открытия ШИМ сигналов управления силовыми транзисторами.

Таким образом, при вращении исполнительного электродвигателя 9 через коэффициент редукции понижающего редуктора 7 происходит перемещение ленты на барабанах 11, чтобы обеспечить необходимое перемещение рабочего органа привода.

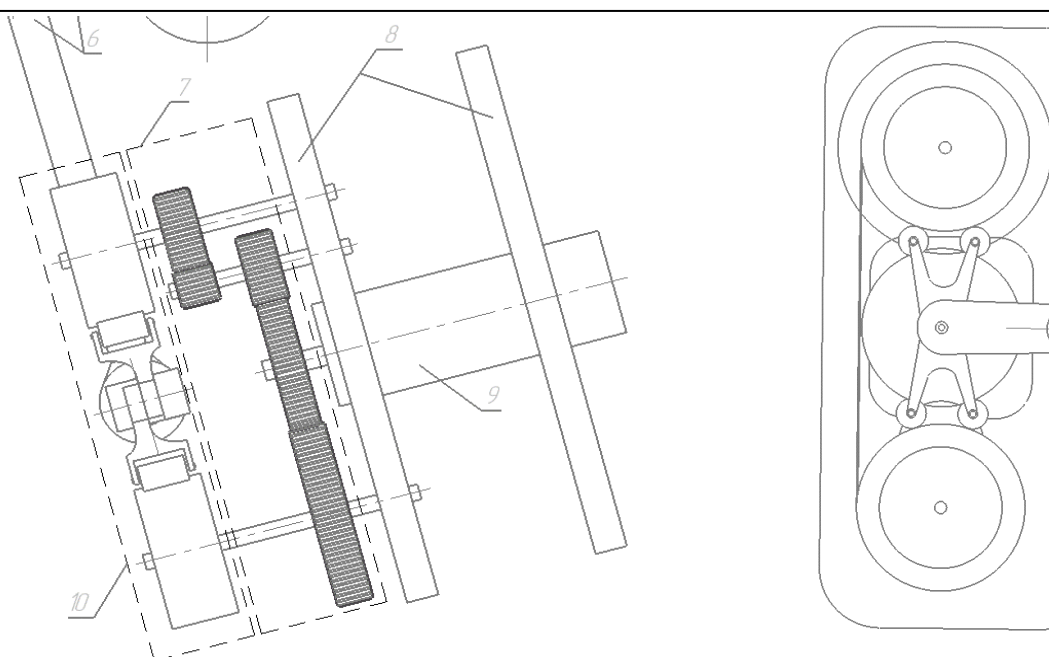


Рис. 3. Схематичное изображение барабанно-ленточного исполнительного механизма

В рамках формирования алгоритмических блоков регулятора структурная схема электропривода, включающая в себя классические подходы к формированию системы подчиненного регулирования, в том числе блок обработки сигнала тока, блок наблюдателя по частоте вращения и току, а также блок 120-ти градусной коммутации исполнительного электродвигателя, имеет специфический для данного электропривода блок наблюдателя натяжения ленты. Он определяет не только механический износ ленты, но и учитывает степень жесткости барабана с лентой для определения коэффициента трения качения роликов и гистерезисных потерь. Структурная схема следящего электропривода с барабанно-роликовым исполнительным механизмом представлена на рис. 4.

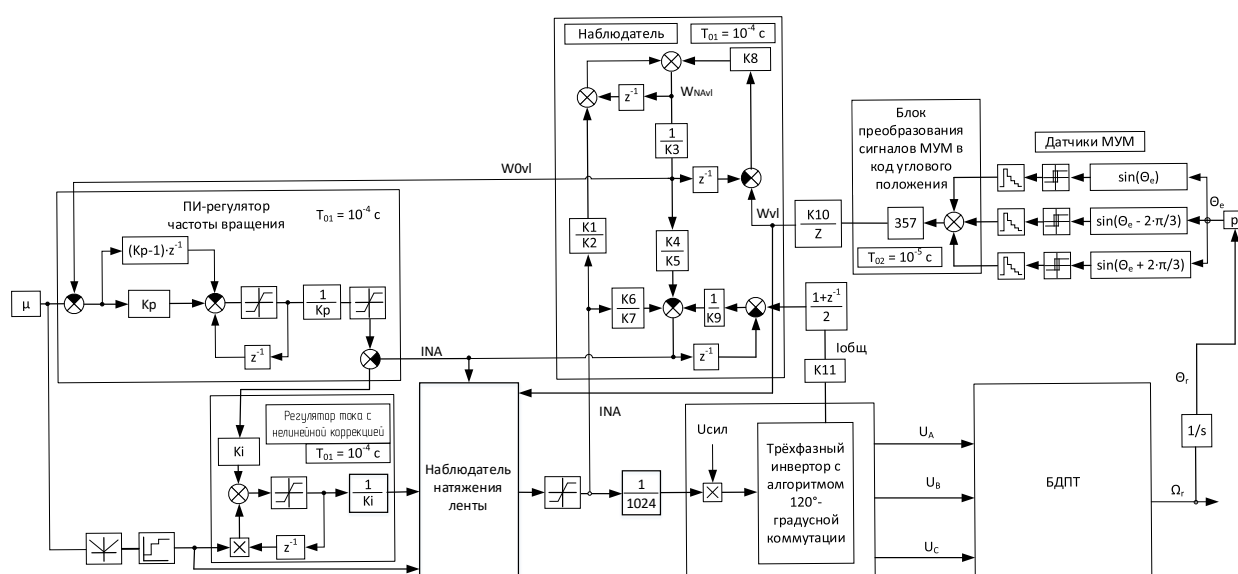


Рис. 4. Структурная схема электропривода

Данный наблюдатель натяжения ленты строится на основе математического описания жесткости барабана с лентой при смотке и намотке на него стальной ленты.

Общую жесткость системы барабана с лентой можно представить в виде формулы 1.

$$c_{\Pi} = \frac{E \cdot B \cdot h}{L_{\Pi} + 2 \cdot \pi \cdot \left(R + (h-1) \cdot \mu + \frac{R - R_{\delta}}{2 \cdot (R + R_{\delta})} \right)}, \quad (1)$$

где E – модуль упругости первого рода, характеризующий упругость ленты и барабана; B – ширина полосы; h – толщина полосы; L_{Π} – общая длина полосы на двух барабанах; R – радиус барабана с намотанной лентой; R_{δ} – радиус барабана; μ – коэффициент Пуассона.

Данная математическая зависимость характеризует изменение совокупной жесткости стальной полосы и барабана с лентой при изменении их радиуса и является основой для построения наблюдателей в системах управления следящим электроприводом, стабилизируя параметры работы системы.

Математическое описание следящего электропривода представляет собой основу для построения моделирующей структуры, которая формируется не только для подтверждения разработанных математических выкладок, но и для построения первоначальной версии программно-алгоритмического обеспечения. Математическая модель привода, разработанная на основании математического описания в предыдущих пунктах, представлена на рис. 5.

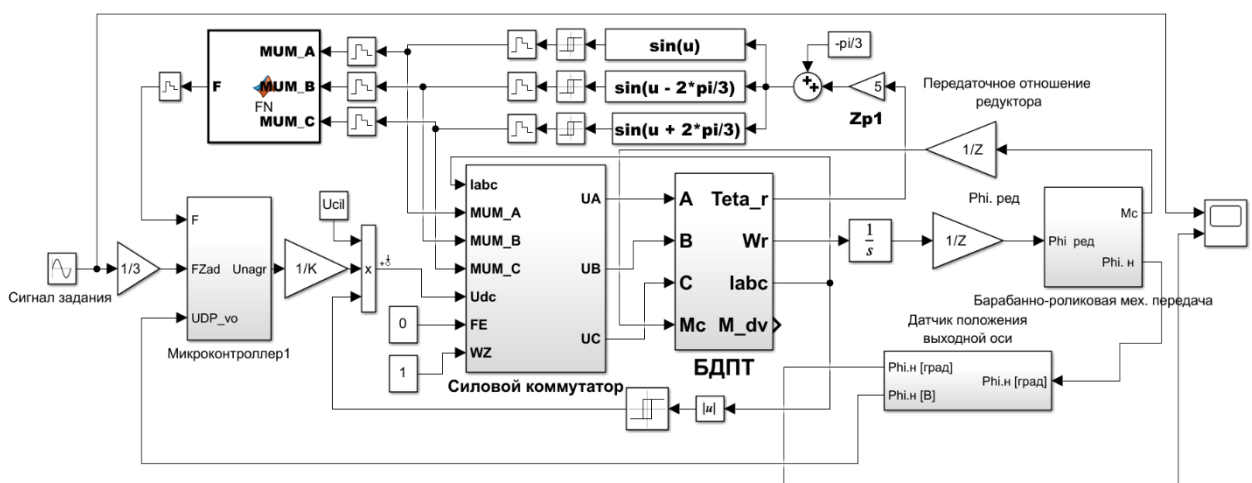


Рис. 5. Математическая модель исполнительной части с системой управления

Амплитудно-частотные и фазо-частотные характеристики разработанного электропривода при номинальном напряжении питания, при воздействии на вход моделирующей структуры сигнала управления в виде аналогового сигнала амплитудой 4 и 0,5 градуса представлены на рис. 6.

Проверка на максимальную установившуюся угловую скорость проводилась путем подачи аналогового сигнала на вход системы, амплитуда сигнала равнялась 30 градусам, форма сигнала – меандр.

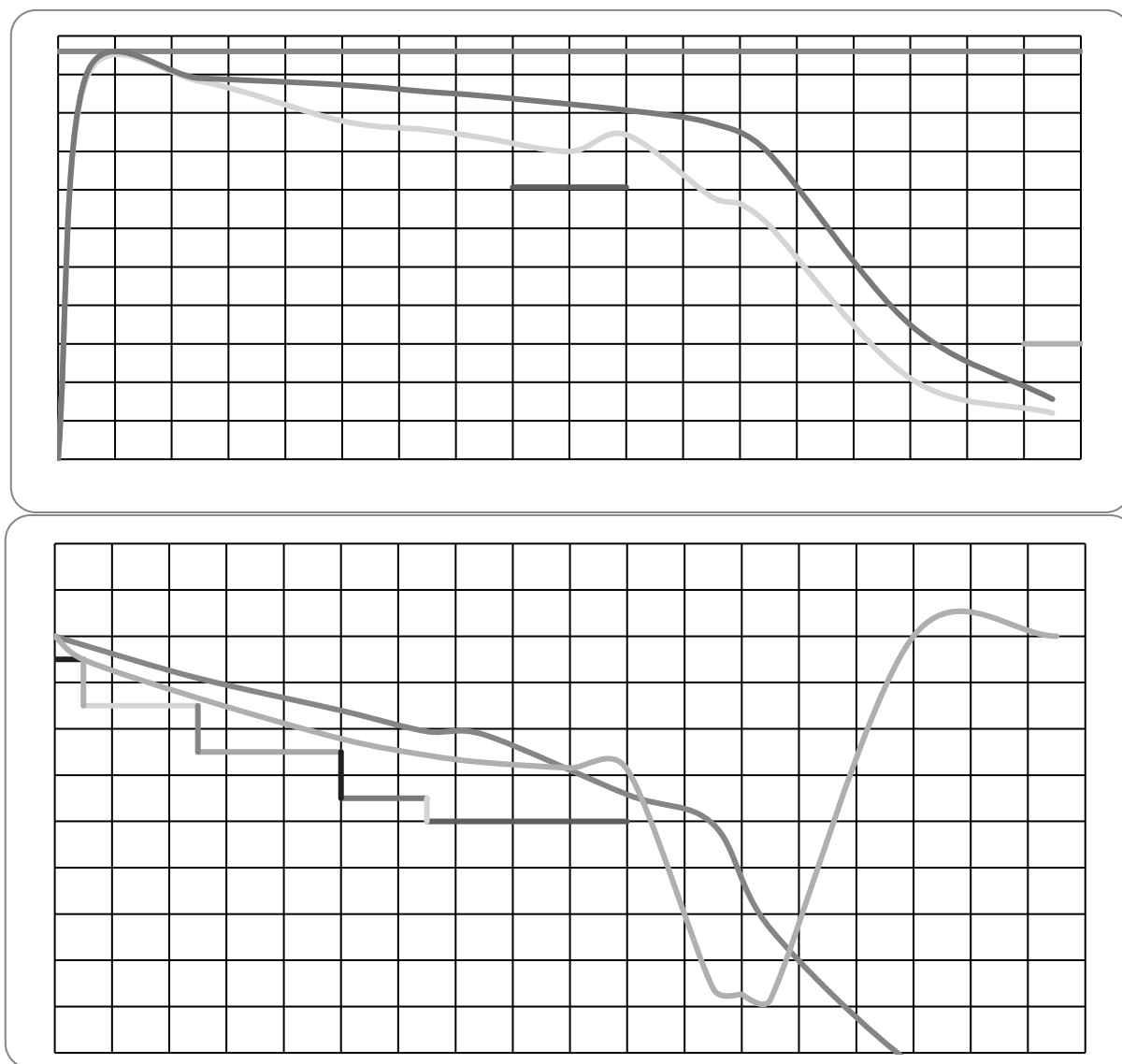


Рис. 6. АЧХ и ФЧХ разработанного электропривода при отработке синусоидального сигнала с амплитудами $0,5^\circ$ (---) и 4° (—)

Согласно данным, приведенным на рис. 6, АЧХ разработанного привода не имеет подъема более 1,01 о. е. и полосу пропускания по уровню -3 дБ (0.707 о. е.) 26 Гц для амплитуды сигнала задания 4° и 22 Гц для амплитуды сигнала задания $0,5^\circ$. В то же время ФЧХ имеет полосу пропускания по уровню -40° для амплитуды сигнала задания 4° –25 Гц и для сигнала задания амплитудой $0,5^\circ$ –23 Гц.

Для проверки максимальной установившейся угловой скорости поворота выходной оси электропривода, на вход подавался сигнал амплитудами 30° . График отработки сигнала задания приведен на рис. 7.

Согласно данным, представленным на рис. 7, необходимо рассчитать установившуюся угловую скорость выходной оси электропривода. С этой целью необходимо взять две точки на линейном участке графика отработки выходной оси электропривода по углу.

Угловая скорость выходной оси электропривода рассчитывается по следующей формуле:

$$V = \frac{\varphi_1 - \varphi_2}{t_1 - t_2} = \frac{24.1 - 7.4}{0.08 - 0.038} = 208.2^\circ/\text{с}, \quad (2)$$

где φ_1, φ_2 – значение углов в контролируемых точках на линейном участке графика отработки выходной оси электропривода; t_1, t_2 – значение времени в контролируемых точках на линейном участке графика отработки выходной оси электропривода.

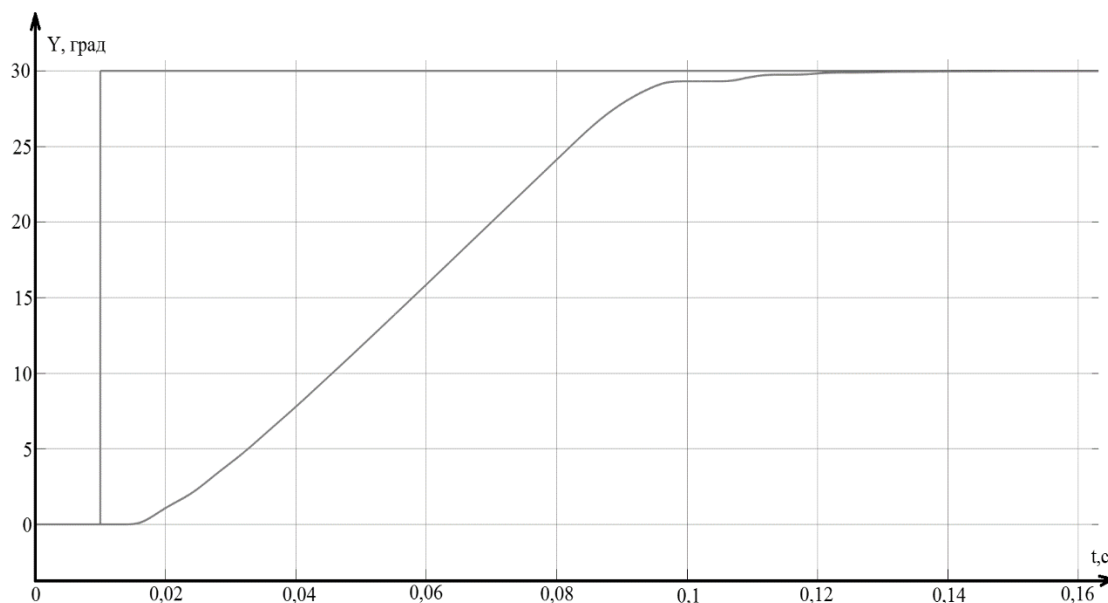


Рис. 7. График зависимости отработки выходной оси электропривода по углу при сигнале задания 30° с ненагруженной выходной осью электропривода

Таким образом, разработанная моделирующая структура электропривода описывает основные функциональные и программно-алгоритмические аспекты электропривода и обеспечивает требования по динамическим характеристикам. Согласно проведенным исследованиям, данная моделирующая структура может быть использована как основа для реализации программного обеспечения на микроконтроллере.

Заключение

Следящий электропривод в настоящее время получил самое широкое распространение благодаря как совершенствованию программно-алгоритмического комплекса с построением все более сложных систем регулирования, так и за счет внедрения нетипичных исполнительных механизмов.

В данной статье рассматривались особенности построения следящего электропривода с барабанно-ленточным исполнительным механизмом, причем проведенный анализ затронул как области применения данного типа приводов, осветил конструктивное исполнение данных механических передач, так и рассмотрел вопрос построения программно-алгоритмического комплекса следящего электропривода с барабанно-ленточным исполнительным механизмом.

Сформированное математическое описание системы позволило разработать моделирующую структуру, на основе которой были проведены исследования, показавшие, что частотные и динамические характеристики электропривода отвечают поставленным требованиям, а полученные характеристики подтверждают математические выкладки.

Таким образом, рассмотренные в данной статье вопросы позволили выявить определенные факторы и особенности применения барабанно-ленточных исполнительных механизмов с целью дальнейшего их внедрения в объекты различной направленности.

Библиографический список

1. **Кузовков Н.Т.** и др. Непрерывные и дискретные системы управления и методы идентификации. – М.: Машиностроение, 1978. – 222 с., ил.
2. **Смирнова В.И.** Основы проектирования и расчета следящих систем. Учебник для техникумов. – М.: Машиностроение, 1983. – 295 с., ил.
3. **Тимофеев Б. П., М. Ю. Сачков** Передаточные механизмы приводов. – СПб.: Университет ИТМО, 2015. – 103 с.
4. **Башарин А.В., Новиков В.А., Соколовский Г.Г.** Управление электроприводами: Учеб. Пособие для вузов. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние. 1982. – 392 с., ил.
5. **Эйкхофф П.** Основы идентификации систем управления. Перевод с английского. Под ред. В.А. Лотоцкого и А.С. Манделя. Изд. «Мир», М. 1975. 685 с.
6. **Зайцев Г.Ф.** Синтез следящих систем высокой точности. Киев, Техника, 1971. – 191 с.
7. **Овсянников Е. М.** Электрический привод : учебник / Е.М. Овсянников. – М . ФОРУМ, 2011. - 224 с.
8. **Патент № 2824025 Российская Федерация, МПК В25J 5/00** Мобильный робот: № 2023123000, заявл. 04.09.2023; опубл. 31.07.2024 / Литвиненко А. М., Крылов Ю. М.; заявитель ВГТУ. – 4 с. : ил. – Текст : непосредственный.
9. **Патент № 2834078 Российская Федерация, МПК В25J 5/00** Робот мобильный: № 2024116394, заявл. 14.06.2024; опубл. 03.02.2025 / Литвиненко А. М., Крылов Ю. М.; заявитель ВГТУ. – 4 с. : ил. – Текст : непосредственный.
10. **Патент № 2814308 Российская Федерация, МПК В62D 37/06** Гиростабилизатор двухколесного одноколейного транспортного средства: № 2023122999, заявл. 04.09.2023; опубл. 28.02.2024 / Литвиненко А. М., Крылов Ю. М.; заявитель ВГТУ. – 5 с. : ил. – Текст : непосредственный.
11. **Патент № 2653397 Российская Федерация, МПК В25J 9/00** Исполнительный орган робота: № 2015149070, заявл. 16.11.2015; опубл. 19.05.2017 / Литвиненко А. М., Бохер Р. М.; заявитель ВГТУ. – 5 с. : ил. – Текст : непосредственный.
12. **Патент № 2704493 Российская Федерация, МПК В65Н 54/08** Электропривод намоточного станка: № 2018125577, заявл. 11.07.2018; опубл. 29.10.2019 / Литвиненко А. М., Баранов Д. С.; заявитель ВГТУ. – 5 с. : ил. – Текст : непосредственный.

Y.M. Krylov, A.M. Litvinenko

FEATURES OF THE IMPLEMENTATION OF A TRACKING ELECTRIC DRIVE WITH A DRUM-BELT ACTUATOR

Voronezh State Technical University
Voronezh, Russia

Abstract. This article discusses the synthesis of a tracking electric drive with a drum-belt actuator, with an analysis of the operating characteristics of an electric drive with a selected mechanical transmission.

Key words: tracking electric drive, mathematical description, drum-belt actuator.

References

- [1] Kuzovkov N.T. and others. Continuous and discrete control systems and identification methods. Moscow: Mashinostroenie Publ., 1978, 222 p., ill.
- [2] Smirnova V.I. Fundamentals of design and calculation of tracking systems. Textbook for technical schools. Moscow: Mashinostroie, 1983. 295 p., ill.
- [3] Timofeev B. P., M. Y. Sachkov Transmission mechanisms of drives. St. Petersburg: ITMO University, 2015. 103 p.
- [4] Basharin A.V., Novikov V.A., Sokolovsky G.G. Electric drive control: Textbook. Handbook for universities. – L.: Energoatomizdat. Leningr. edition. 1982. – 392 p., ill.
- [5] Eickhoff P. Fundamentals of identification of control systems. Translated from English. Edited by V.A. Lototsky and A.S. Mandel. Publishing house "Mir", M. 1975. 685 p.
- [6] Zaitsev G.F. Synthesis of high-precision tracking systems. Kiev, Technika Publ., 1971. – 191 p.
- [7] Ovsyannikov E. M. Electric drive : textbook / E.M. Ovsyannikov. – MOSCOW . FORUM, 2011. – 224 p.
- [8] Patent No. 2824025 Russian Federation, IPC B25J 5/00 Mobile robot: No. 2023123000, application 04.09.2023; published 31.07.2024 / Litvinenko A.M., Krylov Yu. M.; applicant VGTU. – 4 p. : ill. – Text : direct.
- [9] Patent No. 2834078 Russian Federation, IPC B25J 5/00 Mobile robot: No. 2024116394, filed on 06/14/2024; published on 02/03/2025 / Litvinenko A.M., Krylov Yu. M.; applicant VGTU. – 4 p. : ill. – Text : direct.
- [10] Patent No. 2814308 Russian Federation, IPC B62D 37/06 Gyro stabilizer for a two-wheeled single-track vehicle: No. 2023122999, application 04.09.2023; published 28.02.2024 / Litvinenko A.M., Krylov Yu. M.; applicant VSTU. – 5 p. : ill. – Text : direct.
- [11] Patent No. 2653397 Russian Federation, IPC B25J 9/00 Robot Executive Body: No. 2015149070, application 16.11.2015; published 19.05.2017 / Litvinenko A.M., Boher R. M.; applicant VGTU. – 5 p. : ill. – Text : direct.
- [12] Patent No. 2704493 Russian Federation, IPC B65H 54/08 Electric winding machine drive: No. 2018125577, filed on 07/11/2018; published on 10/29/2019 / Litvinenko A.M., Baranov D. S.; applicant VGTU. – 5 p. : ill. – Text : direct.

Т.Э. Муртазин, В.Г. Титов, А.Б. Дарьенков

СИНТЕЗ АДАПТИВНОГО РЕГУЛЯТОРА СКОРОСТИ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО СИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. В статье рассмотрены разработанные авторами научно-технические решения по созданию системы векторного управления синхронным электроприводом с регулятором скорости, учитывающим изменения момента нагрузки. Описана структура адаптивного регулятора скорости и методика расчета его коэффициентов. Приведен сравнительный анализ систем с классическим и адаптивным регулятором по результатам имитационного моделирования.

Ключевые слова: адаптивный регулятор, векторное управление, синхронный электропривод.

В большинстве случаев настройка контуров регулирования в системах управления электроприводом производится без учета возмущающих воздействий [1,2]. В зависимости от типа нагрузки коэффициенты регуляторов корректируются под каждую конкретную систему, либо используются методы подбора коэффициентов [3]. Однако в некоторых случаях влияние момента нагрузки на работу системы оказывается значительным. Например, нагрузка на судовой гребной электропривод во время сильной качки на воде изменяется в широких пределах и практически снижается до нуля в моменты оголения гребного винта. Это может привести к потере устойчивости контура регулирования скорости гребного электропривода и вызвать резкие колебания потребляемого приводом тока, что негативно влияет на качество электроэнергии автономного источника питания и его работу в целом [4,5]. С целью решения данной проблемы предлагается использование регулятора скорости, адаптирующегося к изменениям момента нагрузки.

Для упрощения расчетов в качестве синхронного двигателя рассмотрим неявнополусную синхронную машину с постоянными магнитами на роторе. На основании аналитических уравнений состояния статора и выражения электромагнитного момента синхронной машины во вращающейся системе координат $d-q$, а также второго закона Ньютона для вращательного движения разработана структурная схема системы векторного управления синхронным электроприводом во вращающейся системе координат $d-q$ [6,7] (рис.1).

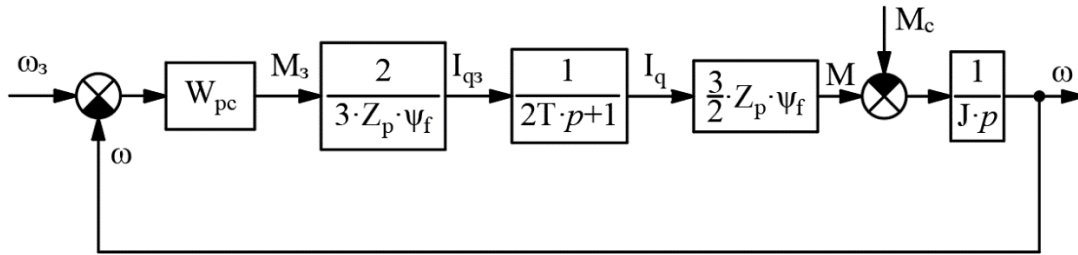


Рис. 2. Структурная схема синхронного электропривода с настроенными контурами тока

Передаточная функция разомкнутой системы с учётом момента нагрузки сводится к передаточной функции симметричного оптимума:

$$\frac{\omega}{\omega_3 - \omega} = \left(W_{pc} \cdot \frac{1}{2Tp + 1} - \frac{M_c}{\omega_3 - \omega} \right) \cdot \frac{1}{Jp} = \frac{4T_\mu p + 1}{4T_\mu p} \cdot \frac{1}{2T_\mu p(T_\mu p + 1)}, \quad (3)$$

где ω – скорость привода; ω_3 – заданное значение скорости; W_{pc} – передаточная функция регулятора скорости; M_c – момент нагрузки; J – момент инерции, приведенный к валу двигателя; $T_\mu = 2T$ – компенсируемая постоянная времени.

Тогда передаточная функция регулятора скорости принимает вид

$$W_{pc} = \frac{J}{4T} + \frac{J}{32T^2 p} + \frac{M_c(2Tp + 1)}{\omega_3 - \omega}. \quad (4)$$

Таким образом, получили ПИ-регулятор с добавлением форсированного сигнала момента нагрузки, что эквивалентно увеличению коэффициентов регулятора при увеличении нагрузки и наоборот. Как и в случае с ПИД-регулятором, сигнал форсирующего дифференцирующего звена необходимо фильтровать. Постоянная времени фильтра T_d обычно выбирается в 2-20 раз меньше, чем постоянная времени фильтра дифференциального звена [8]. Момент нагрузки можно вычислить из сигналов обратной связи по скорости ω и току I_q , основываясь на уравнении второго закона Ньютона для вращательного движения. Структура синтезированного адаптивного регулятора скорости представлена на рис. 3.

На основании изложенного была разработана имитационная модель синхронного электропривода для гребной электрической установки судна в программном пакете *Matlab Simulink* [9,10]. На рис. 4 приведены результаты моделирования пуска с центробежной нагрузкой на валу синхронного двигателя (с 0 по 4 с), затем имитирована качка на воде (с 4 по 14 с) с оголением гребного винта на 9 секунде.

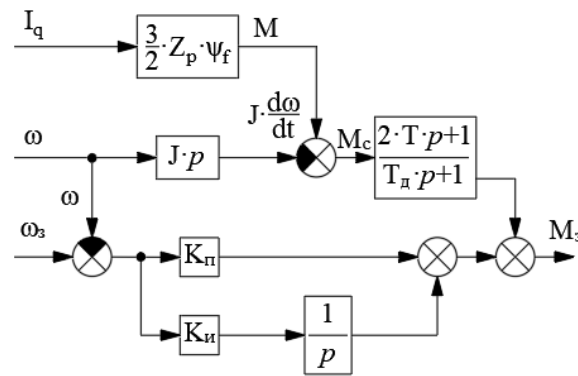


Рис. 3. Структура адаптивного регулятора скорости

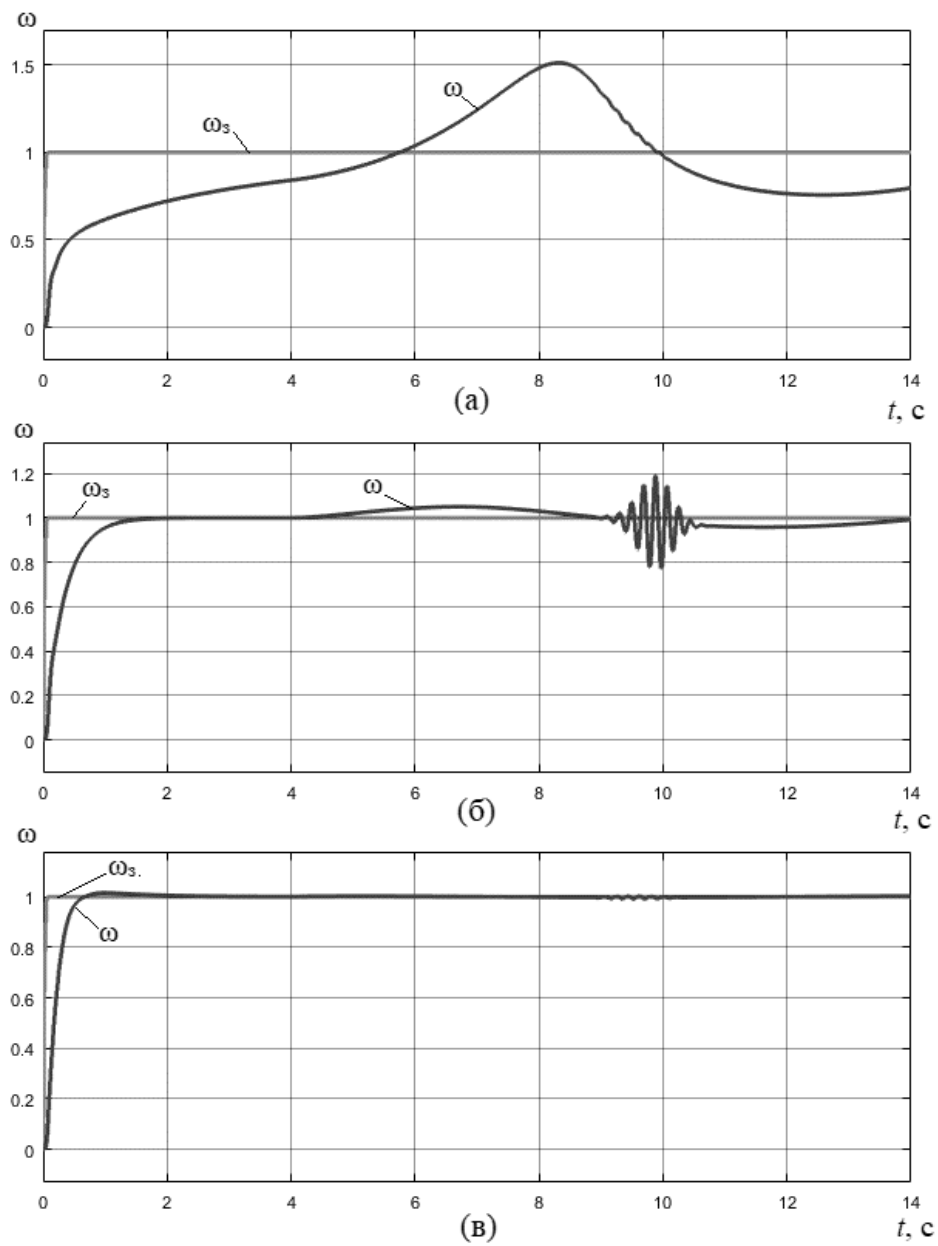


Рис. 4. Результаты моделирования работы электропривода в условиях качки:
с классическим регулятором (а); с увеличенными коэффициентами классического регулятора
(б); с адаптивным регулятором (в)

Анализ результатов имитационного моделирования показал, что при использовании классического настроенного на симметричный оптимум регулятора скорости привод не успевает выйти на номинальную скорость за отведенное время, а с началом качки не способен поддерживать заданную скорость. Классический регулятор с увеличенными коэффициентами плавно и без перерегулирования выходит на заданное значение за 2 секунды, однако во время качки скорость отличается от заданного значения на 5 %. А в момент оголения гребного винта система теряет устойчивость. При использовании адаптивного регулятора его коэффициенты автоматически подстраиваются под изменения момента нагрузки, обеспечивая более быстрый пуск менее чем за 1 секунду с перерегулированием в 1,5 %. Во время качки регулятор стабильно поддерживает скорость на заданном значении с незначительными отклонениями (менее 1 %).

Библиографический список

1. **Соколовский, Г.Г.** Электроприводы переменного тока с частотным регулированием. М.: Академия, 2006. – 265 с.
2. **Терехов, В.М.** Системы управления электроприводов: Учебник для студ. высш. учеб. заведений / В.М. Терехов, О.И. Осипов Под ред. В.М. Терехова. –М.: Издательский центр «Академия», 2005. –304 с.
3. **Вадутов, О.С.** Настройка типовых регуляторов по методу Циглера–Никольса: метод. указания к выполнению лаб. работы для студентов, обучающихся по направлениям 210100 «Электроника и нанoeлектроника» и 201000 «Биотехнические системы и технологии» / сост. О.С. Вадутов; Национальный исследовательский Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 10 с.
4. **Муртазин, Т.Э.,** Титов В.Г., Мотина О.А. Векторное управление гребным асинхронным электроприводом // Интеллектуальная электротехника. 2021 № 4 С. 59-67. DOI: 10.46960/2658-6754_2021_4_59
5. **Муртазин, Т.Э.,** Шевченко А.А., Титов В.Г. Система векторного управления автономным электроприводом // Вестник МГТУ. 2023. Т. 26, № 4. С. 449–456. DOI: <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2023-26-4-449-456>.
6. **Муртазин Т.Э.,** Титов В.Г. Синхронный электропривод с векторным управлением // Интеллектуальная Электротехника. 2021 № 2 С. 41-52. DOI: 10.46960/2658-6754_2021_2_41
7. **Калачев, Ю.Н.** Векторное регулирование (заметки практика). –М.: Издательский дом МЭИ, 2013. – 72 с..
8. **Astrom, K.J.,** Hagglund T. Advanced PID control. — ISA (The Instrumentation, Systems, and Automation Society), 2006. — 460 p.
9. **Дьяконов, В.П.** MATLAB. Полный самоучитель // – М.: ДМК Пресс, 2012. – 768 с.: ил.
10. **Дьяконов, В.П.** Simulink 5/6/7: Самоучитель // – М.: ДМК Пресс, 2008. – 784 с.: ил.

T.E. Murtazin, V.G. Titov, A.B. Dar'enkov

SYNTHESIS OF AN ADAPTIVE SPEED CONTROLLER FOR A FREQUENCY-CONTROLLED ASYNCHRONOUS ELECTRIC DRIVE

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article observes the scientific and technical solutions developed by the authors to create a vector control system for a synchronous electric drive with a speed controller that takes into account changes in the load moment. The structure of the adaptive speed controller and the method of calculating its coefficients are described. A comparative analysis of systems with classical and adaptive regulators based on simulation results is presented.

Key words: adaptive controller, vector control, synchronous electric drive.

References

- [1] G.G. Sokolovsky, “*Elektroprivody peremennogo toka s chastotnym regulirovaniem*” [Variable frequency AC drives]. Moscow: Academy, 2006 (in Russian)
- [2] V.M. Terekhov and O.I. Osipov, “*Sistemy upravleniya elektroprivodov*” [Electric drive control systems]. Moscow: Akademiya, 2005 (in Russian)
- [3] O.S. Vadutov, *Nastroyka tipovykh regulyatorov po metodu Tsiglera-Nikol'sa* [Setting up standard regulators using the Ziegler-Nichols method]. Tomsk: TPU, 2014 (in Russian)
- [4] T.E. Murtazin, V.G. Titov and O.A. Motina, “*Vektornoe upravlenie grebnym asinkhronnym elektroprivodom*” [Vector control of asynchronous electric drive in ship propulsion system], Smart Electrical Engineering, no. 4, pp. 59-67, 2021 DOI: 10.46960/2658-6754_2021_4_59
- [5] T.E. Murtazin, A.A. Shevchenko and V.G. Titov, “*Sistema vektornogo upravleniya avtonomnym elektroprivodom*” [Vector control system for autonomous electric drive]. Vestnik of MSTU, 26(4), pp. 449–456. (In Russ.) DOI: <https://doi.org/10.21443/1560-9278-2023-26-4-449-456>.
- [6] T.E. Murtazin and V.G. Titov, “*Sinkhronnyy elektroprivod s vektornym upravleniem*” [Synchronous electric drive with vector control], Smart Electrical Engineering, no. 2, pp. 41-52, 2021 DOI: 10.46960/2658-6754_2021_2_41
- [7] Y.N. Kalachev, *Vektornoye regulirovanie (zametki praktika)* [Vector control (practitioner's notes)]. Moscow: Izdatelskiy dom MEI, 2013 (in Russian)
- [8] Astrom, K.J., Hagglund T. *Advanced PID control*. — ISA (The Instrumentation, Systems, and Automation Society), 2006. — 460 p.
- [9] V.P. Diakonov. MATLAB. *Polniy samouchitel* [MATLAB. Complete tutorial]. Moscow: DMK Press, 2012 (in Russian)
- [10] V.P. Diakonov. *Simulink 5/6/7: Samouchitel* [Simulink 5/6/7: Tutorial]. Moscow: DMK Press, 2008 (in Russian)

А.С. Нагорный

СИНТЕЗ НАБЛЮДАТЕЛЯ НА ОСНОВЕ СКОЛЬЗЯЩИХ РЕЖИМОВ СОСТОЯНИЯ УГЛА ПОЛОЖЕНИЯ ВАЛА СДПМ С НАГРУЗКОЙ СТУПЕНЧАТОГО ТИПА

Новосибирский государственный технический
университет

Аннотация. В статье рассмотрен синтез наблюдателя на базе преднамеренных скользящих режимов для вычисления углового положения вала синхронного двигателя с возбуждением от постоянных магнитов и векторной моделью управления. Моделируемый в статье двигатель имеет 80Вт мощности и 3000 об/мин номинальной скорости. Проведено цифровое моделирование для анализа работоспособности наблюдателя. В результате синтезированная система показывает качественные и стабильные параметры работы.

Ключевые слова: наблюдатель, скользящие режимы, автоматизация.

Введение

Синхронные двигатели с возбуждением от постоянных магнитов (СДПМ) в современном мире возымел широко распространены как в целом в промышленности, так и во многих технических устройствах [1–3]. Причиной этому в большинстве своём послужили следующие факторы: в сравнении с двигателями постоянного тока, СДПМ имеют более высокую надежность и массогабаритные показатели, а по сравнению с другими двигателями переменного тока, СДПМ показывает лучше удельную мощность, а также динамические характеристики [3,4].

Для СДПМ существуют две основные методики управления – векторное управление и прямое управление моментом на основе таблицы переключений с применением релейных регуляторов. И хотя методика прямого управления моментом показывает более качественные динамические характеристики переходных процессов [5], пульсация момента в статических режимах делает данную методику нежелательной для применения в системах, где необходимо поддержание скорости или момента с высокой точностью. Помимо этого, векторное управление СДПМ отличается от метода прямого управления моментом меньшими затратами вычислительных ресурсов, меньшими потерями, и, как следствие, большей энергоэффективностью, а также более широким диапазоном регулирования частоты вращения электродвигателя [6]. Исходя из всех вышеописанных факторов, в данной статье будет рассмотрен СДПМ с реализацией на базе векторного управления.

Для непосредственной реализации данного метода необходимо непрерывно и с высокой точностью знать угловую скорость вращения ротора СДПМ,

а также его угловое положение. Техническая реализация качественного получения этих показателей возможна двумя путями. Первый – это установить физический датчик на валу двигателя. Второй – это специализированные системы оценки требуемых координат. Применение датчиков негативно сказывается на массогабаритных и инерционных показателях электрической машины [5,7]. Второй же метод подразумевает отсутствие физических датчиков, что в дополнение повышает надежность системы за счёт невосприимчивости к вибрациям и резким режимам работы электрической машины.

Системы оценки координат состояния угла и скорости вращения вала СДПМ подразделяются на три типа. Фильтр Р. Калмана, который разрабатывается индивидуально для каждого случая, а также требует значительных аппаратных вычислений по сравнению с другими методиками [8]. Второй тип – это адаптивное управление с эталонной моделью, более известное, как *Model reference adaptive system (MRAS)*. Для качественной реализации *MRAS*-системы необходимо как можно более точно знать данные об СДПМ, как изначальные, так и текущие [9]. И третий тип – наблюдатель с преднамеренной организацией скользящих режимов. Данные наблюдатели, в свою очередь, имеют высокое алгоритмическое быстродействие и, что наиболее важно, малочувствительны к различным внешним воздействиям и нестационарностям системы в целом [10].

В данной статье будет рассмотрен наблюдатель состояния угла положения на основе преднамеренно организованных скользящих режимов с нагрузкой ступенчатого типа и тремя режимами включения. В качестве результатов выступит математическое моделирование в программном пакете *MATLAB Simulink*.

Математическое описание

Для формирования наблюдателя на основе преднамеренно организованных скользящих режимов необходимо сформировать динамические уравнения СДПМ в осях α , β . Соответствующая система уравнений (1) приведена далее.

$$\begin{cases} \frac{di_{s\alpha}}{dt} = \frac{1}{L_s} \cdot (u_{s\alpha} - R_s \cdot i_{s\alpha} - e_{s\alpha}), \\ \frac{di_{s\beta}}{dt} = \frac{1}{L_s} \cdot (u_{s\beta} - R_s \cdot i_{s\beta} + e_{s\beta}). \end{cases} \quad (1)$$

где u_s – алгебраические векторы напряжений в осях α и β соответственно, i_s – алгебраические векторы токов в осях α и β , R_s и L_s – активное сопротивление и индуктивность фазной обмотки, e_s – алгебраические векторы ЭДС вращения статора в осях α и β .

Далее в системе уравнений (2) представлено разложение векторов ЭДС вращения статора.

$$\begin{cases} e_{s\alpha} = \Psi_f \cdot \omega_{el} \cdot (-\sin(\gamma_e)), \\ e_{s\beta} = \Psi_f \cdot \omega_{el} \cdot (\cos(\gamma_e)). \end{cases} \quad (2)$$

где Ψ_f – потокосцепление ротора от воздействия постоянных магнитов, γ_e – электрический угол двигателя, получаемый путем произведения физического угла положения γ на число пар полюсов двигателя.

Воспользовавшись системами (1) и (2) предварительно будет сформирован, наблюдатель полного порядка (3) в осях α и β [11].

$$\begin{cases} \frac{d\hat{i}_{s\alpha}}{dt} = \frac{1}{L_s} \cdot (u_{s\alpha} - R_s \cdot \hat{i}_{s\alpha} - e_{s\alpha}) + \varepsilon_{\alpha}(t), \\ \frac{d\hat{i}_{s\beta}}{dt} = \frac{1}{L_s} \cdot (u_{s\beta} - R_s \cdot \hat{i}_{s\beta} + e_{s\beta}) + \varepsilon_{\beta}(t). \end{cases} \quad (3)$$

где \hat{i}_s – оценки переменных, $\varepsilon(t) = i_s - \hat{i}_s$ – стабилизирующая добавка ошибки наблюдения.

В случае наблюдателя на основе скользящих режимов стабилизирующая добавка формируется с использованием релейного элемента. С учетом релейного элемента стабилизирующие добавки представлены в системе (4):

$$\begin{cases} \varepsilon_{\alpha}(t) = k_{e\alpha} \cdot \text{sign}(i_{s\alpha} - \hat{i}_{s\alpha}), \\ \varepsilon_{\beta}(t) = k_{e\beta} \cdot \text{sign}(i_{s\beta} - \hat{i}_{s\beta}). \end{cases} \quad (4)$$

где $k_{e\alpha}$ и $k_{e\beta}$ – коэффициенты, равные максимальному значению по модулю $e_{s\alpha}$ и $e_{s\beta}$ соответственно, sign – функция знака, принимающая значения ± 1 исходя из знака аргумента.

На основании систем уравнений (3), (4) и условия $\varepsilon(t) = 0$ справедлива следующая система уравнений (5):

$$\begin{cases} e_{\alpha} = k_{e\alpha} \cdot \text{sign}(i_{s\alpha} - \hat{i}_{s\alpha}) = -k_{e\alpha} \cdot \text{sign}(\hat{i}_{s\alpha} - i_{s\alpha}), \\ e_{\beta} = -k_{e\beta} \cdot \text{sign}(i_{s\beta} - \hat{i}_{s\beta}) = k_{e\beta} \cdot \text{sign}(\hat{i}_{s\beta} - i_{s\beta}). \end{cases} \quad (5)$$

Для формирования оценок наблюдения ЭДС необходимо учесть, что функция sign носит разрывный характер, поэтому необходимо на выходе функции наблюдателя добавить фильтр низких частот (6). Который, в свою очередь, вносит конечную ошибку наблюдения из-за характерного смещения оценки.

Нивелировать данную ошибку наблюдения возможно с помощью введения дополнительных обратных связей в наблюдателе и незначительной корректировки конечного угла.

$$W_{\text{фнч}}(p) = \frac{1}{T_{\phi} \cdot p + 1}, \quad (6)$$

где T_ϕ – постоянная времени фильтра, p – оператор дифференцирования $\frac{d}{dt}$.

Следовательно, конечный вид наблюдателя ЭДС вращения статора на основе скользящих режимов примет вид (7):

$$\begin{cases} \hat{e}_\alpha = -k_{e\alpha} \cdot \text{sign}(\hat{i}_{s\alpha} - i_{s\alpha}) \cdot W_{\text{фнч}}(p), \\ \hat{e}_\beta = k_{e\beta} \cdot \text{sign}(\hat{i}_{s\beta} - i_{s\beta}) \cdot W_{\text{фнч}}(p), \\ \frac{d\hat{i}_{s\alpha}}{dt} = \frac{1}{L_s} \cdot (u_{s\alpha} - R_s \cdot \hat{i}_{s\alpha} - k_{e\alpha} \cdot \text{sign}(\hat{i}_{s\alpha} - i_{s\alpha}) \cdot (1 + W_{\text{фнч}}(p))), \\ \frac{d\hat{i}_{s\beta}}{dt} = \frac{1}{L_s} \cdot (u_{s\beta} - R_s \cdot \hat{i}_{s\beta} - k_{e\beta} \cdot \text{sign}(\hat{i}_{s\beta} - i_{s\beta}) \cdot (1 + W_{\text{фнч}}(p))) \end{cases} \quad (7)$$

Угол поворота выражаем через функцию арктангенса (8):

$$\hat{\gamma}_e = \arctan\left(\frac{-\hat{e}_\alpha}{\hat{e}_\beta}\right) \quad (8)$$

Цифровое моделирование

В качестве результатов проделанной работы было проведено цифровое моделирование в программном пакете *MATLAB Simulink*. На рис. 1 представлена реализованная система (7). Далее, на рис. 2, приведены результаты цифрового моделирования.

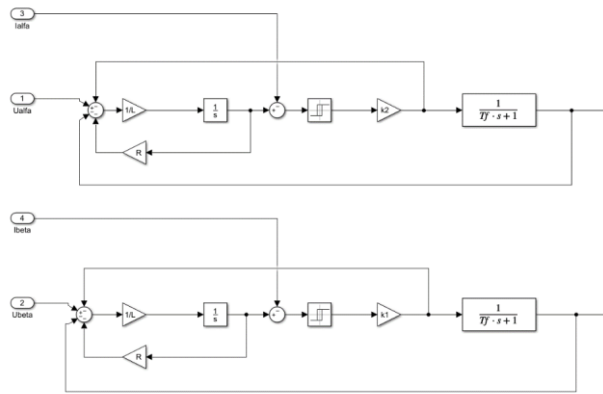


Рис. 1. Структурная схема наблюдателя ЭДС на основе скользящих режимов в *MATLAB Simulink*

Основные параметры моделируемого СДПМ – две пары полюсов, мощность 80 Вт, 4,6 А фазный ток, номинальная частота вращения 3000 об/мин или 314,5 рад/сек. Так как функция \arctan имеет пилообразный характер, для сравнения угла поворота в наблюдателе $\hat{\gamma}_e$ с углом поворота в системе γ_e , выход \arctan необходимо преобразовать в непрерывно-возрастающую функцию посредством

прибавления 2π каждый раз, когда функция достигает пикового значения и переключается на новый круг.

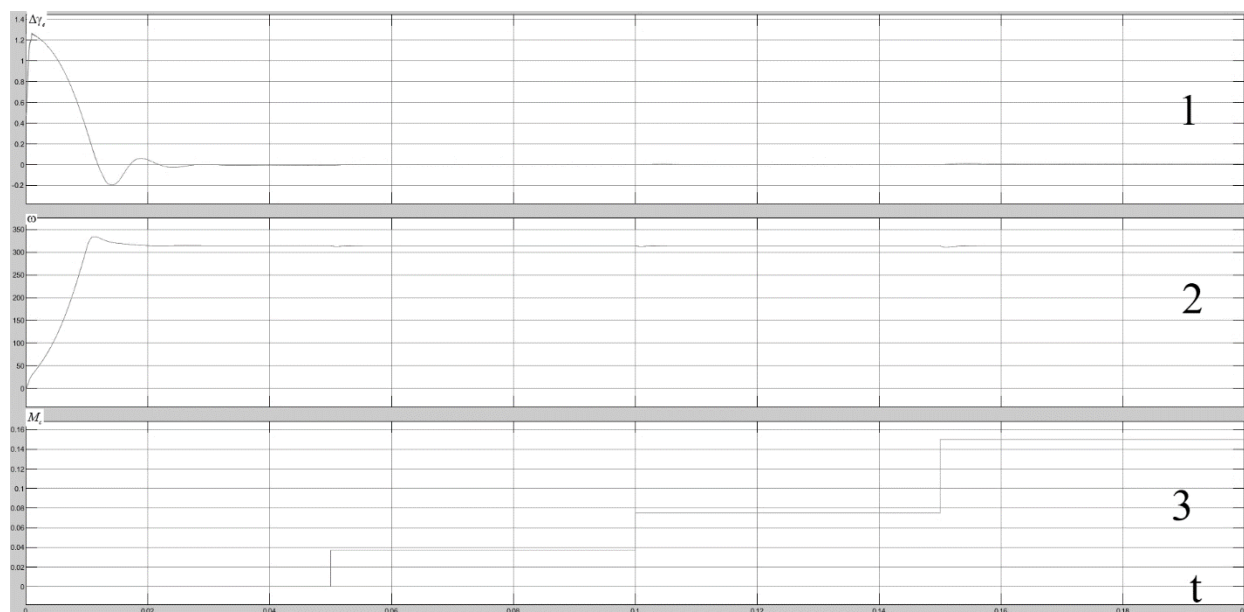


Рис. 2. Результаты цифрового моделирования в MATLAB Simulink:

1 – статическая ошибка $\hat{\gamma}_e - \gamma_e$, 2 – угловая скорость вращения двигателя, 3 – момент сопротивления (нагрузка)

Нагрузка подается в 3 ступени, первая равна 25 % от номинальной, вторая равна 50 % и, соответственно, третья 100 %. Установившаяся скорость вращения двигателя равна номинальной – 3000 об/мин. Статическая ошибка во время пуска двигателя менее, чем за 0,04 фактически становится равной 0, отклонения при подаче нагрузки менее 0,05 радиан и почти мгновенно сводятся к 0.

Вывод

По результатам проделанной в рамках данной статьи работы синтезирован наблюдатель на основе преднамеренно организованных скользящих режимов для вычисления углового положения вала двигателя СДПМ для применения со ступенчатой нагрузкой в рамках номинальной. Результаты моделирования показывают высокую точность и стабильность работы наблюдателя и, как следствие, вращения вала двигателя на номинальной скорости как с нагрузкой, так и без неё.

Библиографический список

1. **X.-F. Liu** et al. Numerical simulation of the electromagnetic torques of PMSM with two-way magneto-mechanical coupling and nonuniform spline clearance in electric submersible pumping wells // *Petroleum Science*, vol. 21, no. 6, Dec. 2024. – pp. 4417–4426.
2. **Z. You**, Y. Bian, Y. Zhang, and L. Chen An intelligent optimization algorithm with novel fitness function for high-performance PMSM FOC // *Alexandria Engineering Journal*, vol. 115, Mar. 2025. – pp. 286–296.
3. **M. S. Hossain**, N. A. M. Said, M. A. Hasan, W. A. Halim, W. N. W. A. Munim, and A. Jidin Performance evaluation of a nearest level control-based TCHB multilevel inverter for PMSM motors in electric vehicle systems // *Results in Engineering*, vol. 25, Mar. 2025. – p. 103949
4. **Y. Li**, D. Wang, and S. Zhou Moment of inertia identification for PMSM based on extended

SMO and improved RBFNN // Energy Reports, vol. 9, Mar. 2023. – pp. 521–528.

5. **G. Wang**, M. Valla, and J. Solsona Position Sensorless Permanent Magnet Synchronous Machine Drives—A Review // IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 67, no. 7, Jul. 2020. – pp. 5830–5842.

6. **Fang-Zheng Peng and T. Fukao** Robust speed identification for speed-sensorless vector control of induction motors // IEEE Trans. on Ind. Applicat., vol. 30, no. 5, Oct. 1994. – pp. 1234–1240.

7. **Y. Shi**, K. Sun, L. Huang, and Y. Li Online Identification of Permanent Magnet Flux Based on Extended Kalman Filter for IPMSM Drive With Position Sensorless Control // IEEE Trans. Ind. Electron., vol. 59, no. 11, Nov. 2012. – pp. 4169–4178.

8. **S. Bolognani**, L. Tubiana, and M. Zigliotto Extended kalman filter tuning in sensorless PMSM drives // IEEE Trans. on Ind. Applicat., vol. 39, no. 6, Nov. 2003. – pp. 1741–1747.

9. **Xiao Xi**, Li Yongdong, Zhang Meng, and Liang Yan A Sensorless Control Based on MRAS Method in Interior Permanent-Magnet Machine Drive // in 2005 International Conference on Power Electronics and Drives Systems, Kuala Lumpur, Malaysia: IEEE, 2005, pp. 734–738.

10. **W. Xu**, S. Qu, L. Zhao, and H. Zhang An Improved Adaptive Sliding Mode Observer for Middle- and High-Speed Rotor Tracking // IEEE Trans. Power Electron., vol. 36, no. 1, Jan. 2021. – pp. 1043–1053.

11. **Панкратов В.В.**, Зима Е.А., Нос О.В. Избранные разделы теории автоматического управления. Новосибирск: изд-во НГТУ, 2011. – 223 с.

A.S. Nagorny

SYNTHESIS OF THE SLIDING MODE OBSERVER OF THE SHAFT POSITION ANGLE PMSM WITH STEP LOAD

Novosibirsk State Technical University
Novosibirsk, Russia

Abstract. The article considers the synthesis of an observer based on deliberate sliding modes for calculating the angular position of a permanent magnet synchronous motor shaft with a vector control model. The modeled engine in the article has 80W of power and 3000 rpm of rated speed. A digital simulation to analyze the observer's performance was performed. As a result, the synthesized system shows high-quality and stable performance parameters.

Key words: observer, sliding mode, automatisisation.

References

- [1] X.-F. Liu et al., "Numerical simulation of the electromagnetic torques of PMSM with two-way magneto-mechanical coupling and nonuniform spline clearance in electric submersible pumping wells," *Petroleum Science*, vol. 21, no. 6, pp. 4417–4426, Dec. 2024
- [2] Z. You, Y. Bian, Y. Zhang, and L. Chen, "An intelligent optimization algorithm with novel fitness function for high-performance PMSM FOC," *Alexandria Engineering Journal*, vol. 115, pp. 286–296, Mar. 2025.
- [3] M. S. Hossain, N. A. M. Said, M. A. Hasan, W. A. Halim, W. N. W. A. Munim, and A. Jidin, "Performance evaluation of a nearest level control-based TCHB multilevel inverter for PMSM motors in electric vehicle systems," *Results in Engineering*, vol. 25, p. 103949, Mar. 2025.
- [4] Y. Li, D. Wang, and S. Zhou, "Moment of inertia identification for PMSM based on extended SMO and improved RBFNN," *Energy Reports*, vol. 9, pp. 521–528, Mar. 2023.
- [5] G. Wang, M. Valla, and J. Solsona, "Position Sensorless Permanent Magnet Synchronous Machine Drives—A Review," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 67, no. 7, pp. 5830–5842, Jul. 2020.
- [6] Fang-Zheng Peng and T. Fukao, "Robust speed identification for speed-sensorless vector control of induction motors," *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, vol. 30, no. 5, pp. 1234–1240, Oct. 1994.
- [7] Y. Shi, K. Sun, L. Huang, and Y. Li, "Online Identification of Permanent Magnet Flux Based on Extended Kalman Filter for IPMSM Drive With Position Sensorless Control," *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 59, no. 11, pp. 4169–4178, Nov. 2012.
- [8] S. Bolognani, L. Tubiana, and M. Zigliotto, "Extended kalman filter tuning in sensorless PMSM drives," *IEEE Trans. on Ind. Applicat.*, vol. 39, no. 6, pp. 1741–1747, Nov. 2003.
- [9] Xiao Xi, Li Yongdong, Zhang Meng, and Liang Yan, "A Sensorless Control Based on MRAS Method in Interior Permanent-Magnet Machine Drive," in *2005 International Conference on Power Electronics and Drives Systems*, Kuala Lumpur, Malaysia: IEEE, 2005, pp. 734–738.
- [10] W. Xu, S. Qu, L. Zhao, and H. Zhang, "An Improved Adaptive Sliding Mode Observer for Middle- and High-Speed Rotor Tracking," *IEEE Trans. Power Electron.*, vol. 36, no. 1, pp. 1043–1053, Jan. 2021.
- [11] V.V. Pankratov, E.A. Zima, O.V. Nos Izbrannie razdeli teorii avtomaticheskogo upravleniya (Selected sections of the theory of automatic control). Novosibirsk: NSTU 2011. – 223 pp. (in Russian)

УДК 621.314.5

А.Г. Сергеев

ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬ ЧАСТОТЫ ДЛЯ СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ С ПОСТОЯННЫМИ МАГНИТАМИ И ДВУМЯ ОБМОТКАМИ

АО «Всероссийский научно-исследовательский институт релестроения»

Аннотация. В статье рассмотрены принципы управления синхронным двигателем с постоянными магнитами. Рассмотрен специальный синхронный двигатель с постоянными магнитами и двумя обмотками. Описан алгоритм управления преобразователя частоты.

Ключевые слова: синхронный двигатель с постоянными магнитами, преобразователь частоты, датчик положения ротора, алгоритм управления.

Синхронные двигатели с постоянными магнитами (СДПМ) получили значительное распространение как альтернатива двигателям постоянного тока, двухфазным асинхронным и шаговым. СДПМ более всего применяют в режиме бесколлекторного двигателя постоянного тока (БДПТ), что приближает их характеристики к таковым у двигателей постоянного тока, которые считаются эталонными [1, 2]. СДПМ совмещают простоту конструкции двигателей переменного тока и возможности управления двигателями постоянного тока. Они обладают следующими преимуществами:

- высокий к.п.д. во всем диапазоне частот вращения ротора, в том числе, и на пониженных скоростях;
- простота конструкции и отсутствие потерь на возбуждение;
- невысокая инерция при значительном моменте;
- небольшие габариты. Например, асинхронная машина аналогичной мощности и класса энергоэффективности в два раза больше синхронного двигателя с постоянными магнитами;
- поддержание момента на валу независимо от скорости вращения ротора даже на малых оборотах;
- не имеет щеток, поэтому его легко установить и снизить затраты на техническое обслуживание;
- имеет только обмотку статора, поэтому его тепловыделение меньше по сравнению с щеточным двигателем.

СДПМ является наиболее перспективной машиной в диапазоне малых и средних мощностей благодаря своим высоким эксплуатационным характеристикам. Эти качества выделяют его из ряда всех остальных машин и обеспечивают ему применение в системах автоматизации, приводах подачи станков, прецизионных системах слежения, а также в системах, где стабильность скорости является первостепенным требованием, предъявляемым к технологическому процессу.

В начале XXI в. АО «НИИЭФА» (г. Санкт-Петербург) вел работы по разработке СДПМ на большие мощности. Это стало возможным благодаря появлению редкоземельных металлов для изготовления постоянных магнитов. В результате был разработан двигатель серии ДВМ-12500-3000 мощностью 12,5 МВт [3]. Уникальность двигателя заключается в том, что в статоре расположены две обмотки, соединенные в звезду и сдвинутые в пространстве на 30 градусов. Параметры СДПМ ДВМ-12500-3000 приведены в табл. 1.

Таблица 1

Основные параметры двигателя ДВМ-12500-3000

Наименование параметра и единица измерения	Значение
Номинальная мощность, кВт	12500
Напряжение питания от преобразователя, кВ	6,3
Номинальный ток фазы одной обмотки в длительном режиме (действующее значение), А	700
Максимальный ток фазы одной обмотки в (действующее значение), А	840
Число пар полюсов	6
Номинальная скорость вращения, об/мин	3000
Диапазон регулирования оборотов двигателя, %	5-100
Частота напряжения статора при номинальной скорости	300
КПД в номинальном режиме, не менее	0,97
Класс изоляции	F

Существуют различные схемы замещения СДПМ [4, 5]. В АО «НИИЭФА» пользуются схемой замещения (модель) машины в системе координат $\{d \ q \ 0\}$, вращающейся с частотой ω_R синхронно с ротором, которая представлена на рис. 1. Ось d системы координат совмещена с продольной осью полюса ротора, создающего максимальное потокосцепление фазы U1. Ось q принята отстающей от оси d на 90° . Все параметры на схемах и далее, в уравнениях, представлены в относительных единицах. Базисные величины, принятые в модели, представлены в табл. 2. Параметры эквивалентных демпферных контуров ("kd" и "kq") приведены к статору. При выводе уравнений приняты такие условные положительные направления токов и напряжений, чтобы активная мощность, отдаваемая обмотками в сеть (или преобразователь), была положительной.

Таблица 2

Базовые величины для относительных единиц

Наименование базисной величины	Обозначение (выражение)	Значение
Ток обмотки статора, А	$I_{Б1}$	990
Напряжение обмотки статора, В	$U_{Б1}$	5144
Сопротивление обмотки статора, Ом	$Z_{Б1}$	5,196
Частота, 1/с	$\omega_B = \omega_1 = 2\pi \cdot f_n$	1885
Индуктивность обмотки статора, мГн	$L_{Б1} = Z_{Б1} / \omega_B$	2,756
Потокосцепление обмотки статора, Вб	$\Psi_{Б1} = U_{Б1} / \omega_B$	2,7289
Мощность, кВА	$P_B = 1,5 \cdot U_{Б1} \cdot I_{Б1}$	7639
Момент, кНм	$M_B = \frac{P_B}{\omega_B} \cdot p$	24,31
Время, мс	$1/\omega_B$	0,531
Инерционная постоянная, с	$H_J = \frac{J_{\text{эд}}/2}{P_B} \cdot \left(\frac{\omega_B}{p} \right)^2$	10,1

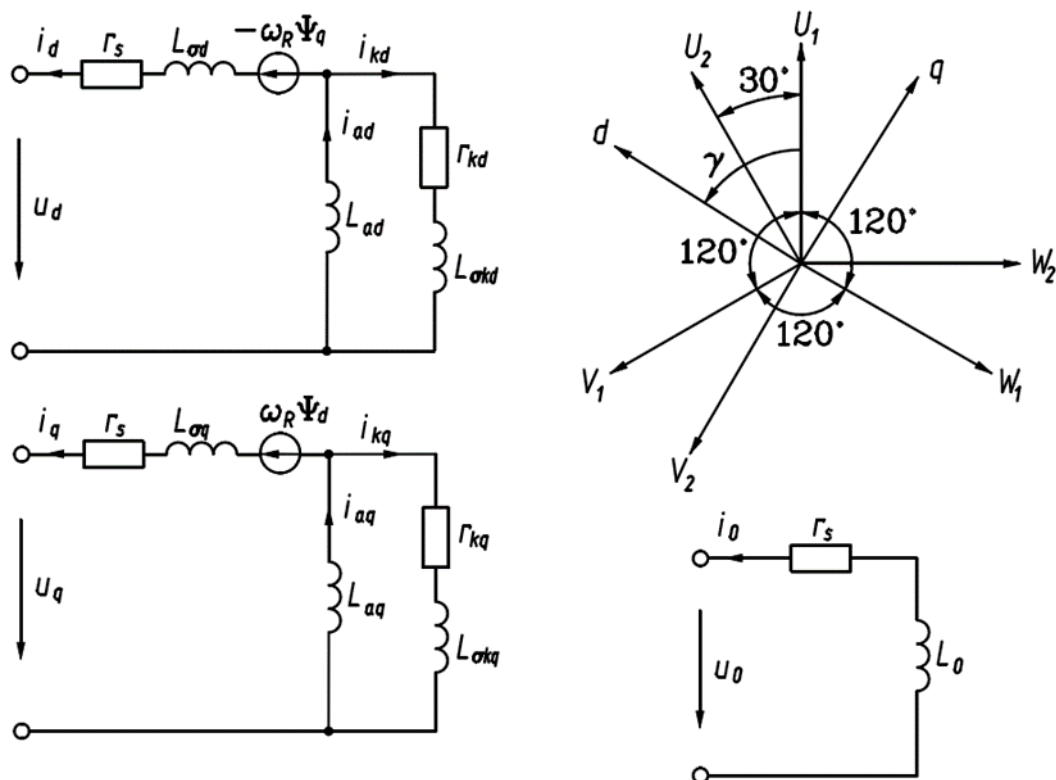


Рис. 1. Схемы замещения синхронного двигателя с постоянными магнитами и системы координат

Для модели двигателя используется система уравнений в относительных единицах:

$$\begin{cases} \frac{1}{\omega_B} \cdot \frac{d\Psi_d}{dt} = -u_d - r_s \cdot i_d - \omega_R \cdot \Psi_q \\ \frac{1}{\omega_B} \cdot \frac{d\Psi_q}{dt} = -u_q - r_s \cdot i_q + \omega_R \cdot \Psi_d \\ \frac{1}{\omega_B} \cdot \frac{d\Psi_0}{dt} = -u_0 - r_s \cdot i_0 \\ \frac{1}{\omega_B} \cdot \frac{d\Psi_{kd}}{dt} = -r_{kd} \cdot i_{kd} \\ \frac{1}{\omega_B} \cdot \frac{d\Psi_{kq}}{dt} = -r_{kq} \cdot i_{kq} \\ H_J \cdot \frac{d\omega_R}{dt} = M_T - M_{\text{ЭМ}}, \end{cases}$$

где:

$$\Psi_d = L_{\sigma d} \cdot i_d + L_{ad} \cdot i_{ad} + \Psi_{\text{ПМ}};$$

$$\Psi_q = L_{\sigma q} \cdot i_q + L_{aq} \cdot i_{aq};$$

$$\Psi_0 = L_0 \cdot i_0;$$

$$\Psi_{kd} = L_{\sigma kd} \cdot i_{kd} + L_{ad} \cdot i_{ad} + \Psi_{\text{ПМ}};$$

$$\Psi_{kq} = L_{\sigma kq} \cdot i_{kq} + L_{aq} \cdot i_{aq};$$

$$i_{ad} = i_d + i_{kd};$$

$$i_{aq} = i_q + i_{kq};$$

$$M_{\text{ЭМ}} = \Psi_d \cdot i_q - \Psi_q \cdot i_d;$$

где r_s - сопротивление статора; r_{kd}, r_{kq} - активные сопротивления демпферных контуров осей d и q ; $L_{\sigma kd}, L_{\sigma kq}$ - индуктивности демпферных контуров в осях d и q ; ω_R - скорость ротора; ω_B - базовая частота; u_d, u_q - напряжения в осях d и q ; i_d, i_q - токи двигателя в осях d и q ; i_{kd}, i_{kq} - токи демпферных контуров в осях d и q ; Ψ_0 - потокосцепление контура намагничивания; Ψ_d, Ψ_q - потокосцепления двигателя в осях d и q ; Ψ_{kd}, Ψ_{kq} - потокосцепления демпферных контуров в осях d и q ; $\Psi_{\text{ПМ}}$ - потокосцепление постоянных магнитов; M_T - относительное значение половины внешнего момента на валу (в двигательном режиме <0); $M_{\text{ЭМ}}$ - электромагнитный момент двигателя.

Для управления двигателем ДВМ-12500-3000 АО «ВНИИР» разработал специальное исполнение преобразователя частоты (ПЧ) на основе серии *ABS-DRIVE* [6, 7]. Так как у двигателя две изолированные обмотки, было решено ПЧ разделить на два полукомплекта по принципу «ведущий» и «ведомый». Полукомплект «ведущий» подключался к обмоткам $U1V1W1$, а полукомплект «ведомый» – к обмоткам $U2V2W2$. Функциональная схема системы управления двигателем ДВМ-12500-3000 представлена на рис.2. Система управления реализована во вращающейся системе координат Oxy (обозначения, принятые в АО «ВНИИР», соответствуют координатам Odq). В данной системе на оба полуком-

плекта имеется один общий регулятор скорости (РС), который задает ток. В каждом полуконплекте имеются регуляторы тока (РТ) по координатам x, y . Сигналы управления в координатах x, y преобразуются в трехфазную систему А, В, С в координатном преобразователе (КП) и далее подаются на блок широтно-импульсной модуляции (ШИМ). Автономный инвертор напряжения (АИН) выполнен по многоуровневой схеме [7]. Так как две обмотки двигателя сдвинуты на 30 градусов, то трехфазные сигналы управления на АИН двух полуконплектов также должны быть сдвинуты на 30 электрических градусов. Таким образом, два полуконплекта должны работать синхронно со сдвигом управляющих сигналов на 30 электрических градусов. Синхронизация сигналов управления осуществляется специализированным контроллером силовой электроники, разработанным в АО «ВНИИР». Дискретность сигналов управления контроллера 40 мкс. Контроллер в ведущем полуконплекте, где реализован РС, задает сигналы управления и в ведомый полуконплект: сигналы задания тока i_{x3}, i_{y3} и сигналы с преобразователя «аналог-частота» (ПАЧ) $\cos \theta, \sin \theta$. В ведомый полуконплект ПЧ подаются сигналы $\cos (\theta - 30^\circ), \sin (\theta - 30^\circ)$.

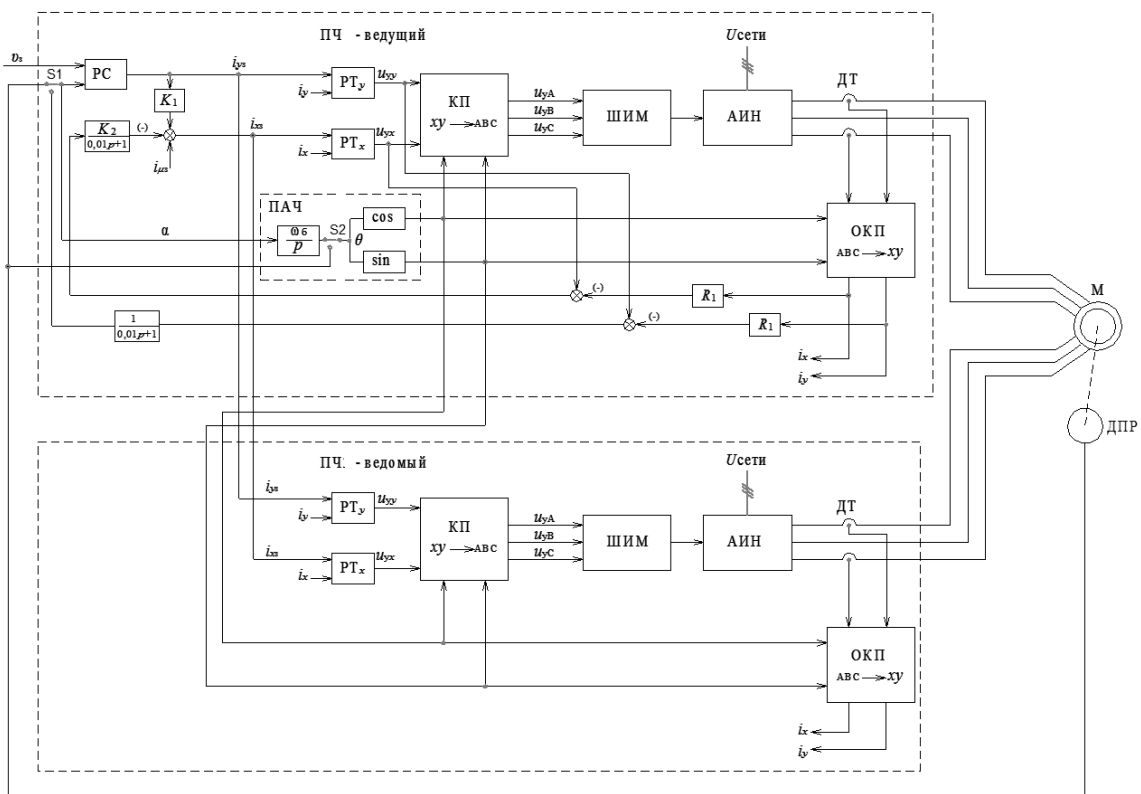


Рис. 2. Функциональная схема управления двигателем ДВМ-12500-3000:

РС – регулятор скорости; РТ_x, РТ_y – регуляторы тока по координатам x и y ; ПАЧ – преобразователь «аналог-частота»; КП – координатный преобразователь; ОКП – обратный координатный преобразователь; ШИМ – широтно-импульсный модулятор; АИН – автономный инвертор напряжения; ДТ – датчик тока; М – синхронный двигатель с постоянными магнитами и двумя обмотками статора; ДПР – датчик положения ротора; i_x, i_y – токи статора по координатам x и y ; U_{yx}, U_{yy} – управляющие сигналы координатам x и y ; U_{yA}, U_{yB}, U_{yC} – трехфазные управляющие сигналы в ШИМ

Формулы КП:

$$\begin{cases} u_a = u_x \cos(\theta_{xa} - \Delta\theta) - u_y \sin(\theta_{xa} - \Delta\theta) \\ u_b = u_y \cos(\theta_{xa} - \Delta\theta) + u_x \sin(\theta_{xa} - \Delta\theta) \end{cases};$$

где $\Delta\theta = 0$ для ведущего полукомплекта ПЧ, $\Delta\theta = 30^\circ$ для ведомого полукомплекта ПЧ.

$$\begin{cases} u_{yA} = u_a \\ u_{yB} = -0,5u_a + 0,866u_b \\ u_{yC} = -0,5u_a - 0,866u_b \end{cases}$$

Обратный координатный преобразователь (ОКП) преобразуют трехфазные сигналы тока статора из неподвижной системы координат A, B, C в постоянные сигналы вращающейся системы координат x, y .

Формулы ОКП:

$$\begin{cases} i_a = i_A \\ i_b = \frac{1}{\sqrt{3}}(i_B - i_C) \end{cases}$$

$$\begin{cases} i_x = i_a \cos(\theta_{xa} - \Delta\theta) + i_b \sin(\theta_{xa} - \Delta\theta) \\ i_y = i_b \cos(\theta_{xa} - \Delta\theta) - i_a \sin(\theta_{xa} - \Delta\theta) \end{cases},$$

где $\Delta\theta = 0$ для ведущего полукомплекта ПЧ, $\Delta\theta = 30^\circ$ для ведомого полукомплекта ПЧ.

В системах управления СДПМ в большинстве случаев используются датчики положения ротора (ДПР) [8]. В состав двигателя ДВМ входит ДПР типа ЛИР-ДА158. А.03, который измеряет абсолютный угол положения ротора. Этот сигнал задает начальное положение ротора θ_0 и подается в ПАЧ. И система управления начинает формировать управляющие сигналы в ШИМ с этого начального угла. При отсутствии ДПР начальное положение ротора определяется косвенными методами (наблюдатели, на основе моделей и др.) и вычисленный угол подается в ПАЧ.

Данный ПЧ с двигателем ДВМ-12500-3000 был установлен на стендовом комплексе для испытаний технологий средне- и крупнотоннажного производства сжиженного природного газа в АО «НИИЭФА» [9] и успешно испытан в 2022 г. Двигатель использовался для испытаний мощных компрессоров (до 80 МВт) отпарного и сжиженного газа.

Иностранные компании также выпускают аналогичные двигатели. Например, двигатель типа *TY710* производства *WOLONG* (Китай) [10]. ПЧ также может быть применен для управления этим двигателем и другими аналогичными, которые появятся на рынке.

Выводы. Разработанный ПЧ – первый в России ПЧ, предназначенный для управления синхронными двигателями с постоянными магнитами и двумя обмотками, а также успешно внедренный в эксплуатацию.

Библиографический список

1. **Гаврилов Р.С.** Управление синхронными машинами с постоянными магнитами: учебное пособие / Р.С. Гаврилов, Ю.Н. Мустафаев; Балт. гос. техн. ун-т. – СПб, 2019. – 78с.
2. **Гуляев И.В.** Сравнительный обзор синхронного двигателя с постоянными магнитами и бесколлекторного двигателя постоянного тока при непосредственном управлении моментом / И.В. Гуляев, А.В. Волков, А.А. Попов, Е.И. Ионова, М.А. Боборов // Нучно-технический вестник Поволжья. 2015. №6. С.123-128.
3. Двигатель ДВМ-12500-3000. Руководство по эксплуатации 1Н.000.020 РЭ. Санкт-Петербург, 2020г.
4. **Лицин К.В.** Исследование схем замещения синхронного двигателя с постоянными магнитами / К.В. Лицин, С.А. Головкин, Н.И. Маннанов, В.А. Шрам // Известия ТулГУ. Технические науки. 2022. Вып. 8. С.357-362.
5. Ba X., Guo Y., Zhu J., Zhang C. An Equivalent Circuit Model for Predicting the Core Loss in a Claw-Pole Permanent Magnet Motor With Soft Magnetic Composite Core. IEEE Trans. Magn. 2018.
6. Высоковольтный частотно-регулируемый электропривод типа ABS-DRIVE. Руководство по эксплуатации ГЛЦИ.674511.054 РЭ. 2015г.
7. **Семенов А.Г.** Высоковольтные частотные электроприводы серии ABS-DRIVE-2 / А.Г. Семенов, Н.В. Донской, Т.Г. Глухенький, А.Г. Сергеев// Тр. VIIIМеждунар. (XIXВсерос.) конф. по автоматизиров. электроприводу АЭП-2014: в 2 т. / отв. за выпуск И.В. Гуляев. – Саранск: Изд-во Мордов. ун-та, 2014. – Т1. – С. 457–460.
8. **Басков С.Н.** Определение углового положения ротора синхронного двигателя в режиме векторно-импульсного пуска / С.Н. Басков, К.В. Лицин, А.А. Радионов // Вести высших учебных заведений Черноземья. 2014. № 4. С. 3-8.
9. В Петербурге запустили единственный в Европе СПГ-стенд {Электронный ресурс}. Режим доступа: https://finance.rambler.ru/economics/48393253/?utm_content=finance_media&utm_medium=read_more&utm_source=copylink (дата обращения 22.03.2025).
10. Products & Solution {Электронныйресурс}. Режим доступа: <https://en.wolong.com.cn/products-solutions/motors-drives/high-voltage-motors/permanent-magnet-series-motors?tp=1> (дата обращения 22.03.2025).

A.G. Sergeev

FREQUENCY CONVERTER FOR SYNCHRONOUS MOTORS WITH PERMANENT MAGNETS AND TWO WINDINGS

JSC "All-Russian Research Institute of Relay Engineering"

Abstract. The article discusses the principles of controlling a permanent magnet synchronous motor. A special synchronous motor with permanent magnets and two windings is considered. The control algorithm of the frequency converter is described.

Key words: permanent magnet synchronous motor, frequency converter, rotor position sensor, control algorithm.

References

- [1] R.S. Gavrilov, Yu.N. Mustafaev, "Upravlenie mashinami s postoyannymi magnitami [Control of permanent synchronous machines]", *Uchebnoye posobie [Training manual]*, SPb, 2019. – 78p. (in Russian)
- [2] I.V. Gulyaev, A.V. Volkov, A.A. Popov, E.I. Ionova, M.A. Bobrov "Sravnitelny obzor synhronnogo dvigatelya i beskollektornogo dvigatelya postoyannogo toka pri neposredstvennom upravlenii momentom [A comparative review of a permanent magnet synchronous motor and a brushless DC motor with direct torque control]", *Nauchno-tehnicheskiy vestnik Povolgya [Scientific and technical bulletin of the Volga region]*. 2105. №6. pp. 123-128. (in Russian)
- [3] Dvigatel DVM-12500-3000 [Electric motor DVM-12500-3000], *Rukovodstvo po ekspluatatsii 1N.000.020 RE [User manual 1N.000.020 UM]*. SPb. 2020 (in Russian)
- [4] K.V. Litsin, S.A. Golovko, N.I. Mannanov, V.A. Sharm "Issledovaniye shem zamesheniya synhronnogo dvigatelya s postoyannymi magnitami [Research of permanent magnet synchronous motor replacement schemes], *Izvestiya TulGU [News of TulSU]*. Issue № 8. pp. 357-362. (in Russian)
- [5] Ba X., Guo Y., Zhu J., Zhang C. An Equivalent Circuit Model for Predicting the Core Loss in a Claw-Pole Permanent Magnet Motor With Soft Magnetic Composite Core. *IEEE Trans. Magn.* 2018.
- [6] Vysokovoltny chastotno-reguliruemyy electroprivodnaya ABS-DRIVE [High-voltage frequency-controlled electric drive type ABS-DRIVE]. *Rukovodstvo po ekspluatatsii GLCI.674511.054 RE [User manual GLCI.674511.054 UM]*. 2015 (in Russian)
- [7] A.G. Semenov, N.V. Donskoy, T.G. Glukhenki, A.G. Sergeev "Vysokovoltnye chastotnye electroprivody [High-voltage frequency electric drives]", *Trudy VIII Mezhdunar. (XIX Vseros.) konferencii po avtomatizirovannomu electroprivodu [Materials of the VIII International (XIX All-Russian) conference on Automated Electric Drive]*. – Saransk, 2014, pp. 457-460 (in Russian)
- [8] S.N. Baskov, K.V. Litsin, A.A. radionov "Opredeleniye uglovogo pologeniya rotora synhronnogo dvigatelya v regime vektorno-impulsnogo pusha [Determination of the angular position of the synchronous motor rotor in the vector-pulse start mode]", *Vesti vysshikh uchebnykh zavedeniy Chernozomya [News higher educational institutions of the Chernozem region]*. 2014. № 4. pp. 3-8 (in Russian)
- [9] V Peterburge zapustili edinstvennyy v Evrope SPG-stend [Europe's first LNG stand launched in St. Petersburg] [Online]. Available at: https://finance.rambler.ru/economics/48393253/?utm_content=finance_media&utm_medium=read_more&utm_source=copylink (Accessed: March. 22, 2025).
- [10] Products & Solution [Online]. Available at: <https://en.wolong.com.cn/products-solutions/motors-drives/high-voltage-motors/permanent-magnet-series-motors?tp=1> (Accessed: March. 22, 2025).

УДК 621.314.571

А.В. Серов¹, А.Б. Дарьенков¹, К.А. Ширшин¹, М.В. Андрюхин²

ВЛИЯНИЕ НЕЛИНЕЙНОСТИ МАГНИТНОЙ ЦЕПИ НА СИСТЕМУ УПРАВЛЕНИЯ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ С ПОСТОЯННЫМИ МАГНИТАМИ

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева¹
АО «ФНПЦ «Нижегородский научно-исследовательский
институт радиотехники»²

Аннотация. Опыт эксплуатации существующих радиолокационных станций (РЛС), а также анализ построения РЛС последних поколений определяет ряд необходимых требований к ЭП вращения антенны: обеспечение плавного разгона; поддержание постоянных скоростей вращения при различных ветровых нагрузках; возможность глубокого регулирования скорости вращения антенны.

При построении данной системы управления принимают допущение, что потокосцепление по осям d и q зависит от токов по осям d и q линейно. На практике же мы наблюдаем, что потокосцепление зависит от тока нелинейно. В связи с этим в работе предлагается исследование влияния нелинейности магнитной цепи СДПМ на систему управления ЭП вращения антенны РЛС.

Ключевые слова: исследование системы управления электропривода РЛС, влияние нелинейности магнитной цепи на систему управления СДПМ, имитационная модель СДПМ с учетом нелинейности.

Автоматизация процессов управления различными объектами сопровождается широким использованием электроприводов (ЭП). Они нашли свое применение во многих отраслях промышленности: медицинском оборудовании, станках с числовым программным управлением, в системах управления объектами вооружения, системах управления вращением радиолокационных станций (РЛС) и т.д. Становится понятно, насколько значительно число задач, решение которых возложено на электропривод.

Благодаря расширению элементной базы, используемой при разработке электроприводов, применению быстродействующих силовых полупроводниковых элементов и развитию теории управления электрическими машинами переменного тока практически решена задача использования синхронных двигателей с постоянными магнитами (СДПМ). Применение электропривода на базе СДПМ за счет высоких энергетических характеристик электродвигателя позволяет создавать системы безредукторного (прямого) привода, что значительно улучшает показатели надёжности и динамические характеристики электропривода вращения антенны (РЛС).

Опыт эксплуатации существующих радиолокационных станций (РЛС), а также анализ построения РЛС последних поколений определяет ряд необходимых требований к ЭП вращения антенны:

- обеспечение плавного разгона;
- поддержание постоянных скоростей вращения при различных ветровых нагрузках;
- возможность глубокого регулирования скорости вращения антенны для предотвращения недопустимых механических нагрузок на ней, что обусловлено большой массой и парусностью активной фазированной антенной решетки.

Этим требованиям удовлетворяют ЭП на базе синхронного двигателя с постоянными магнитами (СДПМ) и системой управления, обеспечивающей стабилизированную скорость вращения антенны РЛС и требуемую точность определения координат цели. В табл. 1 приведены параметры электропривода.

Таблица 1

Номинальные параметры электропривода

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальная скорость вращения, ω , об/мин	20
Номинальный момент, M_n , Н·м	7500
Номинальное напряжение питания, U_n (действующее), В	185
Номинальный ток, I_n , А	70
Момент инерции ротора, J_p , кг·м ²	157,4
Активное сопротивление при температуре 20°C, R , Ом	0,072
Индуктивность фазы статора, L , мГн	6,4
Индуктивность электродвигателя по осям, d, q , мГн	6,5
Соединение обмоток статора	звезда
Число пар полюсов	56

Система управления строится по принципу замкнутой системы подчиненного регулирования координат, при этом внешним контуром является контур скорости, а внутренними – контуры тока I_d и I_q . Для обеспечения корректной работы системы управления был проведен синтез регуляторов скорости и тока [1]. В [2] затрагиваются ряд вопросов, связанных с технической реализацией электропривода, настройкой регуляторов и математическим моделированием процессов в нем. В [3] рассмотрено построение математической модели электродвигателя с учетом нелинейности кривой намагничивания.

При построении системы управления настройку регуляторов проводят для номинального режима, а также принимают допущение, что потокосцепление по осям d и q зависит от токов по соответствующим осям линейно. На практике же мы наблюдаем, что эта зависимость нелинейна [4]. Из нелинейной зависимости следует, что индуктивность по осям d и q при увеличении нагрузки уменьшается. В связи с тем, что номинальный момент электродвигателя для вращения антенны

РЛС выбирается по эквивалентному значению момента нагрузки [5] и не учитывает пиковые значения, вызванные порывами ветра, считаем актуальной задачу исследование влияния нелинейности магнитной цепи СДПМ на систему управления ЭП вращения антенны РЛС.

Одним из первых этапов разработки электропривода является составление имитационной модели, адекватной будущей системе автоматического управления (САУ).

При построении имитационной модели с внешним контуром регулирования угловой скорости ω и внутренним контуром регулирования тока токов I_d и I_q для неявнополюсного СДПМ, использовались уравнения. Для учета нелинейности магнитной цепи имитационная модель была представлена в виде, предложенном в [4].

Для дальнейшего использования данных зависимостей была произведена их аппроксимация с помощью функции *cftool* приложения *Matlab*. Она позволяет по заранее известной кривой определить ее вид и коэффициенты. Полученные зависимости потокосцеплений от токов по осям d и q приведены в (1):

$$I = \psi \cdot (a + b \cdot e^{c \cdot \psi}), \quad (1)$$

где I – ток по оси d или q , ψ – потокосцепление по оси d или q , a, b, c – коэффициенты полученные при помощи функции *cftool*.

Используя (1), был реализован блок *Function I (PSI_PM)*, внешний вид которого приведен на рис. 1. Данный блок был использован при построении имитационной модели СДПМ в программном продукте *Matlab Simulink*, которая представлена на рис. 2.

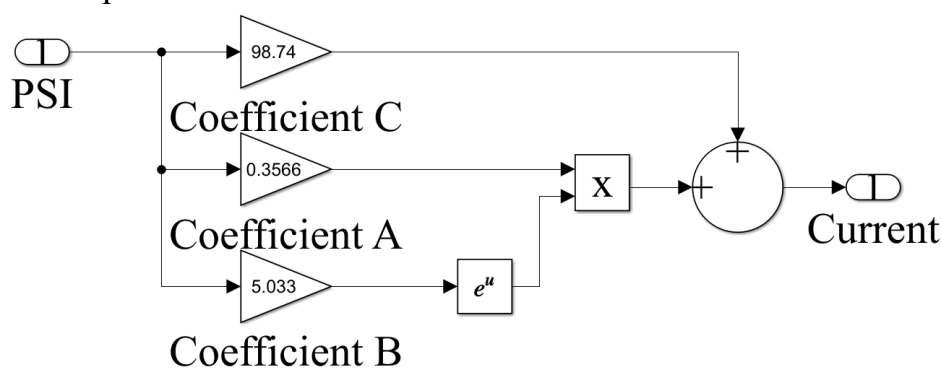


Рис. 1. Блок, учитывающий нелинейность магнитной цепи

Задающим сигналом является скорость вращения двигателя. Для использования энергоэффективного режима, ток по оси d задан равным нулю. Два внутренних контура тока с пропорционально-интегральными регуляторами и внешний контур скорости. Выходы регуляторов токов по осям d и q , переводятся в напряжения U_d и U_q , которые с помощью блока обратного преобразование Горева – Парка преобразуются в значения U_α и U_β . Значения U_α и U_β используются для расчета потокосцеплений ψ_α и ψ_β . Потокосцепления ψ_α и ψ_β преобразуются в потокосцепления ψ_d и ψ_q с помощью блока прямого преобразование Горева - Парка. Потокосцепления ψ_d и ψ_q преобразуются в токи I_d и I_q с помощью блока *Function I (PSI_PM)*. Токи I_d и I_q преобразуются в токи I_α и I_β с помощью блока

обратного преобразование Горева – Парка. Далее, используя значения потокосцеплений ψ_α и ψ_β , а также токов I_α и I_β , получаем электромагнитный момент двигателя. В результате получаем имитационную модуль СДПМ с учетом нелинейности магнитной цепи.

Исследования влияния нелинейности магнитной цепи СДПМ на систему управления ЭП вращения антенны РЛС были проведены в режимах наброса нагрузки, начиная с 0.2 до 2.8 Мн.

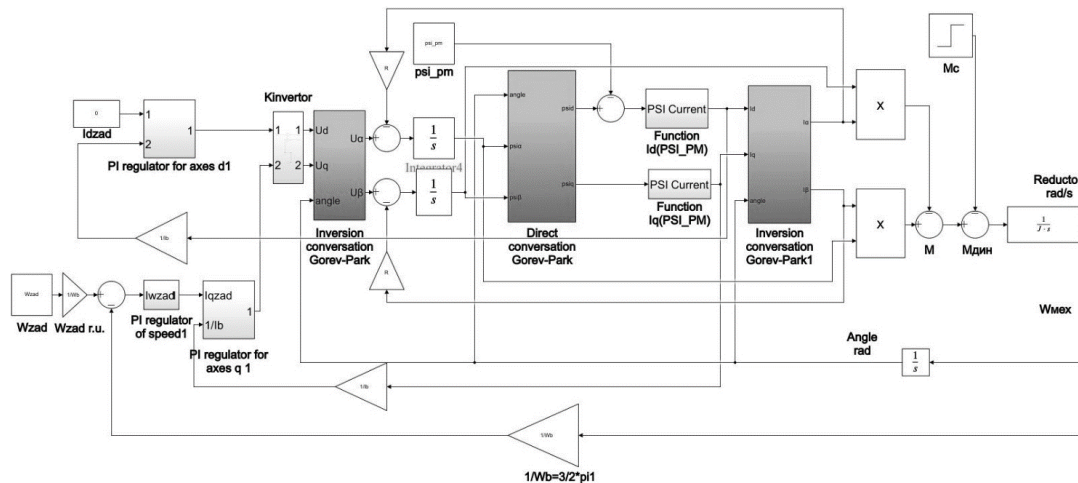


Рис. 2. Имитационная модель системы управления с учетом нелинейности магнитной цепи

На рис. 3 приведена диаграмма сигналов, показывающих характер переходных процессов тока I_q при различных моментах нагрузки. Из рисунка видно, что при моменте нагрузки меньше номинальной переходный процесс затянут и имеет неявно выраженный колебательный характер.

На рис. 4 приведены диаграммы скорости электродвигателя при различном набросе нагрузки на вал двигателя. Делаем вывод, что характер нагрузки аналогичен процессам в контуре тока. То есть при малых моментах привод выходит на заданную скорость медленно и с большим дотягиванием. При моментах нагрузки больше номинального данной проблемы нет.

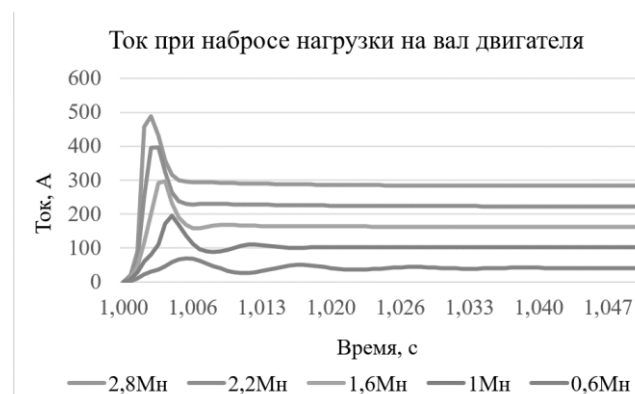


Рис. 3. Диаграммы тока при различных моментах нагрузки на валу двигателя

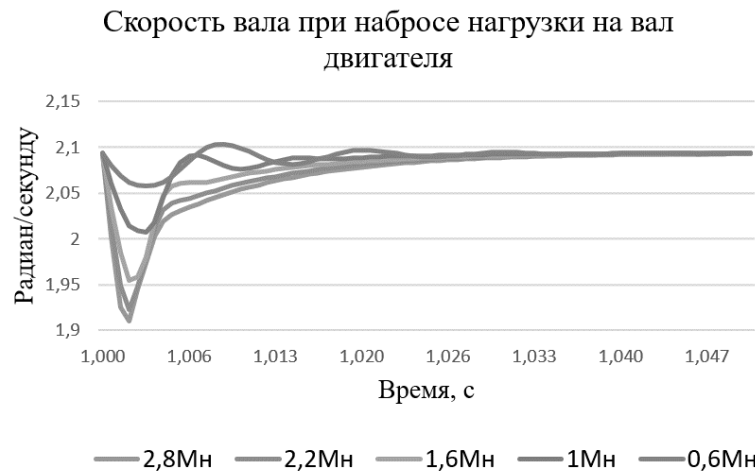


Рис. 4. Диаграммы скорости при различных моментах нагрузки на валу двигателя

Для оценки показателей качества регулирования контура тока I_q , настроенного на номинальный режим, были получены значения времени регулирования и перерегулирования при набросах различных моментов нагрузки, которые приведены на рис. 5 и 6.

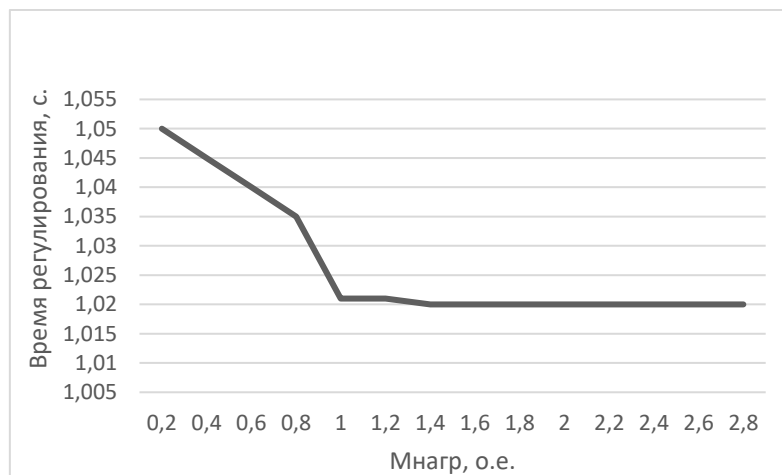


Рис. 5. Время регулирования при различных нагрузках

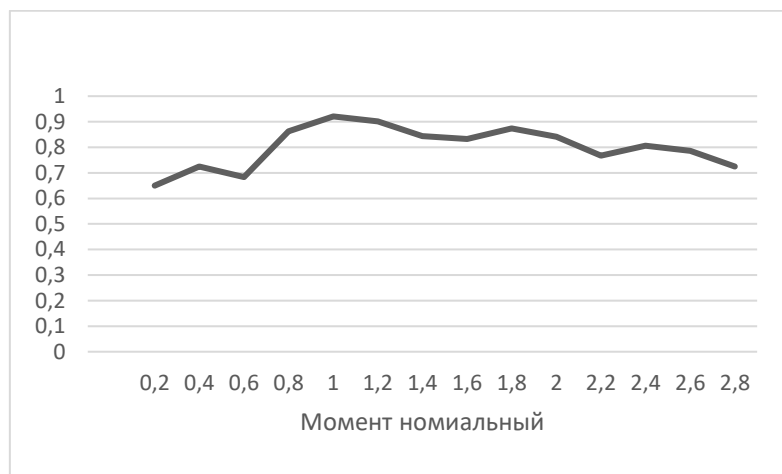


Рис. 6. Перерегулирование при различных нагрузках

Из рис. 5 видно, что при моменте нагрузки меньше номинального время переходного процесса больше, а при моменте больше номинального – практически не меняется. Из рис. 6 видно, что при моменте меньше номинального перерегулирование незначительно меньше, а при моменте больше номинального – практически не меняется и равно перерегулированию при номинальном моменте.

Таким образом, получаем, что показатели качества регулирования при моментах нагрузки больше номинального примерно совпадают с показателями при номинальном режиме.

Выводы

Проведено исследование влияния нелинейности магнитной цепи СДПМ на систему управления ЭП вращения антенны РЛС. Сформированы зависимости потокосцеплений от токов по осям d и q , доработана модель, настроенная в [1], и получены диаграммы тока Iq и скорости. При моменте нагрузки выше номинального система показала себя устойчивой, с малым перерегулированием и высоким качеством регулирования. При малых моментах наблюдается незначительное ухудшение качества регулирования.

Библиографический список

1. **A.V. Serov, M.V. Andryukhin, T.E. Murtazin and V.G. Titov** “Synthesis of Settings for Regulators of Permanent Magnet Synchronous Motor Control System,” 2024 IEEE 25th International Conference of Young Professionals in Electron Devices and Materials (EDM), Altai, Russian Federation, 2024, pp. 1620-1626. DOI: 10.1109/EDM61683.2024.10615214.
2. **A.D. Iohimovich, A.D. Korovin, V.V. Pankratov**, “The development of the direct electric drive system of a radar station antenna” 14th International Conference on Young Specialist on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices, July 1-5, 2013, ovosibirsk, Russia, 2013, pp. 300-304. DOI: 10.1109/EDM.2013.6642000.
3. **A.B Vinogradov**, “Vector control of AC drives [Vektornoye upravleniye elektroprivodami peremennogo toka],” (in Russian), Ivanovo: GOUVPO “Ivanovo State Power Engineering University named after V.I. Lenin”, Russia, 2008. pp.53-59.
4. Семинар «Преподавание электропривода в вузах» ЛЭТИ, 5 октября 2023 года, доклад А.С. Анучина «Модели, которым мы учим студентов». Электронный ресурс <https://www.youtube.com/watch?v=yE-sTbFuhXA>, дата обращения 19.03.25.
5. **Khvatov, S.V., Strelkov, V.F., Teten'kin, L.V.** Ventil'no-mashinnye sistemy radiolokatsionnykh stantsiy [Radar valve-machine system]. *Privodnaya tekhnika*, 2010, no. 3, pp. 19–21.\

A.V. Serov¹, A.B. Dar'enkov¹, K.A. Shirshin¹, M.V. Andryukhin²

THE INFLUENCE OF NONLINEARITY OF MAGNETIC CIRCUIT ON THE CONTROL SYSTEM OF A SYNCHRONOUS MOTOR WITH PERMANENT MAGNETS

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia¹

JSC Federal Research and Production Center Nizhny Novgorod Research Institute of Radio Engineering²

Abstract. From the experience of operating existing radars as well as from design analysis of latest-generation radars we can single out a few essential requirements for the antenna rotation drive: smooth acceleration, maintaining constant r.p.m. under various wind loads, possibility of deep regulation of the rotation rate.

When such a control system is designed, it is assumed that the d- and q-axis flux linkage depends linearly on the d- and q-axis currents. In practice, however, we observe that the flux linkage depends on the current in a non-linear manner. In this connection, we propose to study the influence of non-linearity of the PMSM magnetic circuit on the rotation drive control system for a radar antenna.

Key words: a radar's electric drive, control system, magnetic circuit non-linearity on PMSM, PMSM simulation model with account of non-linearity, regulation quality.

References

- [1] A. V. Serov, M. V. Andryukhin, T. E. Murtazin and V. G. Titov "Synthesis of Settings for Regulators of Permanent Magnet Synchronous Motor Control System," 2024 IEEE 25th International Conference of Young Professionals in Electron Devices and Materials (EDM), Altai, Russian Federation, 2024, pp. 1620-1626. DOI: 10.1109/EDM61683.2024.10615214.
- [2] A. D. Iohimovich, A. D. Korovin, V. V. Pankratov, "The development of the direct electric drive system of a radar station antenna" 14th International Conference on Young Specialist on Micro/Nanotechnologies and Electron Devices, July 1-5, 2013, ovosibirsk, Russia, 2013, pp. 300-304. DOI: 10.1109/EDM.2013.6642000.
- [3] Виноградов А.Б. Векторное управление электроприводами переменного тока. Иваново: ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2008. – 298 с..
- [4] Семинар «Преподавание электропривода в вузах» ЛЭТИ, 5 октября 2023 года, доклад А.С. Анучина «Модели, которым мы учим студентов». Электронный ресурс <https://www.youtube.com/watch?v=yE-sTbFuhXA>, дата обращения 19.03.25.
- [5] S.V. Khvatov, V. F. Strelkov, L. V. Tetenkin, Ventilno-mashinnye sistemy radiolokatsionnykh stantsiy [Valve-Machine Systems in Radars]. *Privodnaya tekhnika*, no. 3, 2010, pp. 19–21. Goryainov, B.K. Klovov and others. M.:Energy, 1980. 496 p. (In Russian)

УДК 621.313.1

Д.А. Ульянов¹, А.Ю. Смирнов^{1,2}

ДЕЛЕНИЕ ШАГА ДВИГАТЕЛЯ ЗА СЧЁТ ФОРМИРОВАНИЯ НЕСКОЛЬКИХ УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ ВХОДНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ

Нижегородский государственный университет им. Р.Е. Алексеева¹
Опытное конструкторское бюро машиностроения им. И.И. Африкантова²

Аннотация. В данной статье поднимается вопрос формирования микрошага двигателя за счёт двух различных уровней питающего напряжения. Рассмотрены равенства электромагнитных моментов, создаваемых фазами в отдельности в установившемся режиме, которые представляют собой уравнения с одним неизвестным – углом поворота электромагнитного поля при известных моментах фаз, либо наоборот. Путём решения уравнений, при равномерном делении напряжения, получен алгоритм переключения фаз, позволяющий реализовать микрошаги $2,3^\circ$ и $5,2^\circ$ для рассматриваемого двигателя (полный шаг – 15°). Алгоритм представлен таблично. Равномерного шага $3,75^\circ$ можно достигнуть за счёт неравномерного деления напряжения: необходимо, чтобы второй уровень был в 1,554 раза меньше номинального (или в 0,644 раза больше). Предполагается, что усложнение преобразователя параметров электрической энергии будет заключаться в наличии последовательной цепи из трёх конденсаторов одинаковой ёмкости, которые делят входное напряжение в соотношении 2/3 (0,667), что приблизительно соответствует требуемому уровню. Приведенная в статье информация позволяет рассматривать её как базу для будущего исследования.

Ключевые слова: система управления, микрошаг, индукторный двигатель, преобразователь параметров электрической энергии, многоуровневый инвертор.

Шаговые двигатели используются в системах автоматики, где необходимо точное позиционирование исполнительного механизма [1]. Одной из областей применения является ядерная энергетика. Данное требование особенно важно при проектировании системы управления и защиты ядерного реактора (СУЗ) [2]. Введение стержней поглотителей внутрь активной зоны реактора обеспечивает регулирование скорости реакции деления ядерного топлива. Однако по мере погружения регулирующего стержня его эффективность изменяется нелинейно. Существует участок перемещения, на котором предъявляются наиболее высокие требования к точности позиционирования регулирующего стержня [3].

Шаг двигателя задаётся при проектировании путём выбора числа зубцов статора и ротора. Однако его можно уменьшить за счёт алгоритма работы входного преобразователя. Рассмотрим четырехфазный двигатель с обмотками на восьми зубцах статора, как показано на рис. 1. Обмотки, расположенные на противоположных зубцах, соединяются последовательно или параллельно и образуют одну фазу. Число зубцов на роторе равно шести, что обеспечивает шаг в 15° .

при подаче питания только на одну фазу. При этом ротор вращается в направлении, противоположном направлению вращения поля.

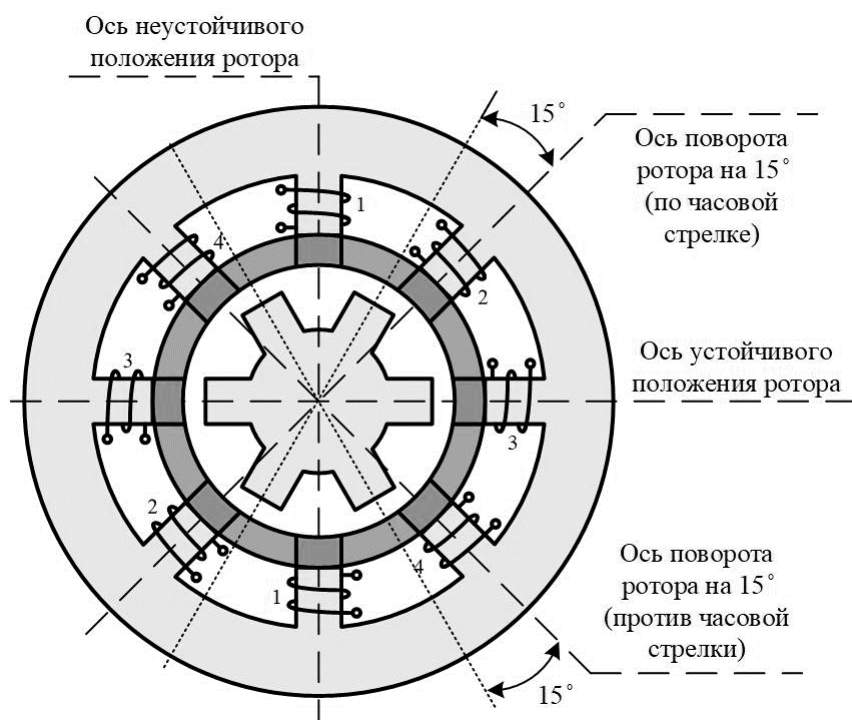


Рис. 1. Упрощенный внешний вид индукторного двигателя в разрезе, поясняющий принцип работы

При начальном положении ротора, которому соответствует рис. 1, запитывание первой или третьей фазы не приведет ротор во вращение. Данные положения можно охарактеризовать как режим удержания ротора. Однако положение «зубец против зубца» соответствует устойчивому положению ротора, в то время как положение «паз против зубца» соответствует неустойчивому положению ротора. Это объясняется тем, что при небольшом отклонении данного положения от оси симметрии электромагнитного поля, создаваемого первой фазой, ротор двигателя повернется либо на 30° по часовой стрелке, либо на 30° против часовой стрелки в зависимости от направления отклонения.

При подаче питания на вторую фазу ротор двигателя будет ориентироваться в направлении оси симметрии электромагнитного поля, создаваемого второй фазой, и, таким образом, повернется на 15° по часовой стрелке. Достигнув положения «зубец против зубца» ротор остановится и будет удерживаться в неподвижном состоянии. Аналогично, если подать напряжение на четвертую фазу, ротор двигателя повернется на 15° против часовой стрелки и перейдет в режим удержания. Таким образом, при подаче питания на какую-либо обмотку ротор либо останется неподвижным (электромагнитный момент, создаваемый обмоткой, равен нулю $M_{эм} = 0$), либо будет поворачиваться (за счёт электромагнитного момента, создаваемого обмоткой, $M_{эм} \neq 0$), пока не достигнет положения «зубец против зубца», при котором электромагнитный момент становится равным нулю ($M_{эм} = 0$). Можно сказать, что электромагнитный момент, создаваемый какой-

либо обмоткой в отдельности, зависит от начального положения ротора, соответствующего предыдущему состоянию. Движение ротора направлено в сторону наикратчайшего пути уменьшения момента до нуля. Электромагнитный момент изменяется по синусоидальной функции и для каждой фазы его можно представить следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} M_{\varphi 1} = M_{\max} \cdot \sin(\theta_{\varphi}) \\ M_{\varphi 2} = M_{\max} \cdot \sin(\theta_{\varphi} + 90^\circ) \\ M_{\varphi 3} = M_{\max} \cdot \sin(\theta_{\varphi} + 180^\circ) \\ M_{\varphi 4} = M_{\max} \cdot \sin(\theta_{\varphi} + 270^\circ) \end{cases} \quad (1)$$

где M_{\max} – максимальный электромагнитный момент, создаваемый фазой при токе, достигшем установившегося наибольшего значения, θ_{φ} – угол поворота электромагнитного поля.

В рассматриваемом примере, электромагнитное поле вращается в шесть раз быстрее, чем ротор, и движется в противоположном направлении. Это означает, что при повороте электромагнитного поля против часовой стрелки на 360° , ротор повернется по часовой стрелке на 60° . Примем углы поворота по часовой стрелке положительными, а углы поворота против часовой стрелки отрицательными. При начальном угловом положении ротора в 30° , как показано на рисунке 1, начальный электромагнитный угол равен -180° . Его подстановка в систему уравнений (1) даёт следующее распределение моментов:

$$\begin{cases} M_{\varphi 1} = 0 \\ M_{\varphi 2} = -M_{\max} \\ M_{\varphi 3} = 0 \\ M_{\varphi 4} = M_{\max} \end{cases} ,$$

что соответствует пояснениям, приведенным ранее.

При подаче питания на две соседние фазы ротор двигателя повернётся на половину шага. К примеру, обратимся к рис. 1, при подаче напряжения на обмотки второй и третьей фазы, ротор двигателя поворачивается на $7,5^\circ$ по часовой стрелке и ориентируется вдоль оси симметрии электромагнитного поля, создаваемого обмотками второй и третьей фазы, в положении «паз против паза». Это объясняется тем, что электромагнитный момент, создаваемый второй фазой, способствует повороту ротора по часовой стрелке, а электромагнитный момент, создаваемый третьей фазой, этому противодействует и как бы тормозит движение ротора. Ротор остановится в положении, когда электромагнитные моменты второй и третьей фазы станут равны друг другу:

$$M_{\max} \cdot \sin(\theta_{\varphi} + 90^\circ + 180^\circ) = -M_{\max} \cdot \sin(\theta_{\varphi} + 180^\circ + 180^\circ). \quad (2)$$

Решение этого уравнения есть угол поворота электромагнитного поля против часовой стрелки на 45° . Это означает, что ротор повернется по часовой стрелке на $7,5^\circ$.

Если на вторую фазу, электромагнитный момент которой способствует повороту ротора, подать половину от номинального напряжения, то угол поворота

ротора будет меньше, чем половина шага. Для расчёта угла поворота ротора определим максимальный электромагнитный момент по простейшей формуле:

$$M_{\max} = \frac{Z}{2} \cdot I^2 \cdot L_1, \quad (3)$$

где Z – число зубцов на роторе, I – ток в обмотке фазы, L_1 – амплитуда первой гармоники переменной составляющей индуктивности фазы обмотки.

Так как ток фазы в установившемся режиме определяется как напряжение питания, деленное на омическое сопротивление обмотки, то при подаче половины напряжения ток фазы уменьшится в два раза, а электромагнитный момент – в четыре раза. Равенство моментов выглядит следующим образом:

$$\frac{M_{\max}}{4} \cdot \sin(\theta_s + 90^\circ + 180^\circ) = -M_{\max} \cdot \sin(\theta_s + 180^\circ + 180^\circ). \quad (4)$$

Решением данного уравнения является угол поворота электромагнитного поля на 14° против часовой стрелки. При этом ротор повернется по часовой стрелке на угол $2,3^\circ$.

Если на вторую фазу подать полное напряжение, а на третью фазу, электромагнитный момент которой противодействует движению ротора, подать половину от номинального напряжения, то угол поворота ротора будет больше половины шага, но меньше, чем полный шаг. Равенство моментов будет выглядеть аналогично уравнению (4), только слева будет максимальный момент, а справа – максимальный момент, деленный на четыре. Решение этого уравнения даёт угол поворота электромагнитного поля против часовой стрелки на 76° . При этом ротор повернется по часовой стрелке на $12,7^\circ$. Более подробно алгоритм переключения фаз и формируемые углы представлены в табл. 1.

Таблица 1

**Алгоритм переключения фаз на периоде полного поворота электромагнитного поля:
напряжение дано в относительных единицах**

U_1	U_2	U_3	U_4	$\theta,^\circ$	$\Delta\theta,^\circ$
0	0	1	0	0	0
0	0,5	1	0	2,3	2,3
0	1	1	0	7,5	5,2
0	1	0,5	0	12,7	5,2
0	1	0	0	15	2,3
0,5	1	0	0	17,3	2,3
1	1	0	0	22,5	5,2
1	0,5	0	0	27,7	5,2
1	0	0	0	30	2,3

U_1	U_2	U_3	U_4	$\theta,^\circ$	$\Delta\theta,^\circ$
1	0	0	0,5	32,3	2,3
1	0	0	1	37,5	5,2
0,5	0	0	1	42,7	5,2
0	0	0	1	45	2,3
0	0	0,5	1	47,3	2,3
0	0	1	1	52,5	5,2
0	0	1	0,5	57,7	5,2
0	0	1	0	60	2,3
-	-	-	-	-	-

Таким образом, за счет *равномерного* деления входного напряжения вдвое можно увеличить точность поворота ротора, однако *поворот ротора* будет происходить *неравномерно* с разными шагами. Равномерный поворот ротора на полном шаге 15° достигается тогда, когда один микрошаг будет равен $3,75^\circ$. При этом

угол поворота электромагнитного поля будет направлен в противоположную сторону и равен $22,5^\circ$. Чтобы определить уровень напряжения, необходимый для формирования такого шага, рассмотрим следующее равенство моментов:

$$k \cdot M_{\max} \cdot \sin(22,5^\circ + 90^\circ + 180^\circ) = -M_{\max} \cdot \sin(22,5^\circ + 180^\circ + 180^\circ), \quad (5)$$

где k – коэффициент отношения моментов.

Решение этого уравнения даёт коэффициент отношения моментов 0,414 ($k = 0,414$). Это означает, что электромагнитный момент второй фазы должен быть в 2,4 раза меньше максимального (при этом электромагнитный момент третьей фазы равен максимальному). Так как электромагнитный момент пропорционален квадрату напряжения, то коэффициент отношения напряжений есть корень из коэффициента отношения моментов ($k_U = \sqrt{k}$). Он будет равен 0,644 ($k_U = 0,644$). Это означает, что для *равномерного шага*, который равен четвертой части от полного шага, необходимо сформировать *два уровня напряжения*: номинальное напряжение и напряжение, которое будет в 1,554 раза меньше номинального.

Для формирования двух уровней питающего напряжения необходимо усложнение входного преобразователя параметров электрической энергии [4]. Номинальное напряжение можно поделить за счёт трёх последовательно соединённых конденсаторов одинаковой ёмкости в соотношении 2/3 (0,667), что приблизительно соответствует требуемому уровню напряжения 0,644 $U_{\text{ном}}$.

Таким образом, данную статью можно рассматривать как базу для следующего исследования. Необходима *реализация схемы преобразователя* параметров электрической энергии, способной формировать требуемые уровни напряжения. Предполагается, что это будет трёхуровневый инвертор, деление входного напряжения в котором реализовано с помощью трёх последовательно соединённых конденсаторов. Интерес для исследования представляет влияние *разбаланса напряжений* конденсаторов на *микрошаг* двигателя. Отсюда следует вопрос, нужно ли выравнивать напряжения на конденсаторах за счёт установки дополнительных цепей. Также необходимо формирование системы управления по полученному алгоритму переключения фаз для исследований работы шагового двигателя в динамическом режиме (получение электрических и механических временных диаграмм).

Библиографический список

1. Емельянов И.Я., Воскобойников В.В., Масленок Б.А. Основы проектирования механизмов управления ядерных реакторов. М.: Энергоатомиздат, 1978. – 272 с.
2. Смирнов А.Ю., Кудряшов Д.А., Ульянов Д.А., Усунц-Кригер Т.Н. Моментные характеристики шаговых двигателей механизмов перемещения регулирующих органов ядерных реакторов // Электричество. 2025. № 3. С. 66 – 74.
3. Смирнов А.Ю., Ульянов Д.А. Синхронные машины. Проектирование индукторных двигателей для шагового привода: учеб. пособие. Нижний Новгород: НГТУ им. Р.Е. Алексеева, 2024. – 106 с.
4. Зиновьев Г.С. Основы силовой электроники: Учебник. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1999. Ч.1. – 199 с.

5. **Зиновьев Г.С.** Основы силовой электроники: Учебник. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2000. – Ч.2 – 197 с.
6. **Чиликин М.Г.** Дискретный электропривод с шаговыми двигателями: Учебник. М.: «Энергия», 1971. – 624 с.
7. **Иванов-Смоленский А.В.** Электрические машины. М.: «Энергия», 1980. – 928 с.
8. **Владимир Рентюк.** Шаговые двигатели и особенности их применения // Компоненты и технологии. 2013. №10. С. 71 – 78.
9. **Губанова А.А., Гузаревич А.С., Таридонов Н.Е.** Система управления шаговым двигателем // Электроника и электротехника. 2018. № 2. С. 41 – 47.
10. **Lipo T.A.** Introduction to AC Machine Design. IEEE Press. Series on Power Engineering. Hoboken: John Wiley & Sons, 2017, 544 p.

Ulyanov D.A.¹, A.Y. Smirnov^{1,2}

DIVIDING OF MOTOR'S STEP BY FORMING OF A FEW VOLTAGE LEVELS OF INPUT CONVERTER

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev

Nizhny Novgorod, Russia¹

JSC "experimental design bureau n.a. I.I. Afrikantov"²

Abstract. The article deals with the method of controlling stepper motors by microstepping. It is forming by a few voltage levels (for example, two) of input converter. Microstepping equals 2,3 and 5,2 angular degrees (a. d.) in case of even division of step ($15/4 = 3.75$ a. d.). To reach it more complex input inverter is needed. Division of voltage value creates by series electric circuit of capacitors that have equal value capacitance. The article information creates base for future investigation.

Kew words: control system, microstep, inductor motor, converter of electric power, multilevel inverter.

References

- [1] I. Ya. Yemelyanov, V.V. Voskoboinikov and B.A. Maslenok, *Osnovy proektirovaniya mekhanizmov upravleniya yadernyh reaktorov [base designing of nuclear reactors' control mechanisms]*. Moscow: Energoatomizdat, 1978 (in Russia).
- [2] A.Yu. Smirnov, D.A. Kudryashov, D.A. Ulyanov, T.N. Usnunts-Krieger, "moment characteristics of stepper motors of mechanisms of movement of regulatory bodies of nuclear reactors", *Elektrichestvo*, no. 3, pp. 66 – 74, 2025.
- [3] A.Yu. Smirnov, D.A. Ulyanov, *Sinhronnye mashiny. Proektirovanie induktornykh dvigatelej dlya shagovogo privoda [Synchronous machines. Designing of inductor motors for stepper drive]*. N. Novgorod: NNSTU, 2024 (In Russia).
- [4] G. S. Zinoviev, *Osnovy silovoj elektroniki [base of power electronics]*. Novosibirsk: NSTU, 1999 (In Russia).
- [5] G. S. Zinoviev, *Osnovy silovoj elektroniki [base of power electronics]*. Novosibirsk: NSTU, 2000 (In Russia).
- [6] M. G. Chilikin, *Diskretnyj elektroprivod s shagovymi dvigatelyami [Discrete electric drive with stepper motors]*. Moscow: Energiya, 1971 (in Russia).
- [7] A. V. Ivanov-Smolensky, *Elektricheskie mashiny [Electric machines]*. Moscow: Energiya, 1980 (in Russia).
- [8] Vladimir Rentyuk, "Stepper motors and their application features", *Components and technologies*, no. 10, pp. 71 – 78, 2013.
- [9] A.A. Gubanova, A.S. Guzarevich., N.E. Taridonov, "Stepper motor control system", *Electronics and electrical engineering*, no. 2, pp. 41 – 47, 2018.
- [10] T.A. Lipo, *Introduction to AC Machine Design*. IEEE Press. Series on Power Engineering. Hoboken: John Wiley & Sons, 2017, 544 p.

Секция 3. ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

УДК 621.311.1

П.А. Алешин, А.А. Севостьянов, Н.А. Серебряков

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОБОБЩЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ АНАЛИЗЕ ГАРМОНИЧЕСКИХ ИСКАЖЕНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. В статье описан способ, позволяющий произвести оценку допустимого уровня искажения напряжения в промышленных сетях электроснабжения с использованием понятия когерентности и пространственного вектора. Представлен принцип работы устройства, реализующего данный способ.

Ключевые слова: искажающее воздействие, качество электрической энергии, коэффициент взаимной корреляции, обобщенный показатель, пространственный вектор.

Современные системы электроснабжения промышленных потребителей имеют в своей структуре большое количество электроприемников с резкопеременным и нелинейным режимом работы, а также наблюдается тенденция к интеграции в структуру промышленных предприятий источников распределенной генерации (ИРГ) [1-4]. Помехи, возникающие вследствие параллельной работы ИРГ с такими потребителями, характеризуются показателями качества электрической энергии (ПКЭ) в виде медленного изменения напряжения, его несинусоидальностью и несимметрией. Такие отклонения ПКЭ от нормативных значений, как правило, носят случайный характер и могут стать причиной некорректной работы микропроцессорных устройств защиты и автоматики, приводить к функционированию промышленных электроприемников с параметрами, неудовлетворяющими требованиям технологического процесса, а также стать причиной увеличения погрешности средств измерений, используемых для контроля режимных параметров промышленной электрической сети.

Таким образом, при одном и том же значении суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения могут иметь место значительные и разнообразные изменения формы питающего напряжения, что является критич-

ным для систем управления и автоматики. Даже при условии нахождения значений амплитуд гармонических составляющих напряжения в пределах, установленных требованиями нормативных документов, возможно различное влияние искажений формы напряжения на технологический процесс потребителя [1, 2].

По результатам моделирования, на рис. 1 представлены формы напряжения, полученные при суммировании гармоник 3, 5, 7, 9 и 11 порядка с гармоникой основной частоты при различных значениях начальных фаз. Амплитуды гармоник приняты в соответствии с [5] и равны предельным уровням данных гармонических составляющих напряжения для сетей напряжением 10 кВ. Рис. 1 иллюстрирует изменение амплитуды напряжения, которое может достигать до 15 % от значения напряжения основной частоты.

Для решения задачи определения допустимого уровня искажений напряжения предлагается комплексное использование понятий когерентности и пространственного вектора (ПВ), позволяющих выполнить анализ параметров напряжения в трехфазной системе электроснабжения.

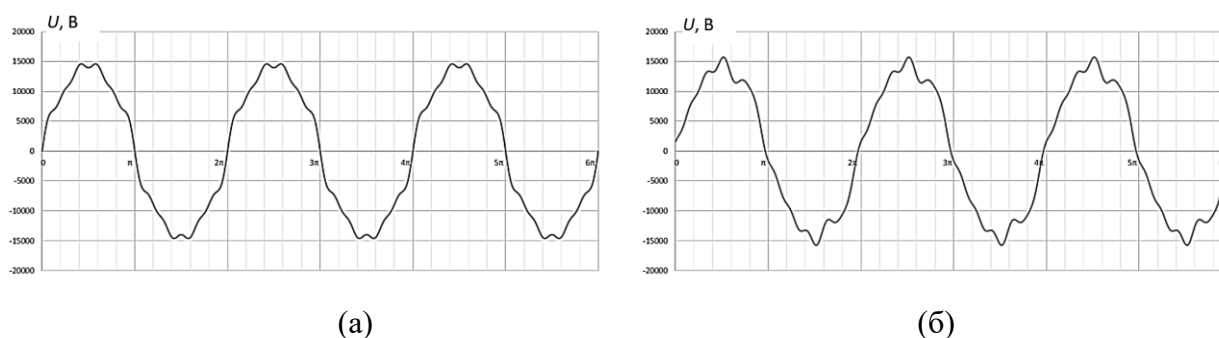


Рис. 1. Форма питающего напряжения при различных начальных фазах гармоник напряжения 3, 5, 7, 9, 11 порядка: а - $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=0^\circ$, $\varphi_5=0^\circ$, $\varphi_7=0^\circ$, $\varphi_9=0^\circ$, $\varphi_{11}=0^\circ$; б - $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=5^\circ$; $\varphi_5=12^\circ$; $\varphi_7=20^\circ$; $\varphi_9=32^\circ$; $\varphi_{11}=45^\circ$

Для вычисления ПВ используется метод, позволяющий объединить три фазы напряжения в одну комплексную величину, изменяющуюся во времени [6, 7]. Математическая модель ПВ включает все флуктуации трехфазного напряжения, возникающие как в установившихся режимах, так и в переходных процессах. При этом принято считать, что ПВ является инструментом визуализации изменений ПКЭ в комплексной плоскости, а его модуль следует использовать для фиксации факта появления возмущений в электрической сети [7].

На рис. 2 представлены результаты преобразования трехфазной системы напряжений в комплексный ПВ. Зависимости (рис. 2) соответствуют напряжениям (рис. 1) и сформированы суммированием гармоник 3, 5, 7, 9 и 11 порядка с гармоникой основной частоты при различных значениях начальных фаз.

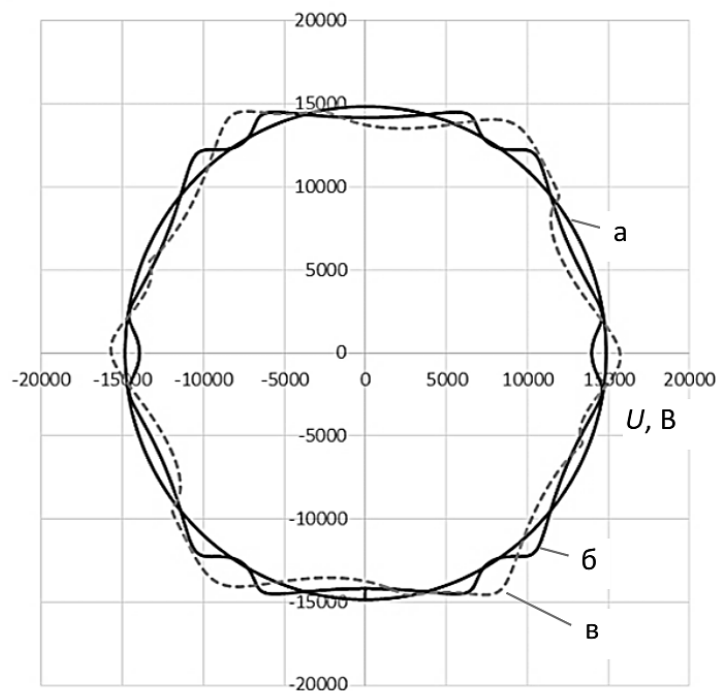
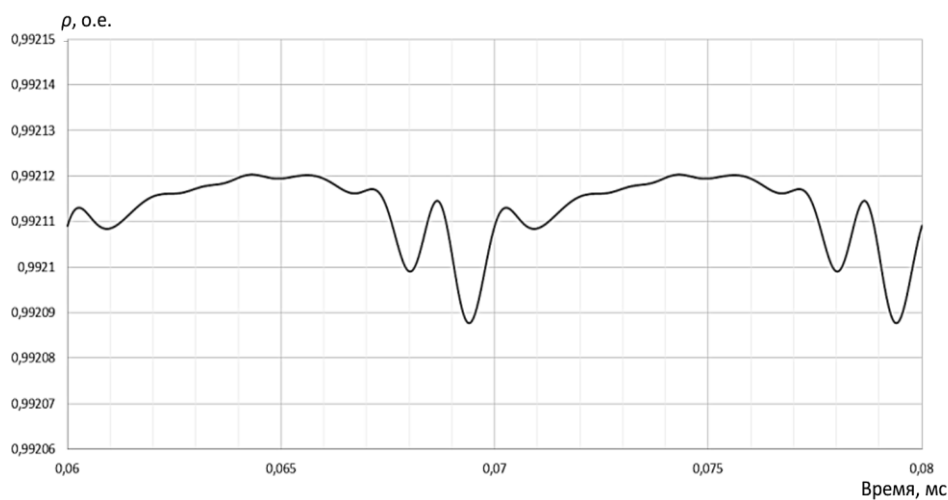


Рис. 2. Диаграмма значений пространственного вектора при анализе искажающего воздействия гармоник 3, 5, 7, 9 и 11 порядка на питающее напряжение при различных значениях начальных фаз: а – отсутствие высших гармонических составляющих, правильная окружность; б - $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=0^\circ$, $\varphi_5=0^\circ$, $\varphi_7=0^\circ$, $\varphi_9=0^\circ$, $\varphi_{11}=0^\circ$; в - $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=5^\circ$; $\varphi_5=12^\circ$; $\varphi_7=20^\circ$; $\varphi_9=32^\circ$; $\varphi_{11}=45^\circ$.

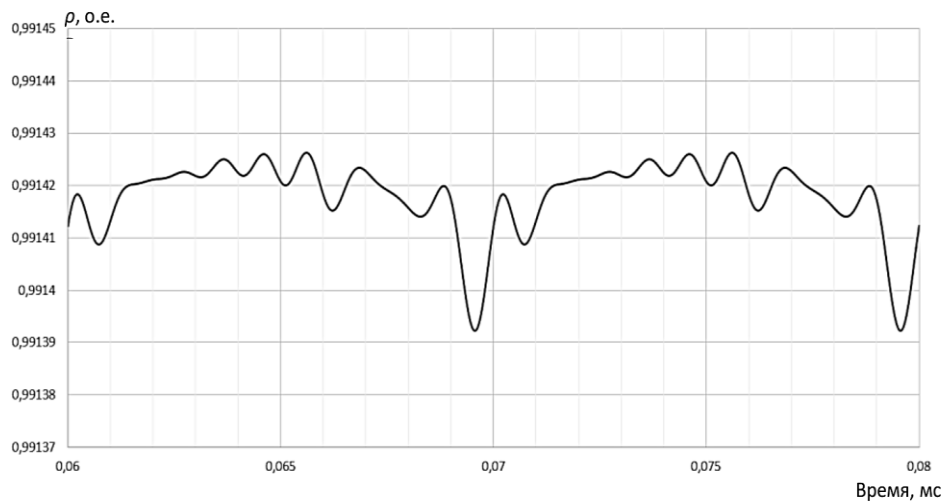
Анализ рис. 2 показывает, что применение ПВ в полной мере позволяет определять искажения напряжения синусоидальной формы путем фиксации отклонений фигуры, описываемой концом ПВ во времени, от правильной окружности.

В табл. 1 и на рис. 3 приведены результаты имитационного моделирования и расчетов нормированного значения коэффициента корреляции при различных фазовых соотношениях гармоник напряжения.



(а)

Рис. 3. Значения коэффициента корреляции при различных фазовых соотношениях гармоник напряжения (начало)



(б)

Рис. 3. Значения коэффициента корреляции при различных фазовых соотношениях гармоник напряжения (окончание): а - $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=0^\circ$, $\varphi_5=0^\circ$, $\varphi_7=0^\circ$, $\varphi_9=0^\circ$, $\varphi_{11}=0$; б - $\varphi_1=0^\circ$, $\varphi_3=5^\circ$; $\varphi_5=12^\circ$; $\varphi_7=20^\circ$; $\varphi_9=32^\circ$; $\varphi_{11}=45^\circ$.

Анализ вариантов искажения кривой напряжения гармониками (табл. 1) при нарушении пространственной когерентности показал, что коэффициент взаимной корреляции может быть выбран в качестве численной характеристики, позволяющей оценить степень искажения напряжения промышленной частоты и уровень помехоустойчивости технологического оборудования промышленного объекта при его функционировании в существующей электромагнитной обстановке.

Таблица 1

Значения коэффициента корреляции при различных фазовых соотношениях гармоник напряжения

Вар-т	Амплитудно-фазовые соотношения гармоник напряжения										Коэффициент корреляции ПВ напряжения, о.е.
	U_3 , %	U_5 , %	U_7 , %	U_9 , %	U_{11} , %	φ_3 , рад	φ_5 , рад	φ_7 , рад	φ_9 , рад	φ_{11} , рад	
1	3	4	3	1	2	0	0	0	0	0	1,0
2	3	4	3	1	2	$\pi/18$	$\pi/12$	$\pi/9$	$5\pi/36$	$\pi/6$	0,992
3	3	4	3	1	2	$\pi/36$	$\pi/15$	$\pi/9$	$8\pi/45$	$\pi/4$	0,991
4	3	4	3	1	2	$5\pi/36$	$\pi/36$	$\pi/18$	$\pi/4$	$\pi/6$	0,996
5	3	4	3	1	2	$\pi/9$	$\pi/6$	$2\pi/9$	$5\pi/18$	$\pi/3$	0,989
6	3	4	3	1	2	$\pi/18$	$5\pi/36$	$2\pi/9$	$13\pi/36$	$\pi/2$	0,990
7	3	4	3	1	2	$5\pi/18$	$\pi/18$	$\pi/9$	$\pi/2$	$\pi/3$	0,989

На рис. 4 представлена структурная схема устройства, реализующего данный способ анализа качества электроэнергии (КЭ) в трехфазной системе электроснабжения промышленных потребителей.

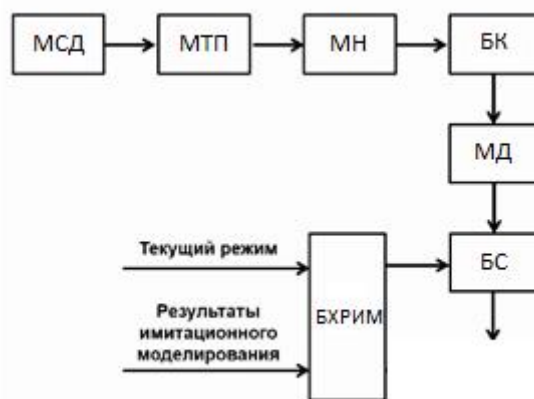


Рис. 4. Структурная схема устройства, реализующего способ анализа КЭ

Устройство, реализующее способ анализа качества электрической энергии в трехфазной системе промышленного электроснабжения (рис.4.), включает последовательно соединенные модуль сбора данных (МСД), модуль трехмерного преобразования (МТП), модуль нормировки (МН), блок корреляции (БК), модуль детектирования (МД), блок сравнения (БС), а также блок хранения результатов имитационного моделирования. Первый и второй выходы блока хранения результатов имитационного моделирования подключены соответственно ко вторым входам БС. На первый и второй входы БХРИМ поступает информация о текущем режиме работы системы промышленного электроснабжения и результатах имитационного моделирования. Вход МСД и выход блока сравнения подключены соответственно ко входу и выходу устройства, реализующего способ анализа КЭ в трехфазной системе промышленного электроснабжения.

МСД устройства, реализующего способ анализа КЭ в трехфазной системе промышленного электроснабжения, выполнен с возможностью подключения к каждой фазе трехфазной электрической сети и периодического измерения фазных значений токов и напряжений в анализируемых точках присоединения. В модуле сбора данных выполняется аналого-цифровое преобразование и на его выход подаются мгновенные значения фазных токов и напряжений.

МСД подключен к МТП. В каждый момент времени модуль трехмерного преобразования принимает мгновенные значения фазных токов и/или напряжений $x_a(n)$, $x_b(n)$, $x_c(n)$ (где n – текущее дискретное время), измеренных в анализируемой точке присоединения трехфазной электрической сети. В МТП осуществляется преобразование Кларка, являющееся разновидностью преобразования симметричных составляющих.

Мгновенные значения комплексного вектора из МТП устройства поступают на модуль нормировки. В МН в скользящем окне данных, включающем, например, N комплексных отсчетов (мгновенных значений) ПВ, производится их нормировка (приведение к нормированному виду) по энергии. Для этого вычисляется энергия совокупности N комплексных значений ПВ в текущем скользящем окне, и каждое из комплексных мгновенных значений МП этого текущего скользящего окна нормируется к рассчитанной энергии.

Вычисление коэффициента взаимной корреляции ПВ осуществляется в блоке корреляции устройства (рис. 4), реализующего предлагаемый способ анализа КЭ в трехфазной системе электроснабжения промышленных потребителей. В качестве БК может выступать устройство цифровой фильтрации (цифровой фильтр), импульсная характеристика которого соответствует эталонному сигналу ПВ. Мгновенные значения комплексного коэффициента взаимной корреляции подаются на модуль детектирования для получения их модульных значений. Модульные значения с выхода МД поступают на первый вход блока сравнения, на вторые входы которого из блока хранения результатов имитационного моделирования поступает уставочное значение, соответствующее допустимому отклонению модульного значения коэффициента взаимной корреляции для анализируемой точки присоединения и текущего режима.

В БХРИМ устройства, реализующего способ анализа КЭ в трехфазной системе электроснабжения промышленных потребителей, поступает информация о текущем режиме, выраженная, например, в виде номера режима. Такая информация может поступать из SCADA-системы или из систем диспетчерско-технологического управления системой электроснабжения. Номер режима определяет текущий набор уставочных значений, выдаваемых с выходов БХРИМ в БС при анализе контролируемых точек присоединения системы электроснабжения.

Таким образом, при реализации цифровой обработки сигналов напряжения целесообразно применение ПВ, объединяющего информацию о трех фазах напряжения в одну комплексную величину, изменяющуюся во времени. Введение расчетов ПВ позволяет создать инструмент визуализации изменений ПКЭ на комплексной плоскости, а его модуль использовать для фиксации факта появления возмущений в промышленной электрической сети.

Исследование выполнено в рамках государственного задания в сфере научной деятельности (тема №FSWE-2025-0001).

Библиографический список

1. **Папков Б.В.** Задачи надежности современного электроснабжения: монография / Б.В. Папков, А.Л. Куликов, П.В. Илюшин. – Москва: Вологда: Инфра-Инженерия, 2022. – 260 с.
2. **Вагин Г.Я., Куликов А.Л., Севостьянов А.А.** Требования к качеству электроснабжения промышленных предприятий в связи с переводом электроэнергетики России на технологию *SMART GRID* // Интеллектуальная электротехника. 2022. № 4 (20). С. 43-52.
3. **Есяков С.Я., Лунин К.А., Стенников В.А., Воропай Н.И., Редько И.Я., Бариннов В.А.** Трансформация электроэнергетических систем // Электроэнергия. Передача и распределение. 2019. № 4. С. 134-141.
4. **Воропай Н.И., Губко М.В., Ковалев С.П., Массель Л.В., Новиков Д.А., Райков А.Н., Сендеров С.М., Стенников В.А.** Проблемы развития цифровой энергетики в России // Проблемы управления. 2019. № 1. С. 2-14.
5. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. - М.: Стандартинформ, 2013. - 16 с.
6. **M. Canteli, A. Fernandez, L. Eguiluz, and C. Estebanez**, "Three-phase adaptive frequency measurement based on Clarke's transformation," IEEE Transactions on Power Delivery,

vol. 21, no. 3, pp. 1101–1105, 2006.

7. **Ignatova V., Granjon P., Bacha S.** Space Vector Method for Voltage Dips and Swells Analysis. – IEEE Transactions on Power Delivery, 2009, vol. 24, No. 4, pp. 2054–2061, DOI:10.1109/TPWRD.2009.2028787.

P.A. Aleshin, A.A. Sevostyanov, N.A. Serebryakov

USING GENERALIZED INDICATORS IN ANALYZING HARMONIC VOLTAGE DISTORTIONS IN POWER SUPPLY SYSTEMS OF INDUSTRIAL CONSUMERS

Nizhny Novgorod State Technical University. R.E. Alekseeva
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article describes a method for assessing the permissible level of voltage distortion in industrial power supply networks using the concept of coherence and a spatial vector. The operating principle of a device implementing this method is presented.

Key words: distorting effect, quality of electric energy, mutual correlation coefficient, generalized indicator, spatial vector.

References

- [1] Papkov, B.V. Problems of the modern power supply reliability: monograph (in Russian) / B.V. Papkov, A.L. Kulikov, P.V. Ilyushin. - Moscow: Vologda: Infra-Engineering, 2022. - 260 p.
- [2] Vagin, G.Ya.; Kulikov, A.L.; Sevostyanov, A.A. Requirements to the power supply quality of the industrial enterprises in connection with the transfer of the Russian electric power industry to the SMART GRID technology (in Russian) // Intellectual electrical engineering. 2022. No. 4 (20). pp. 43-52.
- [3] Esyakov S. Ya., Lunin K. A., Stennikov V. A., Voropai N. I., Redko I. Ya., Barinov V. A. Transformation of electric power systems // Electric Power. Transmission and Distribution. 2019. No. 4. pp. 134-141.
- [4] Voropai N.I., Gubko M.V., Kovalev S.P., Massel L.V., Novikov D.A., Raikov A.N., Senderov S.M., Stennikov V.A. Problems of development of digital energy in Russia // Problems of Management. 2019. No. 1. P. 2-14.
- [5] GOST 32144-2013. Electric energy. Electromagnetic compatibility of technical equipment. Electric energy quality standards in general-purpose power supply systems. - M.: Standartinform, 2013. - 16 p.
- [6]] M. Canteli, A. Fernandez, L. Eguiluz, and C. Estebanez, "Three-phase adaptive frequency measurement based on Clarke's transformation," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 21, no. 3, pp. 1101-1105, 2006.
- [7] Ignatova, V., Grangeon, P., and Bacha, S. "Spatial vector method for analyzing voltage sags and surges. - IEEE Transactions on Power Delivery, 2009, vol. 24, No. 4, pp. 2054-2061, DOI: 10.1109/TPWRD.2009.2028787.

УДК 621.311.1

А.Д. Ахметбаев

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЦЕНТРОВ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ

АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» («KEGOC»)

Аннотация. При построении схем электроснабжения для центров обработки данных (ЦОД) или IDC (Internet Data Centre) необходимо учитывать надежность и отказоустойчивость объекта при различных аварийных ситуациях. Для данных потребителей наиболее часто предусматривают собственные автономные источники электроснабжения – дизель-генераторные установки, особенно для объектов с III и IV уровнем системы классификации Uptime Institute. Использование автономных источников в схеме электроснабжения данных потребителей является необходимой мерой. С учетом этих особенностей в статье рассматриваются требования к построению схем электроснабжения для ЦОД.

Ключевые слова: схема электроснабжения, центр обработки данных, дизель-генераторная установка, надежность, резервирование, отказоустойчивость.

Объекты ЦОД предъявляют высокие требования к отказоустойчивости оборудования при любых внешних и внутренних нарушениях в электроснабжении. Под отказоустойчивостью данных объектов понимается непрерывная работа ЦОД в течение 8760 часов в году при номинальной загрузке оборудования центра в течении суток или сезона. Отказоустойчивость или степень надежности данных объектов должна соответствовать уровням системы классификации (сертификации) *Uptime Institute* [1]. Следует отметить, что большинство аварий в ЦОД для поставщика услуг несет значительный финансовый и репутационный ущерб.

Согласно отчету, в 2018 г. один час простоя ЦОД обошелся их операторам в среднем в 260 000 долларов США. Случившиеся за последние месяцы 2019 года аварии ЦОД подтверждают результаты исследования организации *Uptime Institute*, в которых в качестве основных причин подобных инцидентов выделяются: перебои в подаче электроэнергии, сбои в работе телекоммуникационной сети, а также ошибки в работе ИТ-систем или программного обеспечения.

С увеличением темпов цифровизации необходимость поддержания безотказной работы инфраструктуры ЦОД выходит на первый план. Однако минимизация рисков аварийных событий является довольно сложной задачей, которая прежде всего связана с особенностью схемы электроснабжения данных объектов, а именно, с низким уровнем ее надежности.

Структура схемы электроснабжения ЦОД должна удовлетворять следующим требованиям:

- 1) обеспечить работоспособность объекта при любых неисправностях любого элемента схемы;
- 2) обеспечить возможность вывода в ремонт любого элемента схемы;
- 3) обеспечить непрерывность электроснабжения для критичных нагрузок при любых неисправностях и переключениях в схеме электроснабжения.

Для повышения надежности системы электроснабжения ЦОД, данные объекты в своей структуре имеют дизель-генераторные установки (ДГУ), обеспечивающие работу центра в островном режиме при нарушении электроснабжения от основной сети [2,3]. В связи с этим, задача повышения надежности схем электроснабжения ЦОД для безаварийной работы при любых ненормальных режимах работы внешней системы электроснабжения является первостепенной.

Перечислим основные недостатки существующих или проектируемых схем электроснабжения ЦОД.

1. При построении схем электроснабжения для критичных нагрузок объектов ЦОД часто схема не имеет четкого разделения между технологическими нагрузками и нагрузками общего назначения (освещение, бытовые кондиционеры, вентиляция, розетки бытового назначения). Ввиду этого при пропадании внешнего энергоснабжения ДГУ обеспечивают питание нагрузки как технологического назначения, так и общего назначения.

2. Для снижения затрат на систему электроснабжения в схемах электроснабжения ЦОД производится установка трехходовых АВР, что приводит к снижению надежности АВР и, как следствие, к снижению надежности схемы в целом.

3. Невозможность замены или вывода в ремонт любого элемента схемы без отключения критической нагрузки и риска останова ЦОД.

Для повышения надежности ЭЭС предлагается к рассмотрению схема электроснабжения ЦОД, основанная на принципе наличия как минимум двух независимых вводов для любой конечной нагрузки в виде серверного и активного сетевого оборудования. При этом фактически все производители предусматривают для ответственного серверного и активного сетевого оборудования не менее двух входов питания. Такие нагрузки позволяют строить схемы с двумя и более независимыми вводами (рис.1).

В данной схеме условно показаны две установки ДГУ, при этом количество ДГУ при необходимости может быть увеличено, а их схема подключения определяется в соответствии с [4]. В данном случае необходимо учитывать рекомендации, связанные с расчетом мощности ДГУ [5]. При неправильном выборе мощности ДГУ происходит их перегрузка и аварийная остановка. Наиболее часто возникают ошибки при определении мощности ДГУ – по причине некорректного определения прогнозируемой мощности нагрузки в период работы ЦОД.

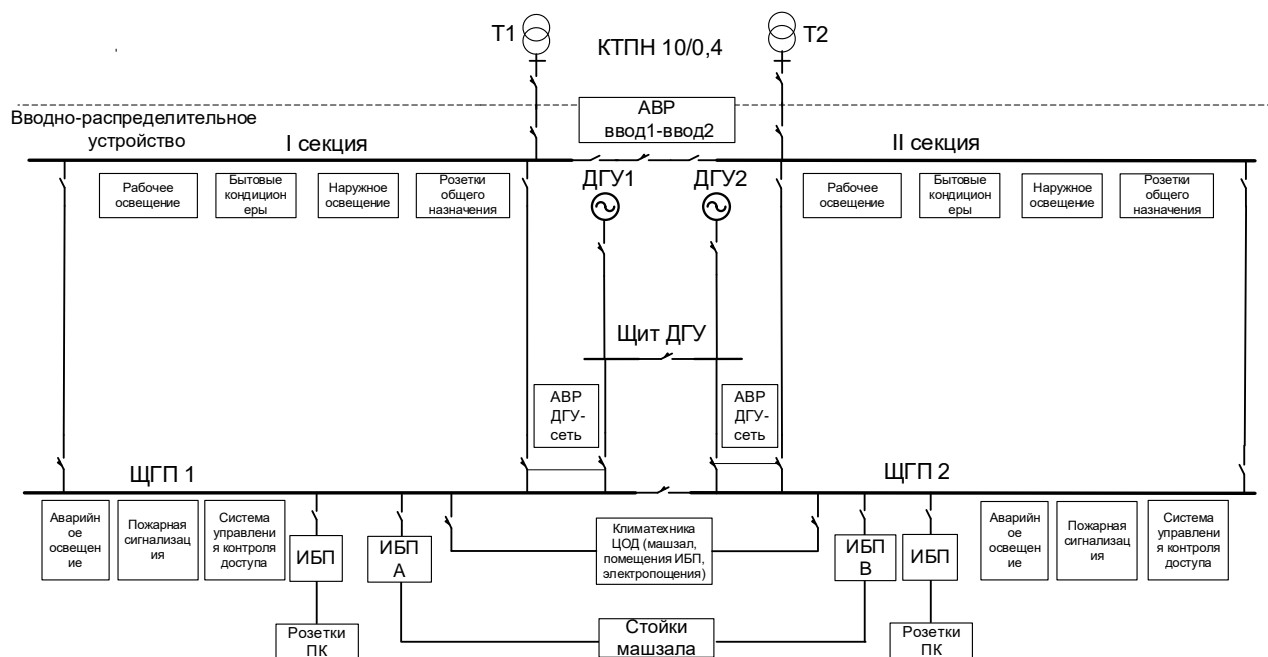


Рис. 1. Структурная схема электроснабжения ЦОД

Схема рис. 1 в своей структуре имеет три АВР: секционирование вводно-распределительного устройства (ВРУ), щита гарантированного питания (ЩГП) и щита ДГУ.

При заказе энергооборудования для построения схемы необходимо принять во внимание рекомендации, перечисленные далее.

1. Построение системы АВР необходимо осуществлять на основе отдельных выключателей с отдельным отсеком для щита блока автоматики. При приобретении двухходовых АВР (коромысловых) в едином корпусе ремонтпригодность и надежность данного оборудования ниже.
2. Щиты разных секций и вводов А и Б необходимо монтировать в отдельных корпусах, а также желательно разносить в разные отдельные помещения.
3. Внутренние и наружные трассы кабельных сетей рекомендуется выполнять в отдельных лотках.
4. Автоматические вводные и секционные выключатели должны иметь выкатное исполнение.
5. Использование компонентов и энергооборудования от надежных поставщиков.

Таким образом, данная схема электроснабжения имеет следующие особенности:

- схема имеет три уровня – вводно-распределительное устройство с секционным выключателем, щит гарантированного питания с секционным выключателем, щит ИБП для критичной нагрузки;
- схема соответствует уровню TIER III/IV при нагрузках с двумя и более блоками питания;
- схема имеет три АВР;

- АВР строятся на двух выключателях с контролем напряжения фаз и нейтрали на каждом из вводов;
- схема имеет два обходных (байпасных) выключателя, позволяющих выводить в ремонт АВР;
- при наличии как минимум двух стационарных автономных ДГУ, питание технологических нагрузок выполняется от двух независимых ИБП с временем автономной работы не более 10 минут, подключенных от 1 и 2 секции ЩГП;
- все электрические нагрузки общего назначения подключаются к секциям ВРУ – щиты бытовых розеток, щиты бытовых кондиционеров, щиты рабочего освещения;
- разделение нагрузок здания по сетям позволяет оптимизировать нагрузку на ДГУ, а также выполнять работы по ППР в электрических сетях отдельно, без нарушения электроснабжения других потребителей;
- автоматика щита АВР город-ДГУ должна иметь функции приоритета, ручного режима.



Рис. 2. Реализованная структурная схема электроснабжения на объектах АО Казахтелеком в гг. Алматы, Астана, Акколь

Разработанная схема на рис. 1 имеет степень резервирования $2N$, однако может быть преобразована в степень резервирования $2(N+1)$ или выше. Для этого необходимо установить в системе бесперебойного питания на 1 ИБП больше, а в системе климатехники дополнительный блок. Такое резервирование повышает надежности ЭЭС при авариях одного из блоков ИБП или климатехники при выходе из строя или выводе в ремонт одной единицы оборудования.

Указанная структурная схема была реализована на объектах АО Казахтелеком в гг. Алматы, Астана, Акколь (рис. 2).

Библиографический список

1. SP-3-0092: (Стандарт ТИА-942, редакция 7.0, февраль 2005).
2. ГОСТ Р 53174-2008. Установки электрогенераторные с дизельными и газовыми двигателями внутреннего сгорания.
3. Нормы технологического проектирования дизельных электростанций (ДЭС) СН РК 3.02-09-2001.
4. **Ахметбаев А.Д.** Центры обработки данных как энергообъект электроэнергетической системы // Актуальные проблемы электроэнергетики, 2024, С. 110–115.
5. **О. Кузьмина.** О совместной работе ДГУ и ИБП. // Сети и Бизнес. №2(3). 2002. С. 18- 21

A.D. Akhmetbaev

FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF POWER SUPPLY SCHEMES FOR DATA CENTERS

JSC "Kazakhstan Electric Grid Management Company" ("KEGOC")
Almaty, Kazakhstan

Abstract. It is necessary to take into account the reliability and fault tolerance of the facility in various emergency situations when building power supply schemes for IDC (Internet Data Center). These consumers most often have their own autonomous power supply sources – diesel generator sets. Especially for facilities with Tier III and IV of the Uptime Institute certification, the use of autonomous sources in the power supply scheme for these consumers is a necessary measure. Taking these features into account, the article discusses the requirements for building power supply circuits for data centers.

Key words: power supply scheme, data center, diesel generator set, reliability, redundancy, fault tolerance.

Uptime Institute is one of the most well-known and trusted international certification institutions that has developed its own standard for the reliability of data centers.

References

- [1] SP-3-0092: (TIA-942 standard, revision 7.0, February 2005).
- [2] GOST R 53174-2008. Electric generator sets with diesel and gas internal combustion engines.
- [3] Standards of technological design of diesel power plants (DES) of the Republic of Kazakhstan 3.02-09-2001
- [4] Akhmetbaev A.D. Data processing centers as an energy facility of the electric power system // Actual problems of the electric power industry, 2024, pp. 110-115.
- [5] O. Kuzmina. About the joint work of DSU and UPS. // Networks and Business. No. 2(3). 2002. pp. 18-21.

УДК 621.311.1

Н.А. Бондаренко, Ю.П. Гусев

ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ИЗЛИШНИХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ПИТАЮЩИХ ЦЕНТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ С РЕЗИСТИВНО-ЗАЗЕМЛЕННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ

Национальный исследовательский университет
Московский энергетический институт

Аннотация. По мере увеличения суммарной длины кабельных линий, в электрических сетях увеличиваются емкостные составляющие в токах однофазных замыканий (ОЗ). В мегаполисах, в распределительных сетях напряжением 6 (10) кВ, емкостные токи на отдельных участках, уже превышают 1000 А, что затрудняет настройку дугогасительных реакторов. Дальнейшее развитие распределительных сетей идет по двум направлениям: замена дугогасительных реакторов в нейтрали на низкоомные резисторы и отказ от напряжения 6 (10) кВ с постепенным переходом на напряжение 20 кВ. В настоящее время емкостные токи на секциях сборных шин питающих центров, в действующих сетях напряжением 20 кВ с резисторами в нейтрали с сопротивлением 12 Ом, достигают 300 А и более. В ремонтных коммутационных состояниях, когда объединяются на параллельную работу две секции, суммарный емкостной ток превышает уставку токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП) и при ОЗ фиксируются излишние срабатывания ТЗНП вводов питания секций сборных шин. В статье приведен анализ влияния на излишние срабатывания ТЗНП емкостных токов, переходных сопротивлений и удаленности ОЗ. Показано, что защиты на основе фазных токов позволяют избежать излишних отключений выключателей вводов питания секций сборных шин на питающих центрах при емкостных токах на 60% больших, чем при использовании ТЗНП.

Ключевые слова: электрическая сеть напряжением 20 кВ, резистивно-заземленная нейтраль, однофазные замыкания, емкостной ток, излишние срабатывания токовых защит нулевой последовательности, вводы питания секций сборных шин, питающий центр.

Суммарная длина кабельных линий распределительной сети 20 кВ ежегодно увеличивается, что приводит к росту емкостных токов, которые могут быть причиной излишних срабатываний [1] ТЗНП вводов питания секций сборных шин при однофазных замыканиях [2]. В статье приведены результаты анализа влияния емкостных токов, переходных сопротивлений и электрической удаленности ОЗ на излишние отключения вводов питания секций сборных шин питающих центров распределительных сетей напряжением 20 кВ. Исследование выполнено на основе расчётной схемы, рис.1.

Традиционно при однофазных замыканиях выключатели отключаются под действием токовой защиты нулевой последовательности [3], [4]. В статье рассмотрены условия работы токовой защиты нулевой последовательности и, как

альтернатива, условия работы максимальной токовой защиты в качестве защиты от однофазных замыканий. Защиты сопоставлены на основе анализа разбросов значений токов и углов между напряжениями и токами при ОЗ с различными расчетными условиями.

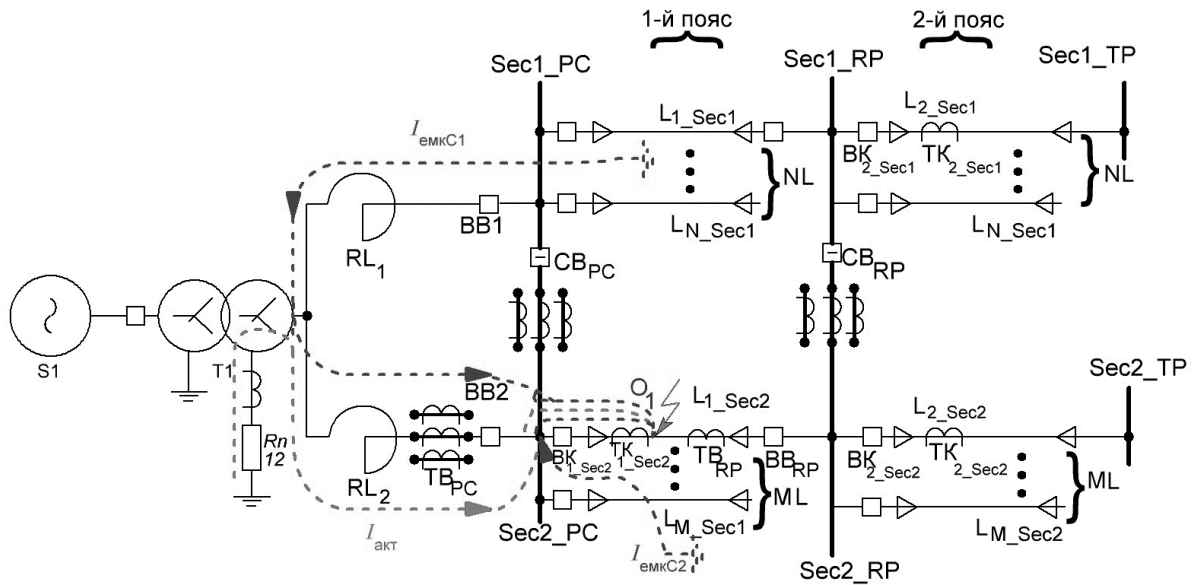


Рис. 1. Расчетная схема объекта исследования

В качестве объекта исследования использовался фрагмент типового проектного решения питающего центра с силовыми трансформаторами номинальной мощностью 100 МВА с обмотками 220 и 20 кВ, соединенными в звезду с выводами нейтрали. Нейтраль обмотки низшего напряжения заземлена через резистор 12 Ом [5]. В процессе исследования варьировались количество кабельных линий из условия получения емкостных токов на каждую секцию в диапазоне от 50 до 300 А. В качестве второго расчетного условия использовалось переходное сопротивление в месте однофазного замыкания, его значение варьировалось в диапазоне от 0 до 30 Ом, что соответствует действующим нормативным документам [6]. В качестве третьего расчетного условия использовалась электрическая удаленность места однофазного замыкания. Рассматривались замыкания в середине и в конце кабельной линии 1 пояса, а также в конце линии 2 пояса.

Исследование выполнено на основе программного комплекса *EMTP-RV*.

Работа токовой защиты нулевой последовательности вводов проанализирована с помощью расчета множества однофазных замыканий. На рис. 2. представлены разбросы полученных расчетных значений.

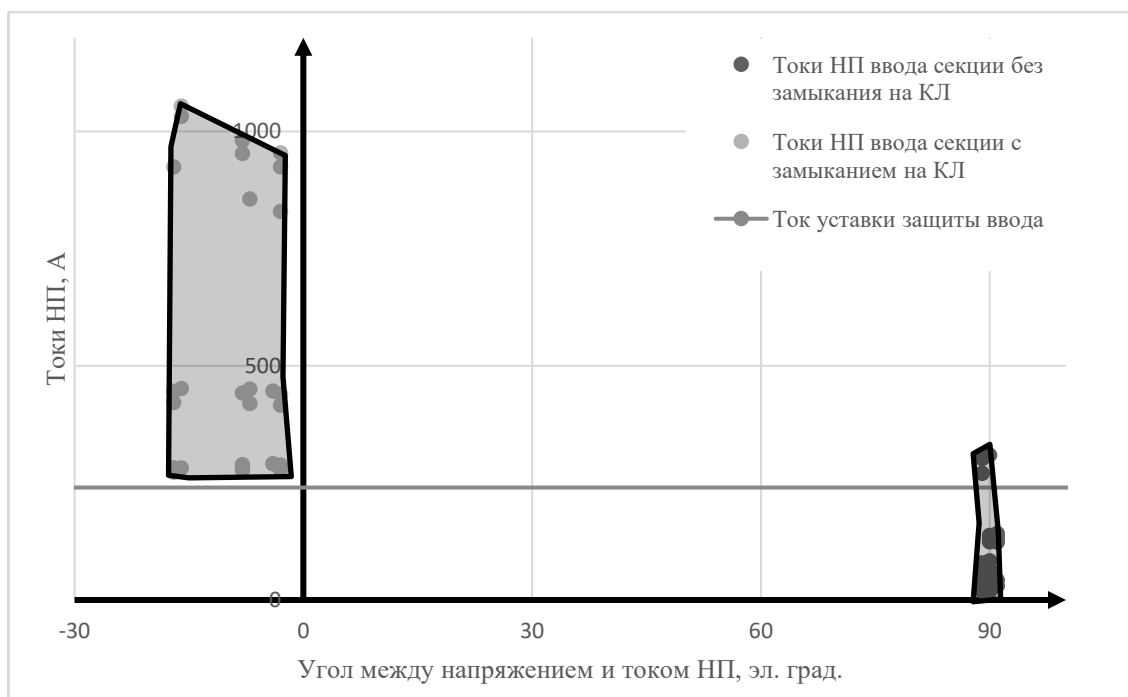


Рис. 2. Зоны разброса токов нулевой последовательности вводов секций сборных шин питающего центра при варьировании расчетных условий ОЗ

Уменьшение емкостного тока, увеличение переходного сопротивления и увеличение удаленности от головного участка кабельной линии первого пояса приводит к уменьшению тока нулевой последовательности секции, не имеющей повреждений на кабельных линиях. Этот ток при наибольших значениях емкостной составляющей, нулевом переходном сопротивлении и замыкании в середине линии 1 пояса превышает уставку.

На рис. 3. представлены результаты расчета зависимости фазных токов вводов питания секций сборных шин, при изменении варьируемых параметров.

На основе характера изменения токов в неповрежденных фазах были составлены векторные диаграммы напряжений и токов при фиксируемых варьируемых параметрах, отраженные на рис. 4. и 5. Токи неповрежденных фаз *B* и *C* имеют активно-емкостной характер. Ток поврежденной фазы может иметь активно индуктивный или активно-емкостной характер. По модулю ток поврежденной фазы всегда больше тока уставки.

Зоны токов поврежденной и неповрежденной фаз не пересекаются и лежат в разных областях относительно горизонтальной оси тока уставки. Зависимость тока неповрежденной фазы от угла между напряжением и током образует зону ниже уровня тока уставки.

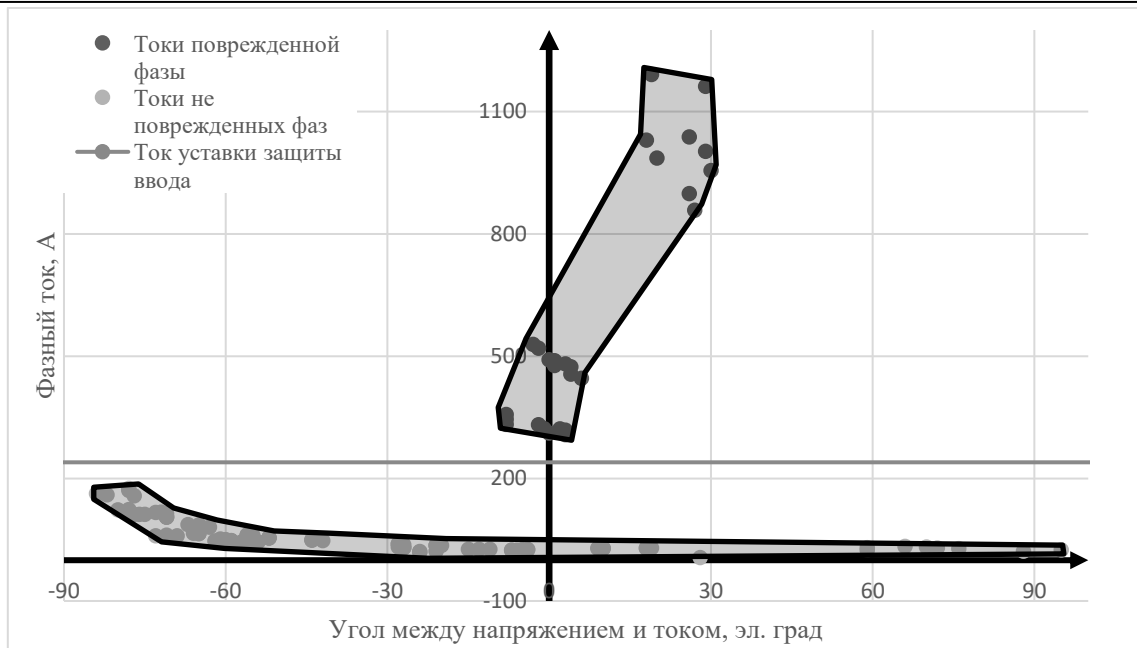


Рис. 3. Зоны разброса фазных токов вводов секций сборных шин питающего центра при варьировании расчетных условий ОЗ

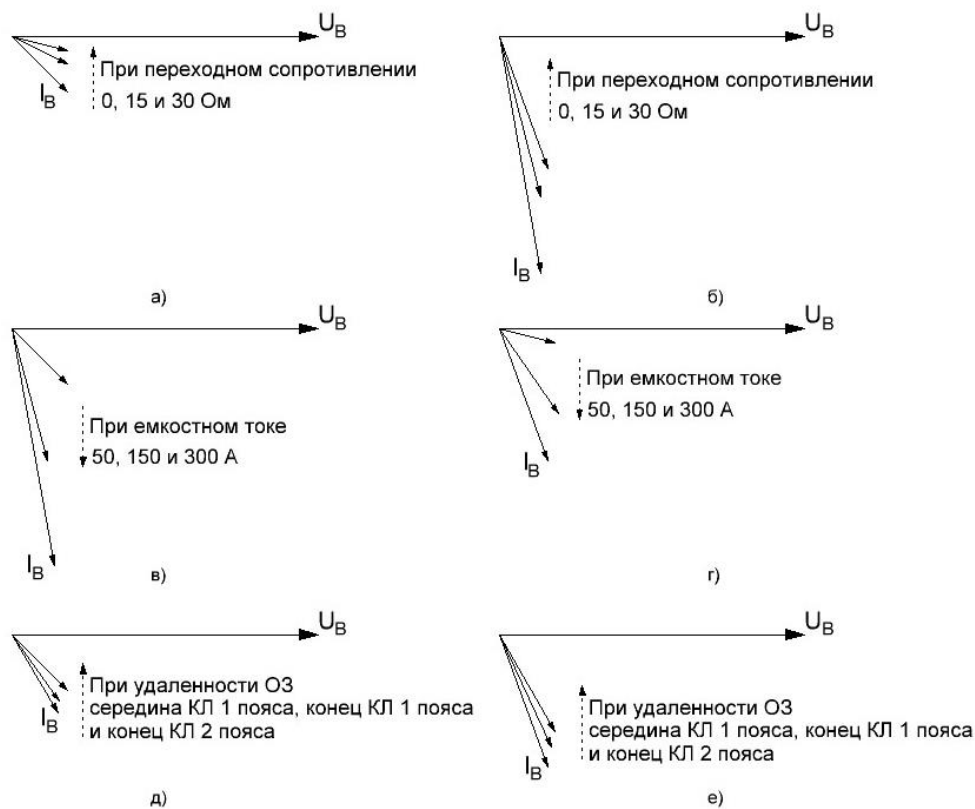


Рис. 4. Векторные диаграммы напряжений и токов фазы В вводов секций 1 и 2 системы сборных шин, при ОЗ в середине КЛ 1 пояса: а) при емкостном токе 50 А, б) при емкостном токе 300 А, в) при переходном сопротивлении 0 Ом, г) при переходном сопротивлении 30 Ом, д) при переходном сопротивлении 0 Ом, емкостном токе 50 А и 300 А

Увеличение емкостных токов до 300 А, при одновременном уменьшении удаленности и снижении переходного сопротивления до значения 0 Ом, приводят к максимальному значению тока неповрежденной фазы 180 А, что меньше уставки 250 А.

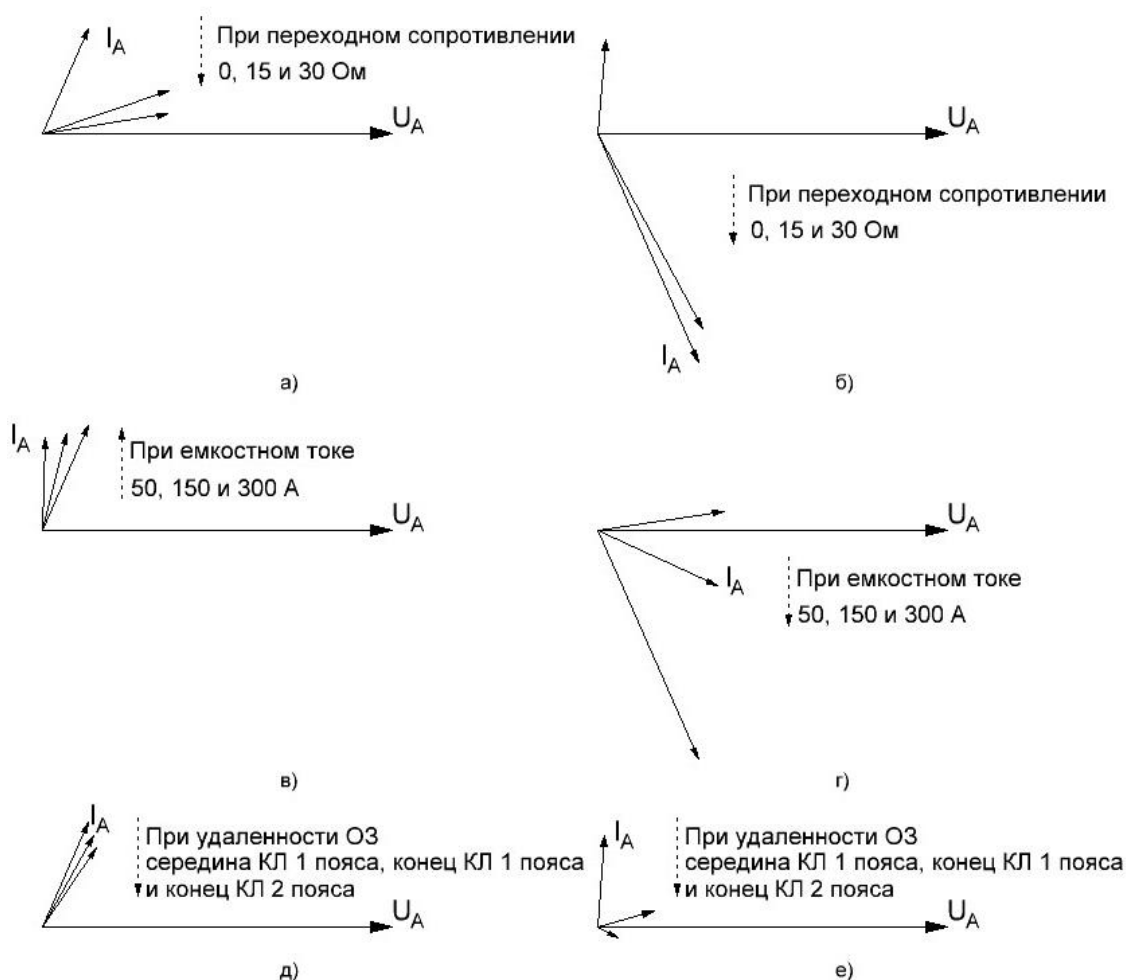


Рис. 5. Векторные диаграммы токов и напряжений фазы А ввода секции 1, при ОЗ в середине КЛ 1 пояса: а) при емкостном токе 50 А, б) при емкостном токе 300 А, в) при переходном сопротивлении 0 Ом, г) при переходном сопротивлении 30 Ом, д) при переходном сопротивлении 0 Ом, емкостном токе 50 А и 300 А

Непосредственное использование МТЗ для защиты от ОЗ невозможно, так как емкостные составляющие токов многократно меньше токов нагрузки. Но фазные токи можно использовать, если вместо фильтра токов нулевой последовательности анализировать соотношение минимальных и максимальных значений фазных токов, что обеспечит предотвращение излишних срабатываний защиты вводов при ОЗ в кабелях, присоединенных к другой секции сборных шин.

Выводы

Развитие распределительных сетей, сопровождающееся увеличением суммарной длины кабельных линий, приводит к возрастанию емкостной составляющей тока нулевой последовательности, что является причиной излишних срабатываний токовых защит секций сборных шин при однофазных замыканиях в сети.

На питающих центрах с емкостными токами, превышающими 300 А, рекомендуется вместо ТЗНП вводов питания сборных шин использовать защиты на основе фазных токов, что позволит работать без излишних отключений выключателей с емкостными токами до 500 А.

Для электрических сетей с емкостными токами, превышающими 500 А, рекомендуется рассмотреть целесообразность разработки специальных направленных токовых защит, реагирующих на направление потока реактивной мощности.

Библиографический список

1. Григорьев Д.А., Гусев Ю.П., Колесникова К.В., Смотров Н.Н., Чо Г.Ч. Анализ причин ложной работы логических защит шин в сетях 20 кВ при росте емкостных токов // Релейная защита и автоматизация. - 2021. - №3(44). - С. 8-15.
2. Дмитриев М.В. Ложная работа защит на линиях 6-35 кВ с однофазными кабелями // Журнал «Новости Электротехники», №3(99), 2016, стр.38-41.
3. Титенков С.С., Пугачев А.А. Режимы заземления нейтрали в сетях 6–35 кВ и организация релейной защиты от однофазных замыканий на землю // Энергоэксперт, №2, 2010. С. 18–25.
4. Гельфанд, Я.С. Релейная защита распределительных сетей. - 2-е изд. - Москва : Энергоатомиздат, 1987. - 367 с.
5. IEEE Standard 142-2007. Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. URL: https://hibp.ecse.rpi.edu/~connor/education/Fields/IEEE-ESTd142_2007.pdf (Дата обращения 20.04.2025).
6. СТО 18-2013 Руководящие указания по выбору режима заземления нейтрали в электрических сетях напряжением 6 -35 кВ. Утвержден и введен в действие приказом ОАО "Ленэнерго" от 25.06.2013 № 334.

N.A. Bondarenko, Y.P. Gusev

PREVENTION OF UNNECESSARY DISCONNECTIONS OF SWITCHES OF SUPPLY CENTERS OF ELECTRIC NETWORKS WITH A RESISTIVELY GROUNDED NEUTRAL IN CASE OF SINGLE-PHASE SHORT CIRCUITS

National Research University
«Moscow Power Engineering Institute»
Moscow, Russia

Abstract. As the total length of cable lines increases, the capacitance components in single-phase fault currents increase in electrical networks. In megacities, in distribution networks with a voltage of 6 (10) kV, capacitive currents in some areas already exceed 1000 A, which makes it difficult to set up arc extinguishing reactors. Further development of distribution networks is proceeding in two directions: the replacement of arc extinguishing reactors in neutral with low-resistance resistors and the abandonment of a voltage of 6 (10) kV with a gradual transition to a voltage of 20 kV. Currently, the capacitive currents on the busbar sections of the supply centers, in operating networks with a voltage of 20 kV with neutral resistors with a resistance of 12 ohms, reach 300 A or more. In repair switching states, when two sections are combined for parallel operation, the total capacitive current exceeds the setpoint of the zero-sequence current protection (TPP) and excessive TPP actuation of the busbar section power inputs is detected. The article provides an analysis of the effect of capacitive currents, transient resistances and the remoteness of the lake on the excessive triggering of the TPP. It is shown that protection based on phase currents makes it possible to avoid unnecessary disconnections of the circuit breakers of the busbar sections on the supply centers at capacitive currents 60% higher than when using TPP.

Key words: 20 kV electrical network, resistive-grounded neutral, single-phase short circuits, capacitive current, excessive operation of zero-sequence current protections, busbar section power, supply center.

References

- [1] Grigoriev D.A., Gusev Yu.P., Kolesnikova K.V., Smotrov N.N., Cho G.H. Analysis of the causes of incorrect operation of logical bus protections in 20 kV networks with an increase in capacitive currents // Relay protection and automation. - 2021. - №3(44). - pp. 8-15.
- [2] Dmitriev M.V. False operation of protections on 6-35 kV lines with single-phase cables // Journal "Electrical Engineering News", №3(99), 2016, pp.38-41.
- [3] Titenkov S.S., Pugachev A.A. Modes neutral grounding in 6-35 kV networks and the organization of relay protection against single-phase earth faults // Energoexpert, No. 2, 2010. pp. 18-25.
- [4] Gelfand, Ya.S. Relay protection of distribution networks. - 2nd ed. - Moscow : Energoatomizdat, 1987. - pp. 367.
- [5] IEEE Standard 142-2007. Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems. URL: https://hibp.ecse.rpi.edu/~connor/education/Fields/IEEEStd142_2007.pdf (Accessed 04/20/2025).
- [6] SRT 18-2013 Guidelines for selecting the neutral grounding mode in electrical networks with a voltage of 6 -35 kV. Approved and put into effect by the order of JSC Lenenergo dated 06/25/2013 No. 334.

Е.О. Ефимов

КОНЦЕПЦИЯ ЦИФРОВОЙ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ СПРОСОМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ НА ОСНОВЕ ГЕЙМИФИКАЦИИ И АДАПТИВНЫХ ТАРИФОВ

Казанский государственный энергетический университет

Аннотация. В работе предлагается концепция цифровой платформы для управления спросом в электроэнергетике, сочетающая геймификацию и адаптивные тарифы. Платформа синхронизирует поведение потребителей с состоянием сети через динамическое ценообразование, персонализированные задания и игровые механики. Интеграция данных умных счетчиков и прогнозов ВИЭ позволяет снижать пиковые нагрузки, повышая устойчивость энергосистем. Решение направлено на вовлечение пользователей в балансировку сети без сложной инфраструктуры, соответствующее трендам цифровизации и декарбонизации.

Ключевые слова: цифровизация энергетики, управление спросом, геймификация, адаптивные тарифы, возобновляемые источники энергии, умные счетчики, поведенческая экономика.

Современная электроэнергетика переживает этап трансформации, связанный с глобальным переходом к низкоуглеродной экономике. Резкий рост доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как солнечная и ветровая генерация, создает принципиально новые вызовы для балансировки энергосистем. Нестабильность выработки ВИЭ, зависящая от погодных условий, приводит к дисбалансу между предложением и спросом, усиливая риски перегрузок сетей и аварийных отключений. Традиционные методы управления, основанные на регулировании генерации, становятся недостаточно эффективными в условиях децентрализованной энергетики, что актуализирует поиск инновационных решений, ориентированных на гибкое управление спросом [1].

Ключевым ресурсом в этой парадигме выступает цифровизация, открывающая возможность вовлечения конечных потребителей в процессы оптимизации энергопотребления. Однако существующие механизмы, такие как динамическое ценообразование (*time-of-use pricing*), демонстрируют ограниченную эффективность из-за низкой вовлеченности пользователей и недостаточной адаптивности к реальным условиям работы сети. В этой связи возникает необходимость в разработке цифровых платформ, способных не только предоставлять инструменты для управления нагрузкой, но и мотивировать потребителей к активному участию через понятные и персонализированные стимулы.

Предлагаемая концепция цифровой платформы направлена на синтез двух перспективных направлений – поведенческой экономики и адаптивных алгоритмов. Интеграция геймификации (игровых механик: рейтинги, достижения, соревнования) с динамическими тарифами, корректируемыми в реальном времени

на основе прогнозов генерации ВИЭ и текущей нагрузки на сеть, позволяет создать систему «win-win». С одной стороны, энергокомпании получают инструмент для сглаживания пиков потребления, снижая затраты на инфраструктуру, с другой – пользователи приобретают возможность сокращать расходы на электроэнергию и получать микровознаграждения за экологичное поведение. Подобный подход уже доказал свою эффективность в пилотных проектах, таких как *OhmConnect* в Калифорнии, где геймификация позволила снизить пиковую нагрузку на 5-10 % в периоды критических перегрузок [2].

Значит, научная новизна работы заключается в комбинации методов анализа данных умных счетчиков, поведенческих стимулов и адаптивного ценообразования, что формирует основу для устойчивого управления спросом в условиях энергоперехода. Данная статья посвящена детальному описанию архитектуры платформы, теоретическому обоснованию ее эффективности и оценке потенциала внедрения в современных энергосистемах.

Управление спросом (*Demand Side Management, DSM*) остается одним из ключевых инструментов повышения устойчивости электроэнергетических систем, особенно в контексте интеграции переменных возобновляемых источников энергии. Классические методы *DSM*, такие как динамическое ценообразование (*time-of-use, critical peak pricing*) и программы прямого управления нагрузкой (*direct load control*) направлены на смещение потребления из пиковых в периоды низкой загрузки сети. Однако их эффективность ограничена рядом факторов. Во-первых, динамические тарифы требуют от пользователей самостоятельного анализа сложных графиков ценообразования и изменения повседневных привычек, что часто приводит к низкому уровню участия. Во-вторых, прямые методы управления нагрузкой (например, отключение водонагревателей по сигналу оператора) вызывают сопротивление потребителей из-за потери контроля над устройствами.

С развитием цифровых технологий появились более гибкие решения, такие как автоматизированные системы на базе *IoT*, которые оптимизируют энергопотребление домохозяйств без активного участия пользователей. Например, умные термостаты, регулирующие температуру в помещениях в зависимости от тарифной зоны. Однако подобные системы остаются нишевыми из-за высокой стоимости оборудования и фрагментированности рынка. Кроме того, их алгоритмы не учитывают поведенческие аспекты: даже при наличии автоматизации отсутствие обратной связи с пользователем снижает долгосрочную мотивацию к экономии энергии [3].

Параллельно в последние годы набирают популярность подходы, основанные на поведенческой экономике. Пилотные проекты, такие как платформа *OhmConnect*, демонстрируют, что геймификация (использование элементов игр: баллы, уровни, соревнования между пользователями) способна повысить вовлеченность потребителей на 20-30 % по сравнению с традиционными тарифными моделями. Тем не менее, большинство подобных решений фокусируются исключительно на краткосрочных поведенческих стимулах, игнорируя необходимость синхронизации действий пользователей с текущим состоянием энергосистемы.

Это создает дисбаланс: массовое снижение потребления в произвольные часы не всегда соответствует реальным потребностям сети [4].

Указанные ограничения подчеркивают потребность в гибридных решениях, объединяющих технологические и поведенческие аспекты. Перспективным направлением является интеграция данных с умных счетчиков, прогнозов генерации ВИЭ и адаптивных алгоритмов ценообразования в единую цифровую платформу. Такой подход позволяет не только автоматизировать часть процессов (например, рекомендации по времени использования стиральной машины), но и создавать персонализированные стимулы, учитывающие как интересы сетевых компаний, так и индивидуальные паттерны потребления. Например, динамические тарифы, меняющиеся в реальном времени в зависимости от локального уровня солнечной генерации, могут сочетаться с игровыми механиками, где пользователи получают бонусы за сокращение нагрузки именно в периоды прогнозируемого дефицита энергии.

Основу предлагаемой платформы составляет симбиоз адаптивных тарифов и геймифицированных механизмов, направленных на синхронизацию поведения потребителей с текущим состоянием энергосистемы. В отличие от классических моделей динамического ценообразования, где тарифы фиксируются заранее, система использует данные умных счетчиков и прогнозы генерации ВИЭ для расчета стоимости энергии в режиме реального времени. Например, при прогнозируемом дефиците солнечной генерации из-за облачности аналитический модуль платформы инициирует повышение тарифа на 20 % в ближайшие 30 минут, одновременно предлагая пользователям возможность получить 50 баллов за снижение потребления в этот период [5].

Интерактивность системы реализуется через персонализированные уведомления и игровые элементы. Потребители не только видят изменения тарифов, но и получают четкие рекомендации: перенести стирку на период избытка энергии или сократить использование кондиционера на 15 минут. За выполнение целей начисляются баллы, которые можно конвертировать в скидки, доступ к энергоэффективным устройствам или места в рейтинге «эко-лидеров». Алгоритмы геймификационного модуля учитывают историю потребления, чтобы избегать завышенных требований – например, для домохозяйства с высоким базовым расходом предлагается снизить нагрузку на 10%, а для малогабаритной квартиры – на 5 %.

Архитектура платформы объединяет три ключевых компонента:

- 1) *аналитический модуль* обрабатывает данные умных счетчиков, прогнозирует нагрузку и генерацию ВИЭ, формируя основу для адаптивных решений;
- 2) *тарифный модуль* динамически корректирует цены, реагируя на дисбалансы в сети;
- 3) *геймификационный модуль* трансформирует сценарии управления спросом в персональные задания, используя баллы и визуализацию прогресса для поддержания мотивации.

Визуализация взаимодействия компонентов платформы представлена на рисунке.



Система начинается со сбора данных в реальном времени: умные счетчики передают показания потребления, а внешние источники – прогнозы выработки возобновляемой энергии и погодные условия. Эти данные обрабатываются в аналитическом модуле, который выявляет периоды потенциального дефицита или избытка мощности в сети. На основе этого анализа тарифный модуль мгновенно корректирует стоимость электроэнергии, повышая цены при риске перегрузок и снижая при избытке «зелёной» генерации. Параллельно геймификационный модуль преобразует рекомендации по экономии в персонализированные задания для пользователей (например, «снизить потребление на 10 % в следующие 30 минут»), начисляя баллы за их выполнение. Информация о динамических тарифах и задачах поступает в мобильное приложение, а фактические действия потребителей замыкают цикл, поступая обратно в систему для новых расчетов.

Такая интеграция создает замкнутый цикл: данные от пользователей влияют на тарифы и игровые механики, а те, в свою очередь, стимулируют осознанное потребление. Это снижает зависимость от ручного управления и повышает устойчивость системы к колебаниям ВИЭ.

Эффективность предложенной платформы базируется на двух взаимодополняющих принципах: поведенческой мотивации потребителей и экономической оптимизации спроса. С точки зрения поведенческой экономики, геймификация трансформирует абстрактную задачу энергосбережения в конкретные, измеримые действия. Механизмы, такие как баллы, рейтинги и мгновенная обратная связь, задействуют психологические факторы – стремление к достижениям, социальное сравнение и желание получать вознаграждение. Это подтверждается успехами в смежных областях: например, фитнес-приложения с игровыми элементами увеличивают регулярность тренировок на 25-30 %. В контексте энергопотребления аналогичный подход позволяет преодолеть «проклятие абстрактности», когда пользователи не связывают свои действия с глобальными целями, такими как снижение выбросов CO₂. [6]

Эффективность платформы подтверждается не только концептуальными предпосылками, но и простыми расчетными моделями (формулы 1 и 2), обеспечивающими её работоспособность. *Динамическое ценообразование* строится на принципе: стоимость электроэнергии увеличивается пропорционально прогнозируемому дефициту мощности в сети и снижается при её избытке. Формально это выражается как:

$$P_t = P_0 \times (1 + k \times D_t), \quad (1)$$

где P_t – текущий тариф, руб./кВт·ч; P_0 – базовая цена, руб./кВт·ч; k – коэффициент, задаваемый оператором, определяющий «чувствительность» цены к дефициту; D_t – нормализованный прогноз дефицита (от 0 до 1), рассчитанный аналитическим модулем.

Например, если базовая цена – 5 руб./кВт·ч, коэффициент – 0,2, а прогноз дефицита – 30 % (0,3), то текущая цена составит: $5 \times (1 + 0,2 \times 0,3) = 5 \times 1,06 = 5,3$ руб./кВт·ч. Пользователь увидит повышение цены на 6 %.

Механика начисления баллов использует прозрачную систему баллов, стимулирующую снижение потребления в критические периоды:

$$S = a \times \Delta C + b \times ind, \quad (1)$$

где S – баллы, начисляемые пользователю; a – баллы за каждый сэкономленный кВт·ч (например, 10 баллов/кВт); ΔC – разница между обычным и текущим потреблением пользователя; b – дополнительная награда (например, 20 баллов) за действие в критический период; ind – индикатор (0 или 1), показывающий, актуален ли в данный момент дефицит мощности.

Например, при экономии 0,5 кВт в кризисный период пользователь получит следующее количество баллов: $S = (10 \times 0,5) + (20 \times 1) = 25$. Эти баллы конвертируются в скидки или бонусы.

Экономическая составляющая концепции опирается на теорию адаптивного ценообразования. Динамические тарифы, синхронизированные с прогнозами генерации ВИЭ, создают прозрачную связь между стоимостью энергии и ее доступностью. В периоды избытка возобновляемой генерации снижение цены стимулирует потребление, повышая эффективность использования «зеленой» энергии. Напротив, рост тарифов при дефиците отражает реальную стоимость балансировки сети, что мотивирует пользователей к осознанному сокращению нагрузки. Этот механизм устраняет ключевой недостаток традиционных *TOU* - тарифов – их статичность, не учитывающую текущее состояние энергосистемы.

Синергия данных подходов обеспечивается за счет цифровых технологий. Анализ умных счетчиков и прогнозы ВИЭ позволяют платформе генерировать персонализированные стимулы, соответствующие как индивидуальным паттернам потребления, так и системным потребностям. Например, домохозяйство с высоким потреблением в вечерние часы получит рекомендации по переносу нагрузки на утро, когда прогнозируется избыток солнечной энергии, а также бонусы за выполнение этих рекомендаций. Подобная персонализация увеличивает

вероятность изменения поведения, так как задачи воспринимаются как достижимые и социально значимые.

Теоретический потенциал снижения пиковых нагрузок можно оценить через призму концепции «виртуальной электростанции». Если платформа объединяет тысячи потребителей, гибко реагирующих на сигналы ценообразования и геймификации, их совокупное снижение потребления эквивалентно вводу в сеть дополнительной генерации. По аналогии с пилотными проектами (*OhmConnect*, *PowerMatcher*), где подобные механизмы обеспечивали снижение пиков на 5 - 15 %, предлагаемое решение может стать масштабируемым инструментом для децентрализованного управления спросом.

Предложенная концепция цифровой платформы для управления спросом демонстрирует потенциал синтеза поведенческих стимулов и адаптивных технологий в решении актуальных задач энергоперехода. В отличие от традиционных методов, фокусирующихся исключительно на экономических рычагах или автоматизации, платформа вовлекает потребителей в процесс балансировки сети через интуитивно понятные игровые механики, одновременно адаптируя тарифы к реальным условиям работы энергосистемы. Это создает устойчивую модель взаимодействия, где снижение пиковых нагрузок достигается не за счет принуждения, а через осознанное участие пользователей, мотивированных как экономией, так и социально-экологическими факторами.

Практическая значимость концепции заключается в её масштабируемости и низких барьерах для внедрения. Использование существующих технологий (умные счетчики, мобильные приложения) минимизирует затраты на инфраструктуру, а гибкость алгоритмов позволяет адаптировать платформу к региональным особенностям энергосистем. Для сетевых компаний это означает снижение затрат на модернизацию сетей, для потребителей – прямой контроль над расходами и возможность вклада в декарбонизацию.

Дальнейшие исследования целесообразно направить на:

- интеграцию искусственного интеллекта для повышения точности прогнозов генерации ВИЭ и персонализации заданий;
- разработку стандартов взаимодействия платформы с другими цифровыми сервисами (умный дом, электромобили);
- изучение долгосрочных эффектов геймификации на поведение потребителей, включая риски «усталости» от игровых механик.

Таким образом, платформа становится не просто инструментом управления спросом, а элементом экосистемы цифровой энергетики, где каждый участник вносит вклад в устойчивое развитие отрасли.

Библиографический список

1. Хайкин М.М., Невская М.А., Райхлин С.М. Управление спросом в системе обеспечения энергоэффективности // Современные тенденции в развитии экономики энергетики: сборник материалов III Международной научно-практической конференции. – 2023. – С.43-45.

-
2. **Текслер А.Л.** Цифровизация энергетики: от автоматизации процессов к цифровой трансформации отрасли // ЭП. – 2018. – №5. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tsifrovizatsiya-energetiki-ot-avtomatizatsii-protssessov-k-tsifrovoy-transformatsii-otrasli> (дата обращения: 20.04.2025).
 3. **Туровец Ю., Проскурякова Л., Стародубцева А., Бьянко В.** «Зеленая» цифровая трансформация в электроэнергетике // Форсайт. – 2021. – №3. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/zelenaya-tsifrovaya-transformatsiya-v-elektroenergetike> (дата обращения: 20.04.2025).
 4. Как OhmConnect экономит энергию и зарабатывает вам деньги // OhmConnect. – 2021. – URL: <https://www.ohmconnect.com/how-it-works> (дата обращения: 20.04.2025).
 5. **Нехороших И.Н.** Инновационные механизмы управления спросом на электрическую энергию: обзор мирового опыта и оценка перспектив его применения в России // Известия Юго-Западного государственного университета. Серия: Экономика. Социология. Менеджмент. – 2019. – Т. 9, № 2(31). – С. 17-25.
 6. **Жидкова М.А., Князева А.А.** Геймификация в условиях цифровизации экономики // Экономика и бизнес: теория и практика. – 2020. – №12-1. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/geymifikatsiya-v-usloviyah-tsifrovizatsii-ekonomiki> (дата обращения: 20.04.2025).

E.O. Efimov

CONCEPT OF A DIGITAL PLATFORM FOR DEMAND MANAGEMENT IN THE ELECTRICITY INDUSTRY BASED ON GAMIFICATION AND ADAPTIVE TARIFFS

Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russia

Abstract. The paper proposes a concept of a digital platform for demand management in the electric power industry, combining gamification and adaptive tariffs. The platform synchronizes consumer behavior with the network state through dynamic pricing, personalized tasks, and game mechanics. The integration of smart meter data and renewable energy forecasts allows reducing peak loads, increasing the stability of energy systems. The solution is aimed at involving users in network balancing without complex infrastructure, in line with digitalization and decarbonization trends.

Key words: digitalization of energy, demand management, gamification, adaptive tariffs, renewable energy sources, smart meters, behavioral economics.

References

- [1] Khaikin M.M., Nevskaya M.A., Raikhlin S.M. Demand management in the energy efficiency system // Modern trends in the development of energy economics: collection of materials of the III International scientific and practical conference. - 2023. - P.43-45.
- [2] Teksler A.L. Digitalization of energy: from automation of processes to digital transformation of the industry // EP. -2018. - No. 5. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tsifrovizatsiya-energetiki-ot-avtomatizatsii-protsessov-k-tsifrovoy-transformatsii-otrasli> (date of access: 20.04.2025).
- [3] Turovets Yu., Proskuryakova L., Starodubtseva A., Bianco V. "Green" digital transformation in the electric power industry // Foresight. – 2021. – No. 3. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/zelenaya-tsifrovaya-transformatsiya-v-elektroenergetike> (date of access: 20.04.2025).
- [4] How OhmConnect saves energy and makes you money // OhmConnect. – 2021. – URL: <https://www.ohmconnect.com/how-it-works> (date of access: 20.04.2025).
- [5] Nekhoroshikh I.N. Innovative mechanisms for managing demand for electricity: a review of world experience and an assessment of the prospects for its application in Russia // Bulletin of the South-West State University. Series: Economics. Sociology. Management. – 2019. – Vol. 9, No. 2 (31). – P. 17-25.
- [6] Zhidkova M.A., Knyazeva A.A. Gamification in the context of digitalization of the economy // Economy and business: theory and practice. - 2020. - No. 12-1. - URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/geymifikatsiya-v-usloviyah-tsifrovizatsii-ekonomiki> (date of access: 20.04.2025).

УДК 621.316

С.С. Каширский, А.М. Незамайков

РАЗВИТИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЗОНЕ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ГАРАНТИРУЮЩИХ ПОСТАВЩИКОВ

ПАО «ТНС энерго Нижний Новгород»

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы развития интеллектуальных систем учета электроэнергии (ИСУЭ) в зоне ответственности гарантирующих поставщиков. Анализируется нормативно-правовая база, регламентирующая внедрение ИСУЭ, описываются технические решения для построения систем учета в многоквартирных домах, а также приводятся результаты внедрения ИСУЭ на территории Нижегородской области. Рассматриваются проблемы, возникающие при развитии ИСУЭ, и возможные пути их решения.

Ключевые слова: интеллектуальные системы учета электроэнергии, гарантирующий поставщик, энергоэффективность, автоматизация учета электроэнергии.

В современных условиях развития энергетической отрасли России особое значение приобретает внедрение интеллектуальных систем учета электроэнергии. Это обусловлено необходимостью повышения эффективности управления энергопотреблением, обеспечения прозрачности расчетов и оптимизации работы энергосистемы в целом.

Федеральным законом «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» [1] закреплено: Интеллектуальная система учета электрической энергии (мощности) – совокупность функционально объединенных компонентов и устройств, предназначенная для удаленного сбора, обработки, передачи показаний приборов учета электрической энергии, обеспечивающая информационный обмен, хранение показаний приборов учета электрической энергии, удаленное управление ее компонентами, устройствами и приборами учета электрической энергии, не влияющее на результаты измерений, выполняемых приборами учета электрической энергии, а также предоставление информации о результатах измерений, данных о количестве и иных параметрах электрической энергии в соответствии с правилами предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), утвержденными Правительством Российской Федерации.

Развитие интеллектуальных систем учета электроэнергии становится ключевым элементом модернизации энергетической отрасли России, способствующим повышению эффективности энергоснабжения и улучшению качества об-

служивания потребителей. Это определяет необходимость комплексного подхода к внедрению данных систем в зоне ответственности гарантирующих поставщиков электроэнергии.

Этапы изменения законодательства в энергетике

Нормативно-правовыми актами за гарантирующим поставщиком закреплена обязанность в замене/установке интеллектуального учета в многоквартирных жилых домах.

Изменения в законодательстве включают в себя два этапа.

1 этап. ФЗ от 27.12.2018 №522-ФЗ вносит изменения в Федеральные законы РФ: от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»; от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации.

2 Этап. Изменения в подзаконных нормативно-правовых актах: Утверждение «Правил предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)» постановлением Правительства РФ от 19 июня 2020 г. N 890; Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 №442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии» вместе с «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии»; Правила предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 06.05.2011 № 354.

К основным изменениям в ФЗ №35 [2] относятся:

- 1) с 1 июля 2020 г. обязанность по обеспечению потребителей коммерческим учетом электроэнергии (при окончании межповерочного интервала, выходе из строя, отсутствии прибора учета) возложена на сетевые организации/гарантирующих поставщиков;
- 2) с 1 января 2021 г. все новое строительство (а именно многоквартирные дома, вводимые в эксплуатацию) должно быть оснащено общедомовыми и индивидуальными приборами учета, обеспечивающими возможность их присоединения к интеллектуальным системам учета электроэнергии;
- 3) с 1 января 2022 г. все приборы учета электрической энергии, допускаемые в эксплуатацию должны быть интеллектуальными, соответствовать Правилам предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности) п. 80 ПП РФ № 354;
- 4) с 29 марта 2024 г. застройщик обязан согласовать выбранные им инженерно-технические решения с гарантирующим поставщиком, а также обязан обратиться к гарантирующему поставщику с запросом о подтверждении соответствия разработанной проектной документации техническим требованиям п. 197(3) ПП РФ №442.

Интеллектуальные системы учета электроэнергии

Основным нормативным документом, в котором закреплены технические

требования к интеллектуальному учету электроэнергии, является Постановление Правительства Российской Федерации № 890 «О предоставлении доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электроэнергии».

В соответствии с требованиями [3], интеллектуальный прибор учета должен иметь следующий минимальный набор функций:

- предоставления информации о количестве и иных параметрах электрической энергии (обновление данных для населения и юр. лиц с мощностью до 150 кВт раз в неделю, для остальных – ежедневно);
- передача нормативной справочной информации;
- полное и (или) частичное ограничение режима потребления электрической энергии, а также возобновления подачи электрической энергии;
- установление и изменение зон суток (часов, дней недели, месяцев);
- передача показаний и результатов измерений прибора учета (обновление данных для населения и юр. лиц с мощностью до 150 кВт раз в неделю, для остальных – ежедневно);
- передача данных о параметрах настройки и данных, зафиксированных прибором учета электрической энергии, присоединенным к интеллектуальной системе учета (дата и время возникновения и окончания событий).

Архитектура интеллектуальных систем учета электроэнергии (ИСУЭ) представлена на рис. 1 и включает в себя следующие элементы.

1. Трехуровневая система ИСУЭ:

- верхний уровень представляет собой центр, осуществляющий сбор, хранение и обработку данных (ИСУЭ верхнего уровня, программный комплекс «Пирамида 2.0»);
- средний уровень состоит из устройства сбора и передачи данных, позволяющее осуществлять сбор и хранение информации ИСУЭ и распределенной сети передачи данных;
- нижний уровень включает в себя счетчики электроэнергии, трансформаторы тока и напряжения, вторичные цепи.

2. Двухуровневая система ИСУЭ:

- архитектура системы учета без устройства сбора и передачи данных предполагает передачу данных с приборов учета напрямую на верхний уровень системы по каналам связи *GSM/GPRS*, либо *NB-IoT*;
- функционал программного обеспечения «Пирамида» осуществляет дальнейшую передачу данных с уровня измерительно-вычислительного комплекса в смежные системы.

Технические решения для построения интеллектуальных систем учета электроэнергии

Для построения данных систем в многоквартирных жилых домах применяются технические решения передачи данных ИСУЭ с использованием проводных, беспроводных и радио-интерфейсов.



Рис. 1. Архитектура интеллектуальных систем учета электроэнергии

Технические решения с проводными интерфейсами включают следующие компоненты.

1. Промышленный проводной интерфейс *RS-485*.

Преимущества решения: стабильный опрос; низкая стоимость комплектующих.

Недостатки решения: необходимость в прокладке дополнительных проводов; возможность физического повреждения интерфейсного кабеля; при построении 3-х уровневой системы ИСУЭ для передачи данных требуется дорогостоящее промежуточное каналообразующее оборудование.

2. Силовые линии по технологии *PLC*.

Преимущества решения – отсутствие необходимости прокладки дополнительных проводов в связи с качеством канала передачи данных силовой сети напряжением 0,4 кВ.

Недостатки решения: ухудшение опроса в процессе эксплуатации многоквартирного дома в связи с изнашиванием кабельных линий, а также появлением ответвительных сжимов и скруток.

Технические решения с беспроводными интерфейсами включают следующие компоненты.

1. Сотовая связь стандарта *GSM (NB-IoT)* (рис. 2).

Преимущества решения: отсутствие необходимости прокладки дополнительных проводов; для передачи данных не требуется промежуточное каналообразующее оборудование.

Недостатки решения: затраты на связь при обмене информацией с каждым прибором учета; недостаточная зона покрытия сотовой сети в подвалах и на отдельных территориях; возможность помех при опросе большого количества приборов учета в одном многоквартирном доме.

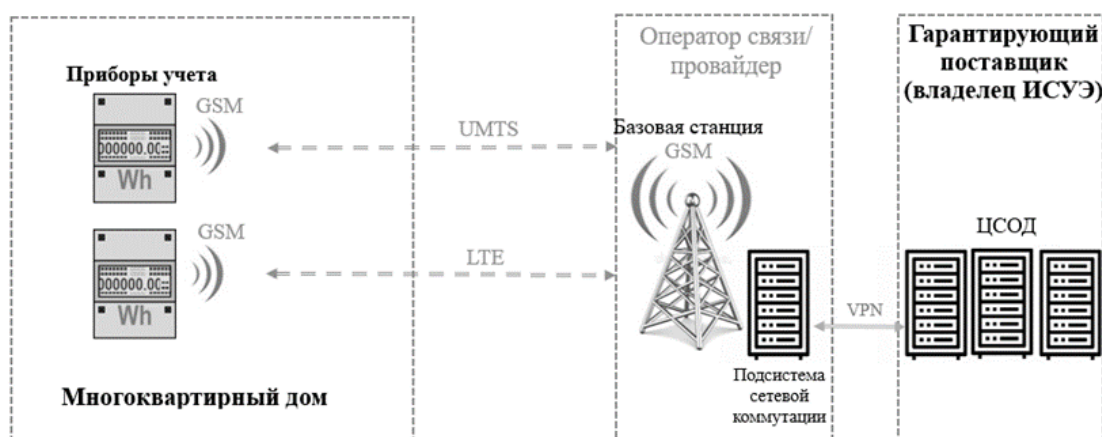


Рис. 2. Структура сотовой связи стандарта *GSM (NB-IoT)*

2. Технология двусторонней связи с *NB-Fi* сети (868-869 МГц).

Преимущества решения: отсутствие необходимости прокладки дополнительных проводов; покрытие большой территории одной базовой станцией.

Недостатки решения: нестабильный опрос; высокая цена материалов для создания канала связи между прибором учета и базовой станцией; повышенные требования к квалификации обслуживающего персонала.

Технические решения с радио-интерфейсами включают следующие компоненты.

1. Радиоволны *RF* (433 МГц) (рис. 3).

Преимущества решения: отсутствие необходимости прокладки дополнительных проводов; низкая стоимость материалов.

Недостатки решения: нестабильный опрос; необходимо устанавливать каналообразующее оборудование на прямой линии с прибором учета, с минимальным количеством преград.

2. Радиоволны *LoRaWan* (868 МГц).

Преимущества решения: отсутствие необходимости прокладки дополнительных проводов; лучшая проходимость волны; возможность присоединения базовых станций к сетям мобильных операторов.

Недостатки решения: нестабильный опрос; необходимо устанавливать каналообразующее оборудование на прямой линии с прибором учета, с минимальным количеством преград; высокая цена материалов для создания канала связи

между приборами учета и базовой станцией; повышенные требования к квалификации обслуживающего персонала.

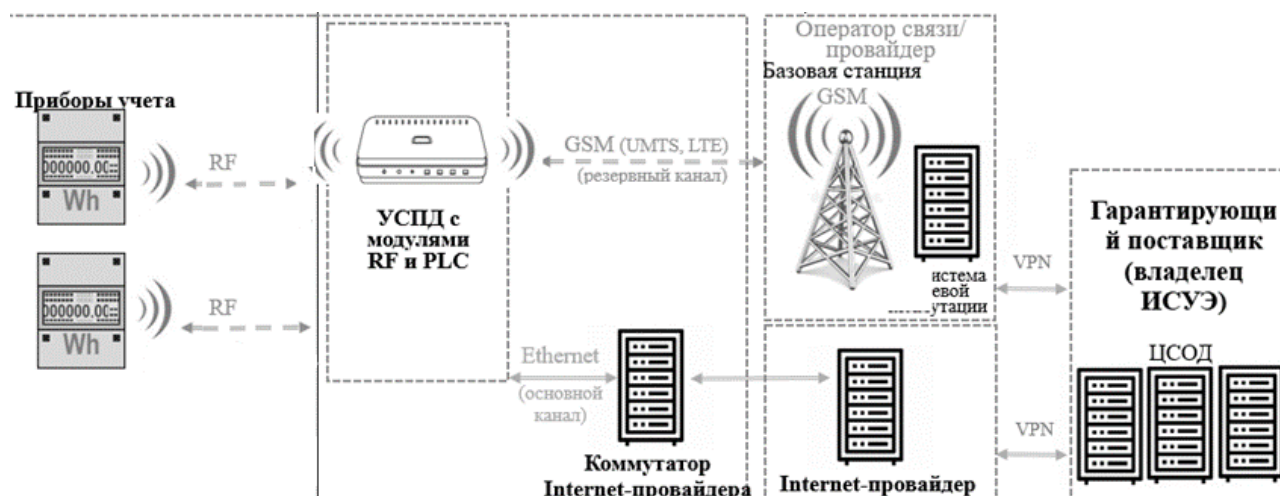


Рис. 3. Структура радиоволн RF (433 МГц)

Внедрение ИСУЭ на территории Нижегородской области

В ПАО «ТНС энерго НН» используется программная платформа для организации верхнего уровня цифровых систем «Пирамида 2.0» разработанная АО ГК «Системы и Технологии» на базе отечественного стека решений. Все приборы учета, устанавливаемые в многоквартирных домах, должны быть совместимы с данным программным обеспечением и соответствовать требованиям действующего законодательства.

ПАО «ТНС энерго Нижний Новгород» для организаций, осуществляющих строительство многоквартирных домов (застройщики), используются технические решения на основе $RS-485$, сотовой сети стандарта GSM , $NB-Fi$ сети, виртуализируемых каналов связи $RF+PLC$, а также канала связи RF .

Самое распространённое в Нижегородской области решение – на основе промышленного интерфейса $RS-485$, более 92 % вновь построенных многоквартирных домов (из 106 домов, используется в 98). Данное решение выбирается в связи с простотой монтажа, стабильностью опроса и минимизацией затрат застройщика.

Для реализации требований Федерального закона № 522 (точечная установка) используется техническое решение на основе действующей инфраструктуры сотовой сети мобильной связи стандарта GSM с дальнейшей возможностью организации канала связи с использованием промышленного интерфейса $RS-485$.

ПАО «ТНС энерго Нижний Новгород» использует при создании ИСУЭ интеллектуальные приборы учета отечественных производителей (ООО Завод «Промприбор», ООО ТД «МИРТЕК», АО «ЭМИС» и ООО «Завод НАРТИС»), как приборов учета, обеспечивающих стабильную работу в процессе эксплуатации в течение всего срока поверки.

Объемы внедрения ИСУЭ на территории Нижегородской области представлены на рис. 4. За период с 2021 по 2024 гг. ПАО «ТНС энерго Нижний Новгород» принято в эксплуатацию 48,6 тыс. интеллектуальных приборов учета, при

этом затраты в рамках ФЗ-522 составили 355,9 млн руб. На период 2025-2027 гг. запланировано к установке 65 тыс. индивидуальных приборов учета на сумму 866 млн рублей. Суммарная оснащенность индивидуальными приборами учета на данный период составляет 15 %.

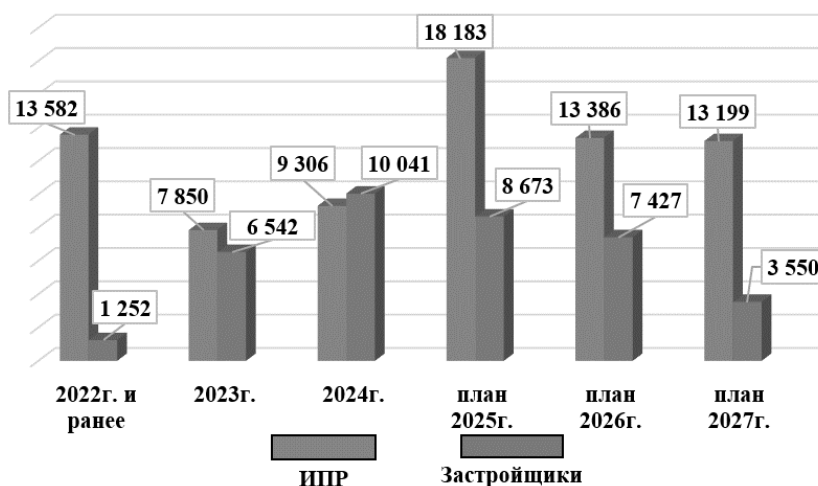


Рис. 4. Внедрение ИСУЭ на территории Нижегородской области

Проблемы при развитии ИСУЭ

Финансовые: министерством энергетики и ЖКХ Нижегородской области в целях недопущения роста предельных значений тарифов определяется объем финансирования только в рамках исполнения обязательств ГП по замене/установке приборов учета электроэнергии по ФЗ-522.

Эксплуатационные: постоянный рост затрат на связь, обслуживание оборудования ИСУЭ.

Технические: использование производителями оборудования импортных комплектующих, что приводит к задержкам в поставке оборудования и исполнения гарантийных обязательств.

Организационно-технические: отсутствие возможности у эксплуатирующей организации постоянного доступа к приборам учета, а также намеренная порча приборов учета потребителями.

Несовершенство нормативной документации, регламентирующей действия застройщиков: на данный момент присутствует возможность разночтения требований Федерального закона № 522, Градостроительного кодекса РФ, и Постановления Правительства № 442.

Варианты решения проблем при развитии ИСУЭ

Финансовые: реализация проектов ИСУЭ с привлечением нетарифных источников финансирования (энергосервисные договоры, договоры лизинга).

Эксплуатационные: оптимизация расходов на связь путем мониторинга появления более выгодных тарифов, предлагаемых оператором сети; повышение квалификации персонала для работы с оборудованием ИСУЭ.

Технические: разработка и внедрение отечественных комплектующих для приборов учета и оборудования ИСУ; развитие отечественной компонентной базы для оборудования ИСУЭ.

Организационно-технические: принятие мер, направленных на усиление ответственности потребителей за порчу/утрату оборудования ИСУЭ на законодательном уровне.

Несовершенство нормативной документации, регламентирующей действия застройщиков: внесение изменений в действующее законодательство путем инициативной подачи заявления ГК ПАО «ТНС энерго» в Ассоциацию Гарантирующих поставщиков.

Выводы

В статье рассмотрено развитие интеллектуальных систем учета электроэнергии в зоне ответственности гарантирующих поставщиков, включая анализ нормативно-правовой базы, технических решений и практических аспектов внедрения. На примере ПАО «ТНС энерго Нижний Новгород» продемонстрированы результаты внедрения ИСУЭ, включая количественные показатели и затраты. Выявлены основные проблемы при развитии ИСУЭ, такие как финансовые, эксплуатационные, технические и организационно-технические, а также предложены пути их решения. Внедрение ИСУЭ способствует повышению эффективности электроснабжения и улучшению качества обслуживания потребителей.

Библиографический список

1. Федеральный закон «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации» от 27.12.2018 N 522-ФЗ.
2. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 N 35-ФЗ.
3. Постановление Правительства РФ от 19 июня 2020 г. N 890 «О порядке предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности)»

S.S. Kashirskiy, A.M. Nezamaykov

DEVELOPMENT OF INTELLIGENT ELECTRICITY METERING SYSTEMS IN THE AREA OF RESPONSIBILITY OF GUARANTEEING ELECTRICITY SUPPLIERS

Public Joint Stock Company "TNS Energo Nizhny Novgorod"
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article discusses the development of intelligent electricity metering systems in the area of responsibility of guaranteeing suppliers. The regulatory framework governing the implementation of automated control systems is analyzed, technical solutions for building accounting systems in apartment buildings are described, and the results of the implementation of automated control systems in the Nizhny Novgorod region are presented. The problems that arise during the development of ISUE and possible solutions are also considered.

Key words: intelligent electricity metering systems, guaranteeing supplier, energy efficiency, automation of electricity metering.

References

- [1] Federalnyy zakon [Federal Law] "O vnesenii izmeneniy v otdelnyye zakonodatelnyye akty Rossiyskoy Federatsii v svyazi s razvitiyem sistem ucheta elektricheskoy energii (moshchnosti) v Rossiyskoy Federatsii [On Amendments to Certain Legislative Acts of the Russian Federation in Connection with the Development of Electric Energy (Capacity) Metering Systems in the Russian Federation]" dated December 27, 2018 No. 522-FZ.
- [2] Federalnyy zakon [Federal Law] " Ob elektroenergetike [On Electric Power Industry]" dated 26.03.2003 N 35-FZ.
- [3] Postanovleniye Pravitelstva RF [Decree of the Government of the Russian Federation] No. 890 dated June 19, 2020 " O poryadke predostavleniya dostupa k minimalnomu naboru funktsiy intellektualnykh sistem ucheta elektricheskoy energii (moshchnosti) [On the Procedure for Providing Access to the Minimum set of Functions of Intelligent Electric Energy (Capacity) Metering Systems]".

УДК 621.314

А.А. Кокорев, Е.Н. Соснина

**ПРЕДИКТИВНАЯ ДИАГНОСТИКА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
ТРАНСФОРМАТОРОВ 6-20 кВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СВИ**Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. В статье рассмотрены основы синхронизированных векторных измерений, области их применения. Показано, что происходит постепенное внедрение и расширение областей применения синхронизированных векторных измерений в распределительных сетях напряжением 6-20 кВ. Рассмотрена методика предиктивной диагностики по эксплуатационным параметрам силового трансформатора, определяемых «под нагрузкой» с использованием синхронизированных векторных измерений.

Ключевые слова: синхронизированные векторные измерения, силовой трансформатор, схема замещения, система диагностики, эксплуатационные параметры.

Синхронизированные векторные измерения (СВИ) – это метод измерения электрических величин (тока и напряжения) во всей энергосистеме, с высокой точностью. Для точного определения времени и обеспечения синхронизации измерений используются сигналы глобальных навигационных спутниковых систем. Основными элементами систем СВИ являются:

- устройства СВИ, осуществляющие измерение мгновенных значений электрических величин, вычисление действующих значений и фазовых углов (векторов) гармонических составляющих (иногда – вектор прямой последовательности) и передачу СВИ в концентраторы;
- концентраторы СВИ, которые осуществляют сбор, хранение и передачу СВИ.

Определения фазовых углов осуществляются в один и тот же момент времени относительно опорного сигнала, единого для всех точек измерения. Опорным сигналом является косинусоида, привязанная к всемирному координатному времени (*UTC*) [1] на частоте системы.

Высокая точность измерений, точная синхронизация, малое время отклика на изменение, а также измерение параметров синхронизированного вектора при частоте, отличной от номинальной, предоставляют возможность использования данных СВИ для:

- оптимизации работы энергосистемы;
- управления распределительными сетями;
- анализа переходных процессов;
- обнаружения и локализации аварий;
- мониторинга и контроля энергосистем.

Быстрое развитие микропроцессорной техники, снижение удельной стоимости вычислительных мощностей, разработка новых упрощенных (быстрых) преобразований, дающих требуемую точность вычислений, позволили расширить область применения устройств СВИ на распределительные сети среднего напряжения [2]. В Казани произошли успешные испытания поиска места повреждения кабельной линии в городских сетях. А также в рамках пилотных проектов МРСК Северо-Запада были автоматизированы несколько ТП 6/0,4 кВ в г. Архангельск [3].

В сетях среднего напряжения основными направлениями развития применения устройств СВИ являются [2]:

- обнаружение и локализация событий;
- мониторинг работы защитных систем и работоспособности оборудования;
- определение оптимальной топологии сети;
- внедрение распределенной генерации;
- управление микросетями;
- снижение риска возникновения пожара;
- предиктивная диагностика оборудования.

Одним из перспективных направлений применения СВИ является предиктивная диагностика оборудования. Предиктивная диагностика (ПД) – это технология прогнозирования возможных неисправностей оборудования на основе анализа данных о его текущем состоянии и истории эксплуатации. ПД позволяет снижать затраты на внеплановый ремонт и простой оборудования. Основными элементами системы ПД являются датчики, каналы связи и алгоритмы аналитики [4].

Авторами предлагается использовать СВИ для предиктивной диагностики распределительных силовых трансформаторов (СТ) 6-20 кВ.

Внутренние повреждения СТ оказывают влияние на эксплуатационные параметры (ЭП) (потери ΔP_x и ток $I_{x\%}$ холостого хода (ХХ) и потери ΔP_k и напряжение $U_{k\%}$ короткого замыкания (КЗ)). Основные виды внутренних повреждений СТ и их влияние на ЭП приведены в табл. 1 [5].

Таблица 1

Влияние дефектов СТ на его параметры

Дефект	Изменение параметра
межвитковое замыкание	уменьшение потерь и напряжения КЗ
деформация обмоток после КЗ	увеличение напряжения КЗ
замкнутый контур в магнитопроводе	увеличение потерь и тока ХХ
изменение свойств ферромагнитного материала	изменение потерь и тока ХХ

Предельные значения отклонений ЭП СТ напряжением обмотки высшего напряжения 6–20 кВ регламентируются ГОСТом [6], приведены в табл. 2.

Таблица 2

Предельные отклонения ЭП СТ

Наименование параметра	Предельное отклонение, %
Коэффициент трансформации	$\pm 0,5$
Напряжение КЗ основного ответвления	± 10
Потери КЗ на основном ответвлении	10
Потери ХХ	15
Суммарные потери	10
Ток ХХ	30

Значительные предельные отклонения обусловлены несовершенством методик измерений и погрешностью приборов измерений на момент написания методик, описанных в ГОСТе [7], а также влиянием на ЭП СТ внешних факторов.

Для анализа режимов работы электрических сетей применяются эквивалентные схемы замещения (СЗ) элементов. Для СТ применяют две типовые СЗ: Т-образная (рис. 1, а) и Г-образная (рис 1, б).

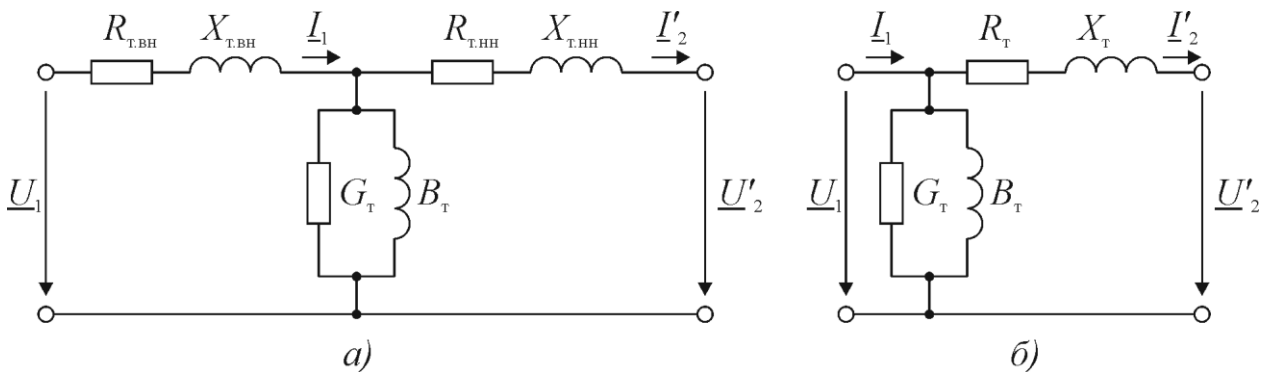


Рис 1. Схемы замещения СТ: а) Т-образная; б) Г-образная

Параметры СЗ нормального (неповрежденного) СТ определяются через паспортные (номинальные) ЭП:

– номинальное активное сопротивление продольной ветви

$$R_{T.H} = \Delta P_{K.H} \frac{U_H^2}{S_H^2};$$

– номинальное полное сопротивление продольной ветви

$$Z_{T.H} = \frac{U_{K.H\%}}{100} \frac{U_H^2}{S_H};$$

– номинальное реактивное сопротивление продольной ветви

$$X_{T.H} = \sqrt{Z_{T.H}^2 - R_{T.H}^2};$$

– номинальная активная проводимость ветви намагничивания

$$G_{T.H} = \frac{\Delta P_{X.H}}{U_H^2};$$

– номинальная полная проводимость ветви намагничивания

$$Y_{Т.Н} = \frac{I_{Х.Н}\%}{100} \frac{S_H}{U_H^2};$$

– номинальная реактивная проводимость ветви намагничивания

$$B_{Т.Н} = \sqrt{Y_{Т.Н}^2 - G_{Т.Н}^2},$$

где $\Delta P_{К.Н}$, $\Delta P_{Х.Н}$ – номинальные потери КЗ и ХХ, Вт; $U_{К.Н}\%$, $I_{Х.Н}\%$ – номинальные напряжение КЗ и ток ХХ, %; U_H – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, В; S_H – номинальная полная мощность трансформатора, В·А.

Т-образная СЗ три ветви, моделирующие каждую из обмоток и ветвь намагничивания СТ; при этом принимаются номинальные сопротивления ветвей обмоток, равные половине продольного сопротивления трансформатора:

$$R_{Т.ВН.Н} = R_{Т.НН.Н} = \frac{R_{Т.Н}}{2}; \quad X_{Т.ВН.Н} = X_{Т.НН.Н} = \frac{X_{Т.Н}}{2}.$$

Г-образная СЗ содержит две ветви, моделирующие сквозное сопротивление трансформатора и ветвь намагничивания.

Параметры СЗ могут быть определены решением системы уравнений, составленных по второму закону Кирхгофа по известным комплексным значениям токов (\underline{I}_1 и \underline{I}_2) и напряжений (\underline{U}_1 и \underline{U}_2) обмоток высшего и низшего напряжения, полученных с устройств СВИ.

Т-образная СЗ СТ содержит три ветви и два контура, поэтому необходимо составить систему из трех уравнений для двух моментов времени (текущего $t = n$ и предыдущего $t = k$), отличающихся режимами работы

$$\begin{cases} \underline{U}_1(n) = \underline{I}_1(n)\underline{Z}_1 + \underline{I}'_2(n)\underline{Z}'_2 + \underline{U}'_2(n) \\ \underline{U}_1(k) = \underline{I}_1(k)\underline{Z}_1 + \underline{I}'_2(k)\underline{Z}'_2 + \underline{U}'_2(k), \\ \underline{U}_1(n) = \underline{I}_1(n)\underline{Z}_1 + \underline{Z}_0(\underline{I}_1(n) - \underline{I}'_2(n)) \end{cases}$$

где \underline{Z}_1 , \underline{Z}_2 – комплексные сопротивления ветвей обмоток ВН и НН, Ом; \underline{Z}_0 – комплексное сопротивление ветви намагничивания, Ом.

Г-образная СЗ содержит две ветви и два контура, поэтому достаточно только двух уравнений, составленных для текущего момента времени t

$$\begin{cases} \underline{U}_1(t) = \underline{I}_2(t)\underline{Z}_T + \underline{U}'_2(t) \\ \underline{U}_1(t) = \underline{Z}_0(\underline{I}_1(t) - \underline{I}'_2(t)) \end{cases},$$

где \underline{Z}_T – комплексное сквозное сопротивление трансформатора, Ом.

По найденным параметрам СЗ определяются фактические по выражениям:

– потери КЗ для Т-образной СЗ

$$\Delta P_{К.Ф} = \operatorname{Re}(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2) \frac{S_H^2}{U_H^2};$$

– потери КЗ для Г-образной СЗ

$$\Delta P_{К.Ф} = \operatorname{Re}(\underline{Z}_T) \frac{S_H^2}{U_H^2};$$

– напряжение КЗ для Т-образной СЗ

$$U_{\text{к.ф}\%} = |Z_1 + Z_2| \frac{S_{\text{н}}}{U_{\text{н}}^2} 100\%;$$

– напряжение КЗ для Г-образной СЗ

$$U_{\text{к.ф}\%} = |Z_{\text{Т}}| \frac{S_{\text{н}}}{U_{\text{н}}^2} 100\%;$$

– потери ХХ

$$\Delta P_{\text{х.ф}} = \frac{\text{Re}(Z_0)}{|Z_0|^2} U_{\text{н}}^2;$$

– ток ХХ

$$I_{\text{х.ф}\%} = \frac{U_{\text{н}}^2}{|Z_0| S_{\text{н}}} 100\%.$$

Для реализации системы диагностики по ЭП двухобмоточного СТ необходимо два устройства СВИ, установленных с высокой (РУ 6–20 кВ) и низкой (РУ 0,4 кВ) стороны (рис. 2).

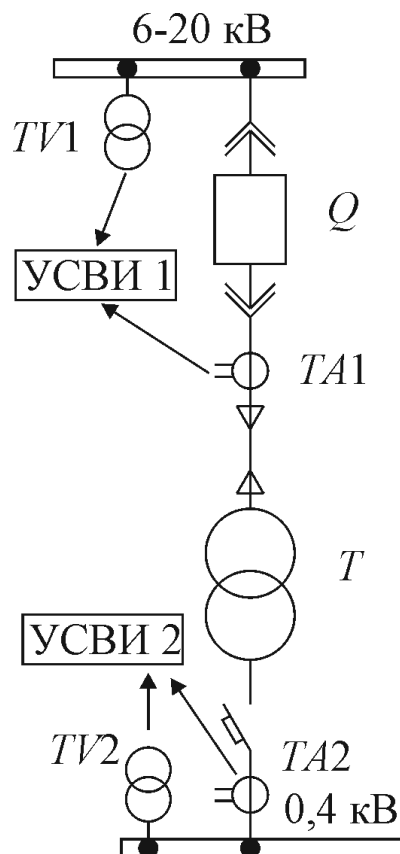


Рис 1. Схема реализации предиктивной диагностики трансформаторов с применением СВИ

Сравнение методик предиктивной диагностики по ЭП, рассчитанных по параметрам Т- и Г-образных СЗ, представлена в табл. 3.

Таблица 3

Сравнение методов предиктивной по ЭП

Критерий	Схема замещения	
	Т-образная	Г-образная
Точность моделирования	высокая	низкая
Количество наборов измерений для расчета	два	один
Чувствительность погрешности измерений на результат	высокая	низкая

По характеру и объему отклонению фактических ЭП от нормальных (неповрежденного) СТ можно судить о характере и объеме повреждений [8].

Предложенная авторами методика предиктивной диагностики СТ по изменению ЭП, при выборе соответствующих критериев диагностики, позволит выявлять внутренние повреждения на ранних стадиях. Выявление повреждений позволит сократить затраты на внеплановый ремонт и простой оборудования.

Библиографический список

1. IEEE/IEC 60255-118-1-2018. Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchrophasor for power systems - Measurements
2. Synchronized Measurements and Their Applications in Distribution Systems / By Ed. A. von Meier. NASPI-2020-TR-016, 2020, 40 p.
3. Применения технологии синхронизированных векторных измерений для повышения надежности и эффективности работы энергосистем / А. И. Попов, А. В. Мокеев, С. А. Пискунов, А. В. Родионов // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики : 92-е заседание семинара учрежденного при ИСЭМ СО РАН. В 3-х книгах, Казань, 21–26 сентября 2020 года. Том Выпуск 71. Книга 2. – Иркутск: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения Российской академии наук, 2020. – С. 302-311. – EDN PZJRJJ
4. Диагностика и предиктивная аналитика // Силовые машины [Электронный ресурс] URL: <https://power-m.ru/customers/diagnostics/> (дата обращения: 17.05.2025).
5. **Кокорев А.А.** Исследование влияния температуры окружающей среды на характеристики силового трансформатора /А.А. Кокорев, Е.Н. Соснина//Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники: Материалы V Всерос. научно-практич. конф. Казань: КГЭУ, 2023. – С. 104-109.
6. ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
7. ГОСТ 3484.1-88 (СТ СЭВ 1070-78) Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний (с Изменением N 1)
8. **Кокорев А.А., Соснина Е.Н.** Оценка технического состояния силовых трансформаторов 6–20 кВ по параметрам схемы замещения // Вестник МЭИ. 2025. No 4. С. 22—30. DOI: 10.24160/1993-6982-2025-4-22-30.

A.A. Kokorev, Ye.N. Sosnina

PREDICTIVE DIAGNOSTICS OF DISTRIBUTION TRANSFORMERS 6–20 kV USING PMU

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article considers the classification of power transformer diagnostics systems. The main aspects of diagnostics are considered. Advantages and disadvantages of the considered methods are indicated. The analysis of diagnostics methods to reveal the most probable type of power transformer damage - winding winding short-circuit is carried out. The relevance of the development of new diagnostic techniques taking into account the temperature of the active part of the transformer is shown.

Key words: power transformers, diagnostics system, winding faults, transformer core temperature.

References

- [1] IEEE/IEC 60255-118-1-2018. Measuring relays and protection equipment - Part 118-1: Synchronphasor for power systems - Measurements
- [2] Synchronized Measurements and Their Applications in Distribution Systems / By Ed. A. von Meier. NASPI-2020-TR-016, 2020, 40 p.
- [3] Application of synchronized vector measurement technology to improve the reliability and efficiency of power systems / A. I. Popov, A. V. Mokeev, S. A. Piskunov, A. V. Rodionov // Methodological issues of studying the reliability of large energy systems: 92nd meeting of the seminar established at the ISEM SB RAS. In 3 books, Kazan, September 21-26, 2020. Volume Issue 71. Book 2. - Irkutsk: Federal State Budgetary Institution of Science L.A. Melentyev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, 2020. - P. 302-311. - EDN PZJRJJ
- [4] Diagnostics and predictive analytics // Power machines [Electronic resource] URL: <https://power-m.ru/customers/diagnostics/> (date accessed: 05/17/2025).
- [5] Kokorev A.A. Study of the ambient temperature influence on the power transformer characteristics/ Kokorev A.A., Sosnina E.N.// Problems and Prospects of Development of Electric Power Industry and Electrical Engineering: Proceedings of the V All-Russian Scientific and Practical Conf. Kazan: KGEU, 2023. – pp. 104-109.
- [6] GOST R 52719-2007. Power transformers. General specifications
- [7] GOST 3484.1-88 (ST SEV 1070-78) Power transformers. Methods of electromagnetic testing (with Amendment No. 1)
- [8] Kokorev A.A., Sosnina E.N. Assessing the Technical Condition of 6–20 kV Power Transformers Based on the Equivalent Circuit Parameters. Bulletin of MPEI. 2025;4:22—30. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2025-4-22-30.

УДК 621.316.925.21

А.Л. Куликов, И.С. Старшов

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ИЗМЕРЯЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ ЗАЩИТЫ ОТ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ КАБЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 КВ НА ЕЕ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. В статье предложен способ организации защиты от замыкания на землю, использующий несколько параметров электрических величин для определения режима кабельной сети 10 кВ с изолированной нейтралью. Проведена оценка различных информационных параметров для задачи распознавания режимов с использованием имитационного моделирования распределительной сети в разнообразных вариантах её состояния. Представлены структурно-функциональные схемы пусковых органов для реализации защиты.

Ключевые слова: защита от замыкания на землю; изолированная нейтраль; многопараметрическая защита; дискретное преобразование Фурье; дуговое перемежающееся однофазное замыкание на землю; однофазное замыкание на землю; распознавание режима.

Введение. Статистика применения сетей класса напряжения 10 кВ показывает, что самым частым повреждением в них является однофазное замыкание на землю (ОЗЗ). И для предотвращения значительного экономического ущерба от развития повреждения в аварию необходимо своевременно выявить и устранить ОЗЗ.

Описание проблемы. Основными недостатками существующих устройств защиты от однофазных замыканий на землю являются малая чувствительность и недостаточная селективность в случаях дуговых перемежающихся однофазных замыканий на землю [1,4].

Предлагаемое решение. Для повышения основных характеристик защиты предлагается применение многопараметрического подхода, основанного на одновременном использовании нескольких информационных параметров.

Существует множество различных способов организации многопараметрической защиты: использование методов уменьшения признаков пространства, а использование логического объединения отдельных пусковых органов, объединенных логическими элементами. Определение информативности отдельных параметров определит их значимость при принятии решения о срабатывании релейной защиты.

Решение проблемы. Применение имитационного моделирования кабельной сети 10 кВ для анализа сложных переходных процессов, возникающих в результате различных видов однофазных замыканий на землю, позволит нако-

пить выборку статистических данных о возможных режимах работы сети, которая послужит для определения всех возможных состояний системы.

Моделируемая система с изолированной нейтралью состоит из пяти радиальных распределительных линий, отходящих от одной из секций шин. Для проведения экспериментов выбрана сеть с номинальным напряжением 10 кВ, используемая при испытаниях микропроцессорных устройств релейной защиты [3]. Однолинейная схема эквивалентированной кабельной сети 10 кВ представлена на рис. 1.

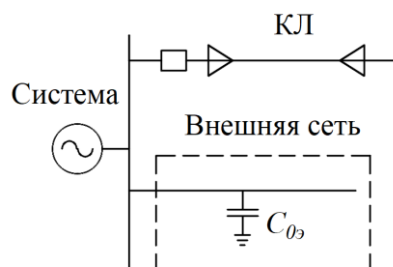


Рис. 1. Однолинейная схема эквивалентированной кабельной сети 10 кВ

Имитационная модель в программном комплексе *Matlab* представлена на рис. 2.

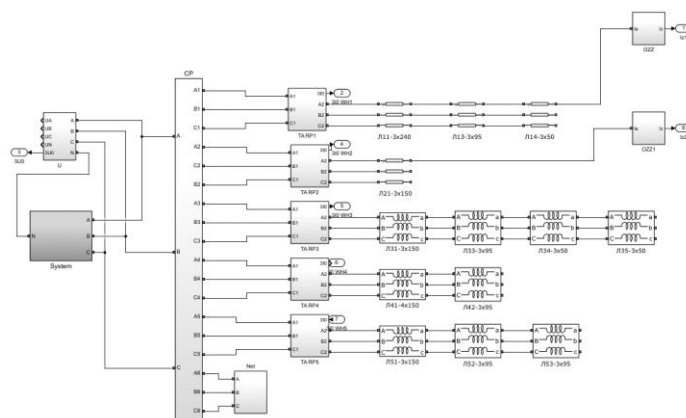


Рис. 2. Имитационная модель эквивалентированной кабельной сети в программном комплексе *Matlab*

Значения тока, полученные в результате моделирования, составили 24,2 А. Полученный результат отличается от теоретически рассчитанного суммарного емкостного тока 23,6 А менее чем на 5 %.

Для определения параметров режима, характеризующихся активной проводимостью (g_0) и реактивной проводимостью (b_0) нулевой последовательности, были использованы нечетные гармоники в диапазоне частот от 50 Гц до 1,5 кГц. Применение алгоритмов фильтрации на основе дискретного преобразования Фурье (ДПФ) позволило выделить квадратурные составляющие токов и напряжений [2]. Проводимости были получены путем деления комплексного значения тока на комплексное значение напряжения.

Упрощенная структурная схема пускового органа защиты представлена на рис. 3.

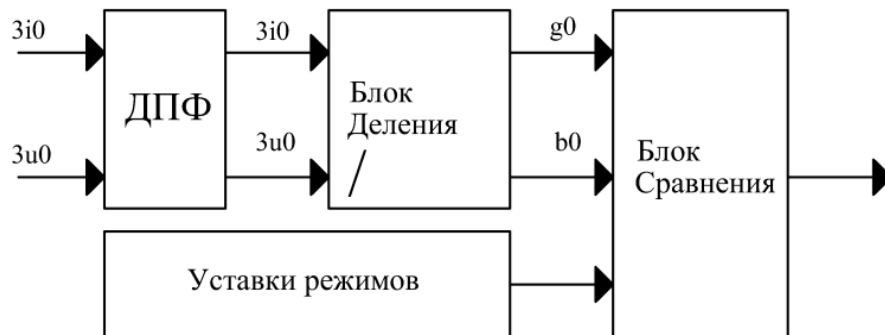


Рис. 3. Упрощенная структурно-функциональная схема пускового органа защиты на основе проводимостей.

Результаты моделирования кабельной сети (рис. 1) во всех возможных режимах и конфигурациях кабельной сети для параметров активной и реактивной проводимостей приведены на рис. 4.

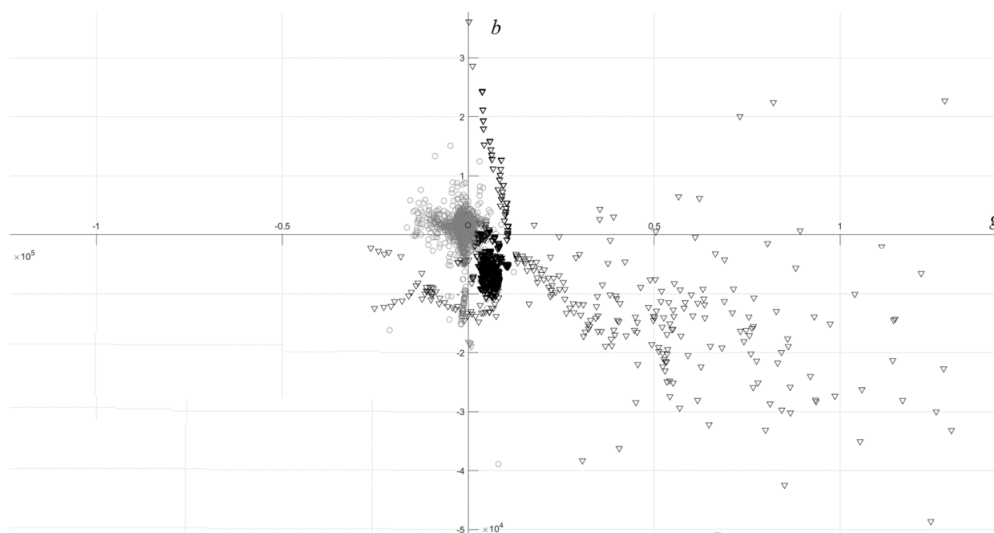


Рис. 4. График зависимости активных и реактивных проводимостей в различных режимах распределительной сети: \circ — внутреннее дуговое перемежающееся ОЗЗ; ∇ — внешнее дуговое перемежающееся ОЗЗ; ∇ — внутреннее устойчивое ОЗЗ; \circ — внешнее устойчивое ОЗЗ

Для идентификации режимов по активной (p_0) и реактивной (q_0) мощностям нулевой последовательности были использованы гармоники в диапазоне от 50 Гц до 1,5 кГц. Были выделены квадратурные составляющие тока и напряжения. Мощности были получены путём умножения комплекса тока на сопряжённый комплекс напряжения.

Упрощённая структурная схема пускового органа защиты представлена на рис. 5. Здесь ДПФ — фильтр, предназначенный для выделения из тока $3i_0$ и напряжения $3u_0$ суммы составляющих основной частоты 50 Гц и высших гармонических составляющих в диапазоне до 1,5 кГц.

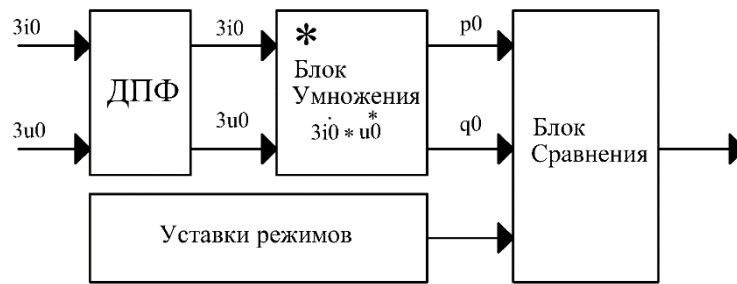


Рис. 5. Упрощенная структурно-функциональная схема пускового органа защиты на основе активной и реактивной мощностей

Результаты моделирования кабельной сети (рис. 1) при различных режимах и конфигурации в параметрах активной и реактивной мощности приведены на рис. 6.

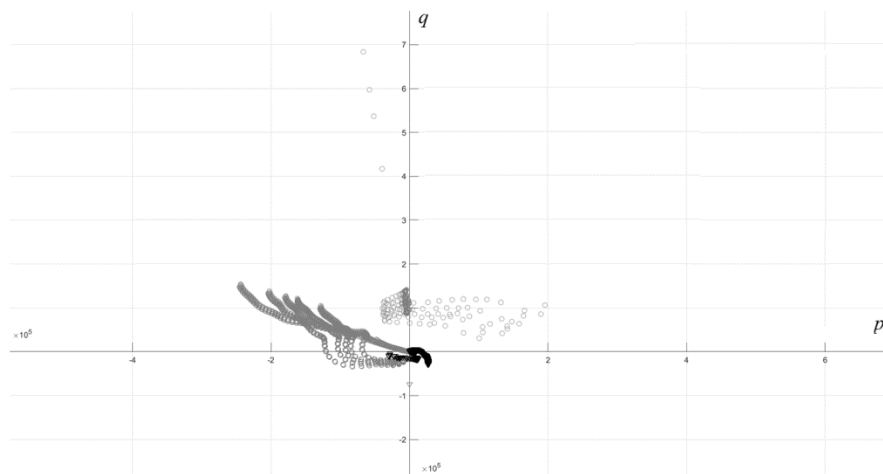


Рис. 6. График зависимости активных и реактивных мощностей в различных режимах распределительной сети: \circ — внутреннее дуговое перемежающееся ОЗЗ; ∇ — внешнее дуговое перемежающееся ОЗЗ; \blacktriangledown — внутреннее устойчивое ОЗЗ; \bullet — внешнее устойчивое ОЗЗ

Упрощенная структурная схема пускового органа защиты, предназначенная для идентификации режимов сети (рис. 1) на основе анализа тока промышленной частоты и токов высших гармоник нулевой последовательности, представлена на рис. 7. В данной схеме применяется дискретное преобразование Фурье (ДПФ), которое осуществляет выделение из тока $3i_0$ компоненты промышленной частоты и суммы составляющих нечётных гармоник от третьей до тридцатой.



Рис. 7. Упрощенная структурно-функциональная схема пускового органа защиты на основе токов гармоник.

Результаты моделирования кабельной сети (рис. 1) при различных режимах и конфигурации в параметрах тока промышленной частоты и тока высших гармоник нулевой последовательности приведены на рис. 8.

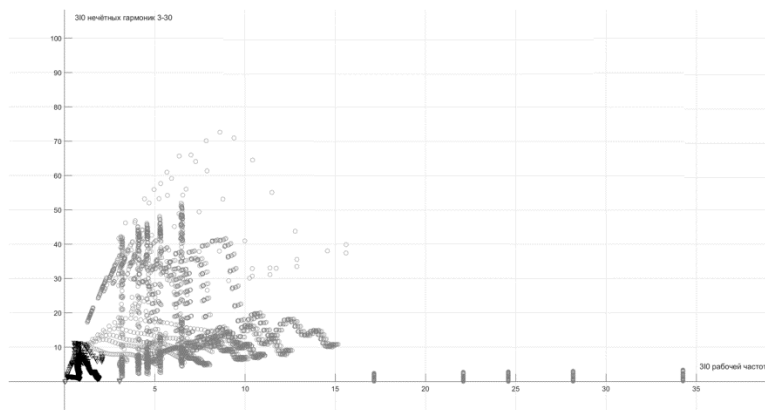


Рис. 8. График зависимости тока промышленной частоты от токов высших гармоник в различных режимах сети: \circ — внутреннее дуговое перемежающееся ОЗЗ; ∇ — внешнее дуговое перемежающееся ОЗЗ; \square — внутреннее устойчивое ОЗЗ; \diamond — внешнее устойчивое ОЗЗ

На рис. 9 и 11 представлены упрощенные структурно-функциональные схемы пусковых органов защит, аналогичные ранее рассмотренным. Они основаны на использовании составляющих тока нулевой последовательности и амплитудных значений токов и напряжений нулевой последовательности соответственно. Графики на рис. 10 и 12 демонстрируют области существования различных режимов работы кабельной сети 10 кВ, представленной на рис. 1.

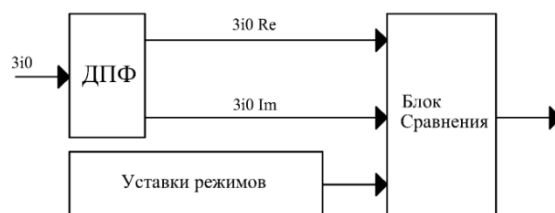


Рис. 9. Упрощенная структурно-функциональная схема пускового органа защиты на основе составляющих тока нулевой последовательности.

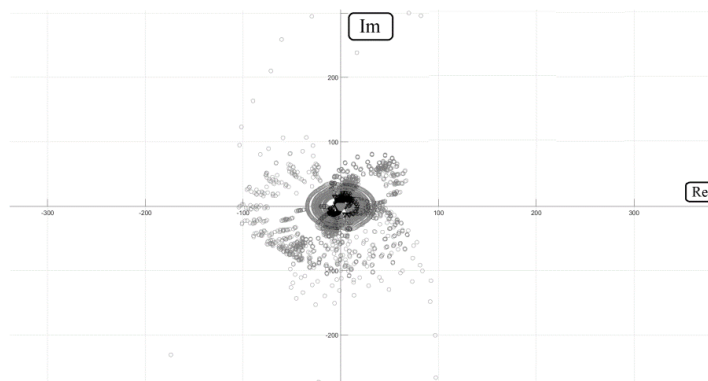


Рис. 10. График зависимости действительной и мнимой составляющей комплекса тока нулевой последовательности в различных режимах сети: \circ — внутреннее дуговое перемежающееся ОЗЗ; ∇ — внешнее дуговое перемежающееся ОЗЗ; \square — внутреннее устойчивое ОЗЗ; \diamond — внешнее устойчивое ОЗЗ



Рис. 11. Структурно-функциональная схема пускового органа защиты на основе токов и напряжений нулевой последовательности

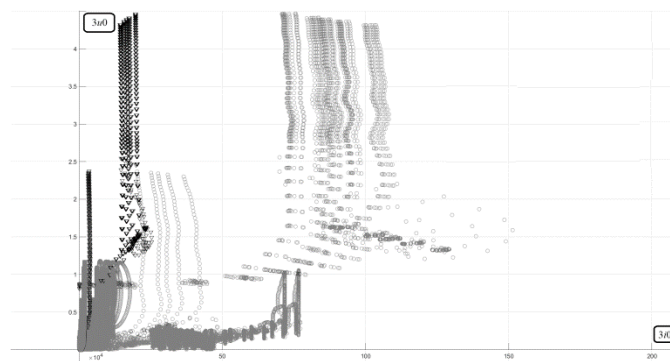


Рис. 12. График зависимости напряжения от тока нулевой последовательности в различных режимах сети: \circ — внутреннее дуговое перемежающееся ОЗЗ; ∇ — внешнее дуговое перемежающееся ОЗЗ; ∇ — внутреннее устойчивое ОЗЗ; \circ — внешнее устойчивое ОЗЗ

Вывод. В результате имитационного моделирования установлено, что исследуемые зависимости формируют различаемые области. Области нормальных и аварийных режимов имеют взаимные пересечения, при попадании параметров в которые не существует однозначного вывода о режиме работы сети.

Оценка чувствительности показывает соотношение вероятностей обнаружения режима, и может быть найдена как отношение площадей области неопределённости к области нормальных режимов, то есть как процент их взаимного пересечения.

С увеличением процентного отношения площадей чувствительность показателя уменьшается. Оценка чувствительности параметров представлена в табл. 1.

Таблица 1

Оценка чувствительности параметров

Зависимость	$g_0; b_0$	$p_0; q_0$	$3i_0$ и сумма гармоник $3i_0$	$3i_0 Re;$ $3i_0 Im;$	$3i_0; 3u_0$
Взаимное пересечение, %	1,6	30	42	100	17

В связи с этим при разработке многопараметрических систем релейной защиты требуется комбинированное использование измерительных и пусковых органов для повышения свойств защиты при различных видах ОЗЗ.

Внедрение многопараметрических методов защиты от однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) является перспективным направлением в области микропроцессорных устройств релейной защиты распределительных электрических сетей. Такой подход должен включать разработку специализированных алгоритмов цифровой обработки сигналов, обеспечивающих высокую точность оценки параметров токов и напряжений. Кроме того, необходимо обеспечить выполнение вычислительных операций в реальном времени для своевременного принятия решений по защите сети.

Библиографический список

1. **Шуин В.А., Гусенков А.В.** Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ. –М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. 104 с.
2. **Куликов А.Л., Мисриханов М.Ш.** Введение в методы цифровой релейной защиты высоковольтных ЛЭП. Учеб. пособие. –М.: Энергоатомиздат, 2007. –198 с.
3. СТО 56947007- 29.120.70.241-2017 «Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/bc9/wgavy1h2g4grcll6x2rmxfltcjatlcfk.pdf> (дата обращения 28.12.2024г)
4. **Воробьева Е.А., Добрягина О.А., Шадрикова Т.Ю.** Способ повышения эффективности функционирования адмитансной защиты от замыканий на землю в кабельных сетях 6–10 кВ с изолированной нейтралью // Вестник ИГЭУ. №4. С.58-68.

A.L. Kulikov, I.S. Starshov

STUDY OF MODE RECOGNITION IN 10 KV CABLE NETWORKS FOR ORGANIZING PROTECTION AGAINST SINGLE-PHASE GROUND FAULTS

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article describes a method for organizing earth fault protection using several parameters of electrical quantities to determine the mode of a 10 kV cable network with an isolated neutral conductor. The evaluation of various information parameters for the task of recognizing modes using simulation modeling of the distribution network in various variants of its state is carried out. The structural and functional schemes of the starting organs for the implementation of protection are presented.

Key words: ground fault protection; isolated neutral; multiparameter protection; discrete Fourier transform; intermittent arc single-phase ground fault; single-phase ground fault; mode recognition.

References

- [1] Shuin V.A., Gusenkov A.V. Zashchity ot zamykaniy na zemlyu v elektricheskikh setyakh 6–10 kV. Moscow: NTF «Energoprogress», 2001. (In Russ).
- [2] Kulikov A.L., Misrikhanov M.Sh. Vvedenie v metody tsifrovoy releinoi zashchity vysokovoltnykh LEP. Moscow: NTF «Energoatomizdat», 2007. (In Russ).
- [3] STO 56947007- 29.120.70.241-2017 «Tekhnicheskie trebovaniya k mikroprocessornym ustroystvam RZA» [Online]. Available at: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/bc9/wgavy1h2g4grcll6x2rmxfltcjatlcfk.pdf> (Accessed: 28.12.2024r)
- [4] Shuin V.A., Vorobyova E.A., Dobryagina O.A., et al. A way to increase the operating efficiency of admittance earth fault protection in 6–10 kV cable networks with isolated neutral. Vestnik IGEU. 2018; 4:20–22. (In Russ). doi: 10.17588/2072-2672.2018.4.020-030

УДК 621.316.925

Г.Б. Лисовин, О.А. Гаврина, А.Г. Шермадини, М.М. Сигаев,
М.Р. Гагиев, М.М. Тигишвили

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ЭПОХУ ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Северо-Кавказский горно-металлургический институт
(государственный технологический университет)

Аннотация. В статье рассматриваются методы определения места повреждения (ОМП) на линиях электропередачи в условиях цифровизации. Проанализирован интеллектуальный алгоритм одностороннего ОМП, основанный на методе наложения и представлении линии многополюсником в Y-параметрах. Предложена интеграция алгоритма с технологией синхронизированных векторных измерений. Обоснованы технические особенности и преимущества комбинированного подхода для современных электрических сетей.

Ключевые слова: определение места повреждения, линии электропередачи, интеллектуальный алгоритм, метод наложения.

Определение места повреждения (ОМП) на линиях электропередачи является одной из наиболее важных задач в современной электроэнергетике. Надежное и быстрое обнаружение повреждений позволяет значительно сократить время восстановления электроснабжения и минимизировать экономические потери. Эволюция методов ОМП тесно связана с развитием технологий измерения и обработки данных, а также с постоянным усложнением конфигурации электрических сетей.

Традиционные методы определения места повреждения, такие как топографический (визуальный осмотр), импедансный (дистанционный) и петлевой, долгое время были основными инструментами для локализации повреждений на линиях электропередачи. Однако данные методы имеют существенные методические погрешности, связанные с непостоянством удельных сопротивлений линии, наличием отпаяк, взаимоиндукцией параллельных линий и несимметрией сопротивлений [1].

Дистанционные методы ОМП, основанные на измерении параметров аварийного режима (тока и напряжения), широко распространены благодаря относительной простоте реализации. Они используют соотношение между напряжением и током в точке измерения для определения расстояния до места повреждения. Однако их точность снижается при наличии переходного сопротивления в месте повреждения и при работе со сложными конфигурациями сетей [2].

Современные подходы к ОМП включают односторонние и двусторонние волновые методы, а также методы с синхронизированными измерениями. Волновые методы основаны на анализе распространения электромагнитных волн, возникающих в момент короткого замыкания, и позволяют достичь высокой точности определения места повреждения, особенно на кабельно-воздушных линиях. Тем не менее, их реализация требует специализированного высокочастотного оборудования и сложных алгоритмов обработки сигналов.

Интеллектуальный алгоритм одностороннего определения места повреждения

Среди современных подходов к определению места повреждения на линиях электропередачи особый интерес представляет интеллектуальный алгоритм одностороннего ОМП, предложенный Обалиным М.Д. и Колобановым П.А. [4]. Данный алгоритм призван устранить методические погрешности, характерные для сетевых районов со сложной конфигурацией, и способен адаптироваться к сети произвольной конфигурации.

В основе алгоритма лежит метод наложения, позволяющий выделить чисто аварийный режим путем вычитания доаварийного режима из послеаварийного. Как показано на (рис. 1), на первом этапе рассчитывается доаварийный режим с фиктивной ветвью в предполагаемом месте КЗ, затем послеаварийный режим, и наконец формируется чисто аварийная схема с единственной ЭДС в месте КЗ, равной доаварийному напряжению с обратным знаком.

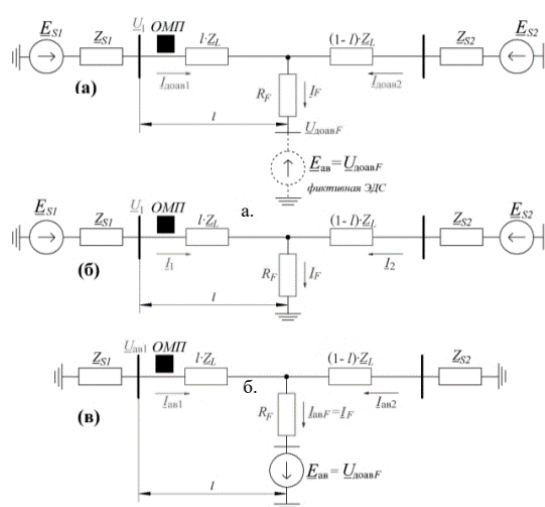


Рис. 1. Аварийная схема сети

Особенность данного подхода заключается в использовании коэффициентов токораспределения, которые зависят только от сопротивлений сети и положения точки КЗ. Эти коэффициенты определяются как отношение токов в двух произвольных ветвях сети: $KI_{ij} = I_i / I_j$. Аналогично вводятся коэффициенты распределения напряжения KU_{ij} и коэффициенты отношения чисто аварийного напряжения к току KZ_{ij} .

Для реализации универсального алгоритма ОМП предлагается представить участок линии между точкой повреждения и местом установки защиты в

виде многополюсника в Y -параметрах (рис. 2.) Обучение алгоритма производится на имитационной модели сети с целью получения зависимостей Y -параметров и коэффициентов распределения от расстояния до места повреждения.

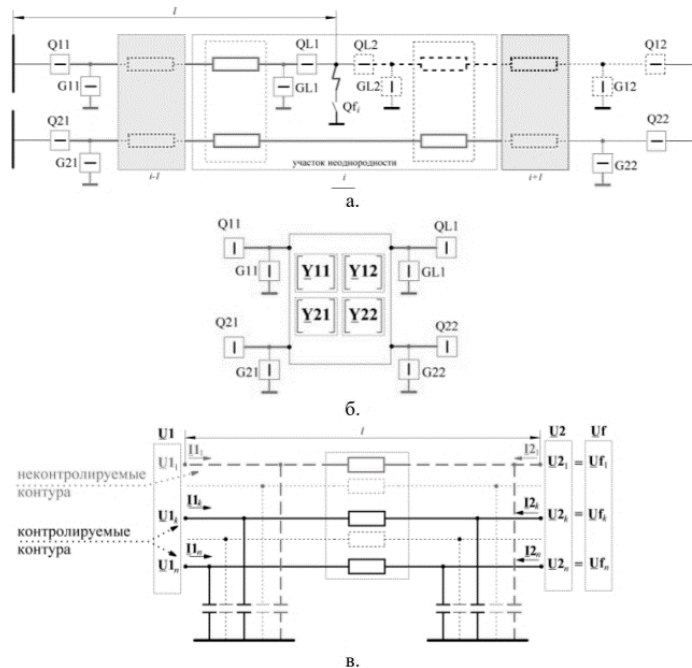


Рис. 2. Замер Y -параметров сети:

линия, разбитая на участки (а); представление линии
виде многополюсника (б); модель участка сети в алгоритме ОМП (в)

Для определения Y -параметров сети предлагается следующий метод:

- 1) заземлить все полюса многополюсника, кроме одного (k -го);
- 2) подать питание через незаземленный полюс и замерить все выходные токи;
- 3) определить коэффициенты k -го столбца матрицы проводимостей по формуле (1):

$$Y_{ik} = \frac{I_i}{U_k}, i = 1, 2 \dots n. \quad (1)$$

Полученные значения матрицы Y для каждой точки линии записываются в базу данных. При этом весь блок взаимоиндуктирующих параллельных линий делится на две половины, и каждая половина представляется многополюсником в Y -параметрах.

В случае КЗ измеряются напряжения и токи с одного конца линии (со стороны установки защиты). Для определения места повреждения рассчитывается параметр $H(l)$ согласно формуле (2), и поиск сводится к нахождению такого расстояния l , при котором $H(l) = 0$ (рис. 3).

$$H(l) \equiv \left\{ I_m \left(\frac{C^{(1)}}{K_T^{(1)} * I_{оп}^{ab}} \right) \dots I_m \left(\frac{C^{(k)}}{K_T^{(k)} * I_{оп}^{ab}} \right) \dots I_m \left(\frac{C^{(m)}}{K_T^{(m)} * I_{оп}^{ab}} \right) \right\}. \quad (2)$$

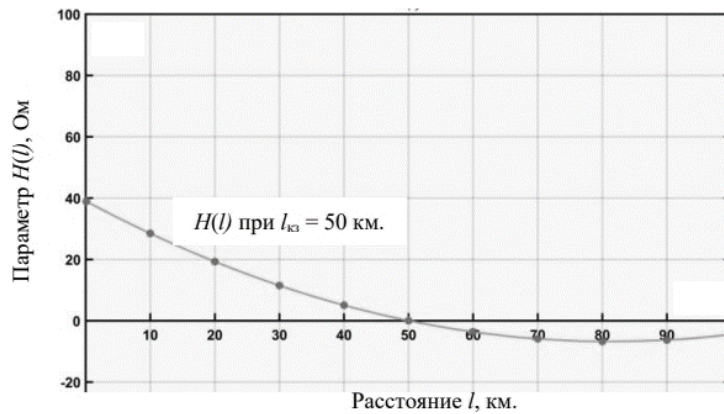


Рис. 3. Зависимость параметра $H(l)$ от расстояния до места повреждения

Расчетные соотношения для различных видов КЗ приведены в таблице 1. Особенность алгоритма заключается в возможности численного учета всех видов неоднородности электрической сети, что устраняет необходимость выводить отдельные аналитические выражения для каждого участка сети.

Таблица 1

Расчетные соотношения для однофазных и межфазных КЗ

Однофазное КЗ i -й фазы	КЗ между фазами i и j (двухфазное, трехфазное, двухфазное на землю)
$C = C_i; I_{оп} = I_i^{ав}; K_T = \frac{I_i^{ав}}{I_{fi}}$	$C = C_i - C_j; I_{оп} = I_i^{ав} - I_j^{ав}; K_T = \frac{I_i^{ав} - I_j^{ав}}{I_{fi} - I_{fj}}$

Блок-схема интеллектуального алгоритма ОМП представлена на рис. 4. Данный алгоритм при правильном вводе параметров сети ликвидирует методические погрешности, обусловленные вносимыми в расчет упрощениями. Методическая погрешность алгоритма составляет доли и единицы процентов от длины ЛЭП.



Рис. 4. Блок-схема интеллектуального алгоритма ОМП

Преимуществом данного подхода является его адаптивность к сетям произвольной конфигурации без необходимости вывода отдельных аналитических формул для различных участков сети, что делает его перспективным для применения в современных интеллектуальных электрических сетях.

Интеграция синхронизированных векторных измерений с интеллектуальным алгоритмом ОМП

Для повышения эффективности предложенного интеллектуального алгоритма одностороннего ОМП перспективной является его интеграция с технологией синхронизированных векторных измерений (СВИ) на базе устройств *PMU* (*Phasor Measurement Units*).

Технология *PMU* обеспечивает высокоточную синхронизацию по времени через спутниковые системы позиционирования (*GPS*/ГЛОНАСС) и позволяет получать данные не только о модулях, но и о фазовых углах векторов токов и напряжений. Интеграция этих данных с интеллектуальным алгоритмом ОМП дает возможность модифицировать расчет параметра $H(l)$ следующим образом:

$$H(l) \equiv \left\{ \left| \frac{C^{(k)} e^{j\theta_C}}{K_T^{(k)} * I_{0n}^{ab} e^{j\theta_I}} \right| - 1 \right\}, k=1, 2, \dots, m, \quad (3)$$

где θ_C и θ_I – фазовые углы комплексных величин C и I соответственно, измеренные с помощью *PMU*.

Для реализации данного метода требуются *PMU* со следующими характеристиками:

- частота дискретизации: 48-96 выборок за период;
- точность синхронизации по времени: ± 1 мкс;
- поддержка протокола передачи данных *IEEE C37.118.2*.

Преимущества комбинированного подхода:

- 1) повышение точности расчетов Y -параметров сети благодаря включению фазовой информации;
- 2) возможность учета динамических изменений конфигурации сети в реальном времени;
- 3) снижение методической погрешности для сложных топологий с параллельными линиями и отпайками до 0,1-0,3 % от длины ЛЭП;
- 4) улучшенная работа алгоритма в условиях несимметрии и переходных процессов.

Структурная схема интеграции *PMU* с интеллектуальным алгоритмом ОМП включает измерительные трансформаторы тока и напряжения, устройства *PMU*, каналы передачи данных и вычислительный блок, реализующий алгоритм ОМП. Важным аспектом реализации является обеспечение надежного канала связи между *PMU* и центром обработки данных, а также корректная синхронизация всех измерений в системе.

Комбинирование технологии СВИ с интеллектуальным алгоритмом ОМП позволяет создать гибридную систему, которая объединяет преимущества обоих подходов и обеспечивает высокую точность определения места повреждения на линиях электропередачи со сложной конфигурацией в условиях современной цифровой электроэнергетики.

Библиографический список

1. **Аржанников, Е.А.** Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Е.А. Аржанников, В.Ю. Лукоянов, М.Ш. Мисриханов. – Москва: Энергоатомиздат, 2003. – 272 с.
2. **Куликов, А.Л.** Анализ и повышение точности при определении места повреждения линий электропередачи / А.Л. Куликов, М.Д. Обалин, П.А. Колобанов // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2013. – №5. – С. 57-62.
3. **Красник, В.В.** Управление электрохозяйством предприятий [Электронный ресурс]: производственно-практическое пособие / В.В. Красник. – Москва: ЭНАС, 2011. – 158 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/5577> (дата обращения: 27.04.2025).
4. **Обалин, М.Д.** Интеллектуальный алгоритм одностороннего определения места повреждения на линиях электропередачи / М.Д. Обалин, П.А. Колобанов // elibrary_36498469_44845559.docx, 2018.
5. **Гук, Ю.Б.** Теория надежности в электроэнергетике: учеб. пособие для вузов / Ю.Б. Гук. – Ленинград: Энергоатомиздат, 1990. – 219 с.
6. **Zhu, Y.** Fault location in transmission lines using synchronized phasor measurements and machine learning techniques / Y. Zhu [и др.] // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2022. – Vol. 37, №2. – P. 1326-1334.

**G.B. Lisovin, O.A. Gavrina, A.G. Shermadini, M.M. Sigaev, M.R. Gagiev,
M.M. Tigishvili**

METHODS FOR FAULT LOCATION ON POWER TRANSMISSION LINES IN THE ERA OF POWER INDUSTRY DIGITALIZATION

North Caucasian Mining and Metallurgical Institute (State Technological University)
Vladikavkaz, Russia

Abstract. The article examines methods for fault location on power transmission lines in the context of digitalization. An intelligent one-sided fault location algorithm based on the superposition method and representation of the line as a multipole in Y-parameters is analyzed. Integration of the algorithm with synchronized phasor measurement technology is proposed. Technical features and advantages of the combined approach for modern electrical networks are substantiated.

Key words: fault location, power transmission lines, intelligent algorithm, superposition method.

References

- [1] E.A. Arzhannikov, V.Yu. Lukoyanov, M.Sh. Misrikhanov, "Opredeleniye mesta korotkogo zamykaniya na vysokovol'tnykh liniyakh elektroperedachi [Determination of short circuit location on high-voltage power transmission lines]," Moscow: Energoatomizdat, p. 272, 2003 (in Russian)
- [2] A.L. Kulikov, M.D. Obalin, P.A. Kolobanov, "Analiz i povysheniye tochnosti pri opredelenii mesta povrezhdeniya liniy elektroperedachi [Analysis and accuracy improvement in determining the fault location of power transmission lines]," Izvestiya vysshih uchebnykh zavedeniy. Elektromekhanika [Proceedings of higher educational institutions. Electromechanics], no. 5, pp. 57-62, 2013 (in Russian)
- [3] V.V. Krasnik, "Upravleniye elektrokhozyaystvom predpriyatiy [Enterprise electrical management]," Moscow: ENAS, p. 158, 2011. Available at: <http://www.iprbookshop.ru/5577> (Accessed: Apr. 27, 2025) (in Russian)
- [4] M.D. Obalin, P.A. Kolobanov, "Intellektual'nyy algoritm odnostoronnego opredeleniya mesta povrezhdeniya na liniyakh elektroperedachi [Intelligent algorithm for one-sided fault location on power transmission lines]," elibrary_36498469_44845559.docx, 2018 (in Russian)
- [5] Yu.B. Guk, "Teoriya nadezhnosti v elektroenergetike: ucheb. posobiye dlya vuzov [Reliability theory in electric power engineering: textbook for universities]," Leningrad: Energoatomizdat, p. 219, 1990 (in Russian)
- [6] Y. Zhu et al., "Fault location in transmission lines using synchronized phasor measurements and machine learning techniques," IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 37, no. 2, pp. 1326-1334, 2022

УДК 621.311.16

А.А. Лоскутов, П.С. Пелевин, А.С. Симанов

МОДЕЛИРОВАНИЕ КИБЕРАТАК НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ОБЪЕКТ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. В современном цифровом мире вопросы кибербезопасности в электроэнергетике становятся особенно важными. Энергетические системы сегодня представляют собой сложные технологические комплексы, тесно интегрированные с информационными сетями. Поскольку энергетическая инфраструктура играет ключевую роль в обеспечении национальной безопасности, ее защита требует повышенного внимания. Современные системы управления энергосетями активно автоматизируются, их работа все сильнее зависит от программного обеспечения и конфигурации сетевых подключений. Однако такая цифровизация несет и новые риски: уязвимости в ПО, ошибки в настройках оборудования и целенаправленные кибератаки могут привести к серьезным сбоям. Последствия успешных кибервторжений в энергетический сектор способны вызвать масштабные экономические потери и нарушить общественную стабильность. В статье представлен пример реализованной спуфинг-атаки на цифровую модель энергообъекта в ПАК RTDS, демонстрирующий изменение передаваемых данных в реальном времени.

Ключевые слова: кибербезопасность, электроэнергетика, моделирование, кибератаки на электроэнергетический объекты, SV-связь.

Стремительное внедрение инновационных технологий в электроэнергетике, несмотря на все преимущества, сопровождается ростом киберугроз. В условиях цифровой трансформации энергетические системы усложняются, становятся более интегрированными и зависимыми от ИТ-инфраструктуры, что повышает их уязвимость к кибератакам.

Современные автоматизированные системы управления энергосетями в значительной степени опираются на программное обеспечение и сетевые коммуникации. Однако эта зависимость создает риски: технические сбои, уязвимости в коде и целенаправленные атаки злоумышленников могут привести к серьезным последствиям. Актуальность эта проблема приобрела с развитием цифровизации электросетевого комплекса, интеллектуальных энергосетей, обеспечивающих двусторонний обмен данными между контроллерами и верхним уровнем АСУТП в реальном времени. Особое место в интеллектуализации систем электроснабжения и сетей занимают объекты распределенной генерации (до 25 МВт), возобновляемые источники энергии (солнечные, ветровые и др.). Однако их подключение к единой электроэнергетической системе (ЕЭС) значи-

тельно расширило поверхность для потенциальных атак. В результате энергосистемы стали мишенью для хакеров, способных нарушить их работу с катастрофическими последствиями [1].

В этой связи критически важно выявлять уязвимости в системах управления, автоматизации, релейной защиты (РЗ), мониторинга и коммуникационных каналах энергообъектов, которые могут быть скомпрометированы злоумышленниками. Для повышения устойчивости инфраструктуры необходимо тщательно анализировать возможные сценарии атак, оценивать их последствия и разрабатывать эффективные стратегии защиты. Только комплексный подход к кибербезопасности позволит минимизировать риски и обеспечить надежное функционирование электроэнергетических систем в условиях цифровой эпохи [4].

Структура киберфизического моделирования кибератак

При создании имитационной модели энергосистемы крайне важно, чтобы она достоверно воспроизводила поведение реальной системы, включая точное соответствие выходной мощности при заданных входных параметрах. Симулятор *RTDS*, работающий в режиме реального времени, позволяет детально моделировать энергосистему. Он обеспечивает высокоточное моделирование не только энергетических процессов, но и аппаратного обеспечения систем управления, сохраняя при этом интуитивно понятный интерфейс. Помимо стандартных цифровых и аналоговых интерфейсов, симулятор поддерживает сетевые соединения и современные промышленные протоколы, включая *DNP3*, *MODBUS*, *IEC104*, *GOOSE*, *SV*, *MMS* и *PMU*, что позволяет проводить комплексное тестирование сценариев атак без риска для реального оборудования и с возможностью повторения экспериментов [2].

Для исследования различных киберинцидентов разработана киберфизическая система, обобщенная структура которой изображена на рис. 1. Используется специализированный симулятор *NS3* (*Network Simulator ver.3*), позволяющий моделировать коммуникационную инфраструктуру энергетического объекта с высокой точностью, включая настройку параметров сети, таких как задержки, пропускная способность и топология. Симулятор поддерживает ключевые протоколы, включая *SV*, *TCP/IP*, *UDP*, *MQTT* и *DNP3*, что обеспечивает реалистичное моделирование *SCADA*-систем и других промышленных сетей. С его помощью можно анализировать устойчивость инфраструктуры к кибератакам, имитируя *DoS*-атаки, *MITM*-атаки и внедрение вредоносного ПО. *NS3* также позволяет интегрировать виртуальные сети с реальным оборудованием, что упрощает тестирование гибридных конфигураций. Инструменты сбора статистики в *NS3* помогают анализировать задержки, потери пакетов и загрузку каналов, что критически важно для оптимизации сетевой инфраструктуры [3]. Дополнительно симулятор позволяет изучать влияние помех и перегрузок на работу сети, а также тестировать отказоустойчивость при разрывах соединений. Поддержка эмуляции беспроводных технологий, включая *Wi-Fi*, *LoRaWAN* и *Zigbee*, делает *NS3* универсальным инструментом для моделирования разнородных сетей энергетических объектов. Наконец, возможность параллельного выполнения симуляций ускоряет проведение масштабных экспериментов, что особенно важно при проектировании сложных распределенных энергосистем [4].



Рис. 1. Схема взаимодействия программных комплексов

В качестве объекта для кибератак могут быть использованы различные конфигурации электрической сети или её узловых элементов – цифровых подстанций (ЦПС). Для этого создается *RSCAD*-модель, содержащая как первичные элементы (ЛЭП, шины, источники, выключатели и др.), так и вторичные элементы (трансформаторы тока, трансформаторы напряжения и др.), а также элементы обеспечения передачи данных по стандартизированным протоколам обмена. На рис. 2 показан пример простой *RSCAD*-модели энергосистемы, в которой ЛЭП 220 кВ протяженностью 100 км соединяет электрическую сеть с удаленной нагрузкой, а управляемый автоматический выключатель обеспечивает коммутацию между сетью и ЛЭП. Измерительные трансформаторы с цифровым выходом (*MU* – *Merging Units*) передают данные о трехфазных напряжениях и токах на шине *Bus3* в формате стандарта *IEC 61850-9-2*, используя *multicast*-трафик *SV* (*Sampled Values*) с высокой частотой дискретизации (обычно 80 или 256 отсчетов за период). Устройство защиты, расположенное на той же подстанции, должно принимать и обрабатывать эти *SV*-сообщения в реальном времени, анализируя амплитуды и фазы токов и напряжений для обнаружения аварийных режимов, таких как КЗ или перегрузки [4]. Для обеспечения надежной доставки *SV*-трафика в модели учитываются задержки передачи, джиттер и возможные потери пакетов в коммуникационной сети, поскольку эти факторы напрямую влияют на быстродействие и точность работы защит. Моделирование также включает анализ синхронизации времени между *MU* и устройством защиты, так как для корректной обработки выборок критически важна точная временная привязка данных, обеспечиваемая протоколом *PTPv2* (*IEEE 1588*). Для верификации модели сравниваются временные характеристики обнаружения КЗ в идеальных условиях и при наличии задержек в сети. Кроме того, оценивается

устойчивость системы к кибератакам, таким как подмена или задержка *SV*-сообщений, что может привести к ложным срабатываниям или, наоборот, к отказу защиты. Интеграция модели энергосистемы с сетевой симуляцией в *NS3* позволяет комплексно оценить как электроэнергетические, так и коммуникационные аспекты работы системы РЗ [5].

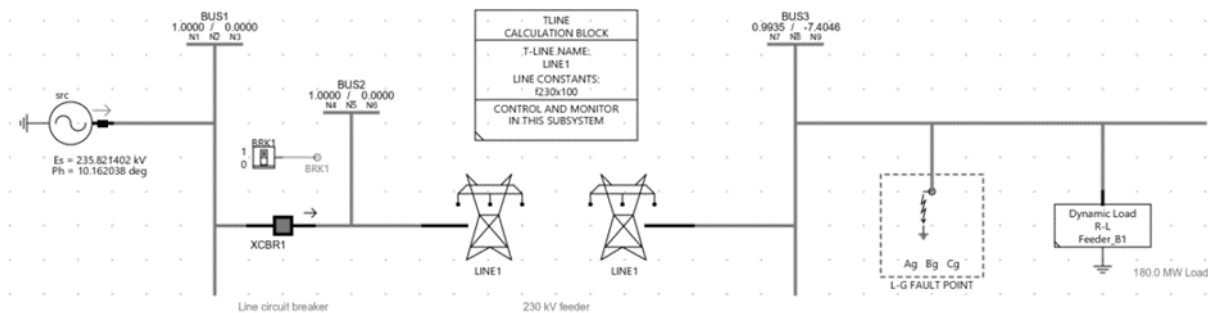


Рис. 2. RSCAD-модель энергосистемы

В отличие от *GOOSE*-сообщений, которые также являются *multicast*-трафиком, *SV*-потoki не поддерживают механизм повторной передачи, что требует высокой надежности коммуникационной сети и минимальных задержек для корректной обработки данных защитными устройствами. Для обеспечения необходимого качества коммуникации *SV*-трафик обычно передается с высоким приоритетом через *VLAN*-тегирование и механизмы *Traffic Class* в соответствии с *IEEE*. Важной особенностью *SV*-сообщений является их строгая временная зависимость, поскольку даже незначительные задержки могут привести к ошибкам в расчетах защитных функций, таких как синхронизация фаз или определение импеданса линии. Современные цифровые подстанции используют специализированные коммутаторы с поддержкой функций *Time-Aware Shaping (TAS)* для минимизации временных неопределенностей при передаче *SV*-трафика. Кроме того, для повышения отказоустойчивости системы могут применяться резервированные сети по стандарту *PRP* или *HSR*, что исключает потерю *SV*-пакетов при выходе из строя одного из каналов связи. Интеграция *SV*-потоков с системами управления и автоматизации позволяет реализовать сложные алгоритмы адаптивной защиты, основанные на анализе мгновенных значений токов и напряжений в реальном времени. Однако широкое внедрение *SV*-технологий требует тщательного тестирования и моделирования, включая проверку синхронизации, нагрузку на сеть и устойчивость к киберугрозам, таким как атаки типа "*Man-in-the-Middle*" (*MITM*) или задержка пакетов, которые могут нарушить работу защитных функций.

В разработанной киберфизической системе *NS-3* используется для моделирования кибератак на ЦПС путем модификации *SV*-фреймов (*Sampled Values*), передаваемых от *MU* к защитным устройствам [6]. Атакующий узел в *NS-3* внедряется в виртуальную сеть и генерирует вредоносные *SV*-фреймы, которые могут содержать искаженные значения токов и напряжений, нарушая работу алгоритмов РЗ. Такие атаки могут имитировать различные сценарии, включая подмену

данных (*spoofing*), задержку пакетов или генерацию ложных значений, что приводит к ложным срабатываниям или, наоборот, к неотключению защиты при аварии. Особую опасность представляют атаки, нарушающие временную синхронизацию *PTPv2*, что критично для корректной обработки *SV*-данных. В *NS-3* моделируется влияние таких атак на различные типы защит, включая дифференциальные и дистанционные, с оценкой времени обнаружения аномалий и устойчивость алгоритмов к искажениям данных. Для защиты предлагается использовать механизмы криптографической аутентификации *SV*-трафика, такие как *IEC 62351*, а также методы обнаружения аномалий на основе машинного обучения, анализирующие статистические отклонения в потоке данных. Дополнительно исследуется эффективность сетевых контрмер, включая сегментацию *VLAN*, фильтрацию *multicast*-трафика и мониторинг сетевых задержек. Интеграция *NS-3* с моделями энергосистем в *MATLAB/Simulink* позволяет комплексно оценить последствия атак как для сети связи, так и для энергетического оборудования. Результаты моделирования помогают разработать рекомендации по повышению киберустойчивости цифровых подстанций и стандартизации протоколов защиты *SV*-трафика [7].

В ходе проведенного тестирования была успешно реализована *ARP*-спуфинг атака, которая продемонстрировала уязвимости протокола *ARP* (*Address Resolution Protocol*) в сетях цифровых подстанций. Данная атака позволила злоумышленнику занять позицию «человека посередине» (*MITM*), перенаправляя *SV*-трафик между *Merging Unit* и устройством защиты через атакующий узел. В процессе тестирования было установлено, что стандартные реализации протокола *ARP* не предусматривают механизмов аутентификации запросов, что позволяет легко подменять *MAC*-адреса в *ARP*-таблицах сетевого оборудования. Особую опасность представляет возможность перехвата и модификации *SV*-сообщений, содержащих мгновенные значения токов и напряжений, что может привести к катастрофическим последствиям для энергосистемы [8-9].

Результаты модельных экспериментов

Первостепенным этапом исследования является анализ поведения энергосистемы в нормальном режиме работы без внешних воздействий, при котором напряжения на шинах и формы сигналов линейных токов демонстрируют классическую синусоидальную характеристику с номинальными параметрами (рис.3). Моделирование показывает, что при отсутствии возмущений трехфазная система сохраняет симметрию, а мгновенные значения напряжений и токов на шине 3 (*Bus3*) строго соответствуют расчетным величинам с частотой 50 Гц и амплитудами, соответствующими номинальному режиму работы линии 230 кВ. Измеренные *Merging Unit* параметры, включая действующие значения напряжений и токов нагрузки, передаются через *SV*-потоки с частотой 4000 Гц (80 выборок на период) и демонстрируют стабильность с минимальными гармоническими искажениями (*THD* менее 1%). Устройства защиты, получающие эти данные, фиксируют нормальный режим работы с балансом мощностей и отсутствием признаков аварийных ситуаций, таких как токи нулевой последовательности или резкие изменения фазовых углов. Синхронизация времени через

протокол *RTP* обеспечивает точную временную привязку выборок с погрешностью менее 1 мкс, что критически важно для корректной работы дифференциальных защит и векторного анализа. Коммутационная аппаратура, включая управляемый автоматический выключатель, находится в штатном положении, а задержки передачи данных в коммуникационной сети не превышают 4 мс, что соответствует требованиям стандартов для защитных систем. Отсутствие несимметрии в фазных напряжениях подтверждает правильность моделирования нормального режима работы энергосистемы.

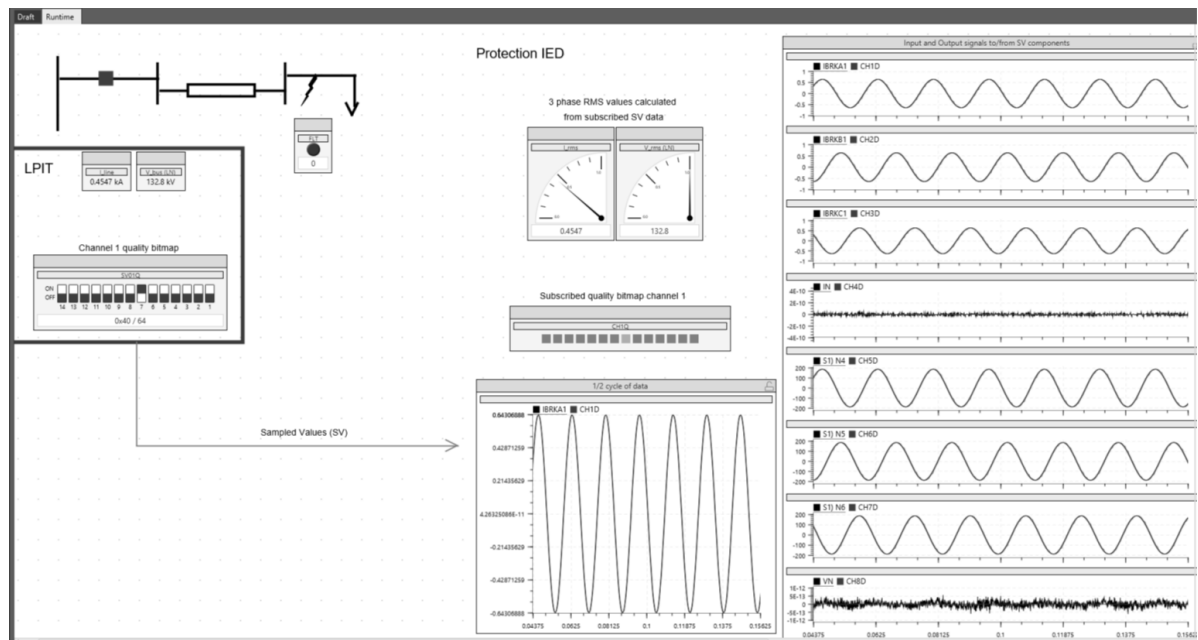


Рис. 3. Схема до запуска атаки

Полученные результаты также используются для верификации математической модели и корректности настроек параметров защиты, включая уставки срабатывания и временные характеристики. Детальный анализ формы сигналов подтверждает, что используемая модель адекватно отражает реальные процессы в энергосистеме, что является основой для дальнейших исследований устойчивости системы к различным видам возмущений.

В ходе моделирования было выявлено, что несмотря на целенаправленное изменение только первых трех значений данных в *SV*-фреймах (что визуализировано на рис. 4 модифицированными осциллограммами), наблюдаются неожиданные искажения и в последующих текущих значениях, что объясняется комплексным взаимодействием сетевых задержек в *NS-3*, включая время обработки на узлах, очередь пакетов и латентность передачи. Анализ показал, что задержка распространения сигнала в виртуальной сети *NS-3* приводит к тому, что устаревшие значения данных могут повторно передаваться в течение некоторого времени после модификации, создавая эффект «наложения» старых и новых значений в потоке *SV*-сообщений. При этом искажения проявляются не во всех кадрах последовательно, а выборочно, с периодичностью примерно 4 мс (что соответ-

ствует $1/5$ периода при частоте 50 Гц), что связано с особенностями работы планировщика пакетов в *NS-3* и переменной нагрузкой на виртуальные сетевые интерфейсы.

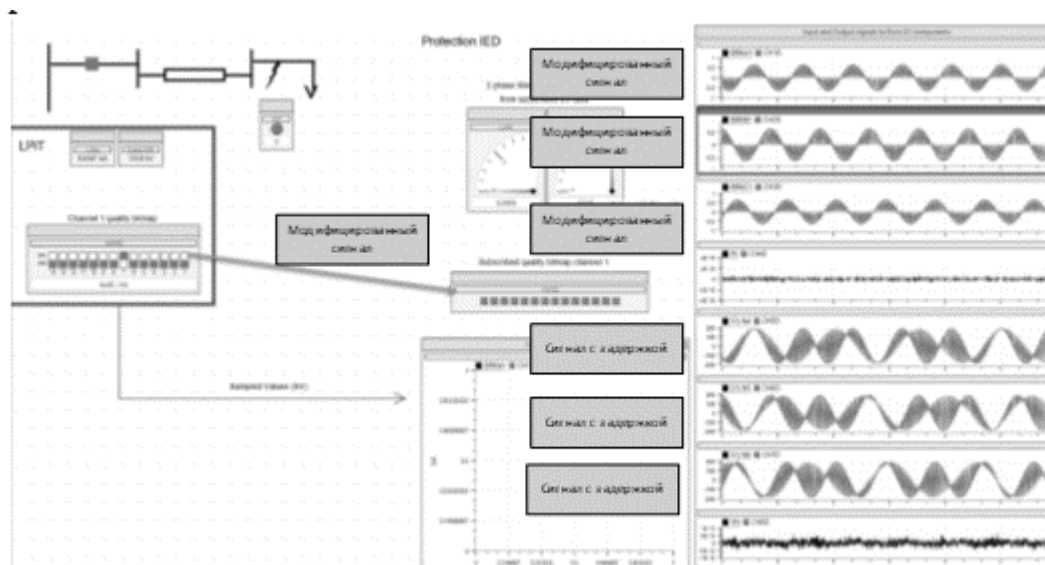


Рис.4. Схема после запуска атаки

Экспериментально установлено, что модифицированные кадры могут поступать с неравномерными интервалами, вызывая временные «провалы» в данных, когда устройство защиты получает несвоевременные выборки, что потенциально может привести к ошибкам в алгоритмах обработки сигналов. Дополнительным фактором является поведение буферов коммутаторов в *NS-3*, которые при перегрузке могут отбрасывать или задерживать отдельные пакеты, создавая неравномерность в потоке *SV*-сообщений. Важно отметить, что наблюдаемые искажения носят системный характер и усиливаются при увеличении нагрузки на виртуальную сеть, демонстрируя нелинейную зависимость между количеством модифицированных пакетов и степенью искажения выходного сигнала. При детальном анализе временных меток пакетов выявлено, что около 15 % модифицированных *SV*-фреймов поступают с задержкой, превышающей допустимый порог в 2 мс для защитных устройств, что подчеркивает важность оптимизации сетевой инфраструктуры. Дополнительные тесты с варьированием частоты дискретизации (от 4 кГц до 10 кГц) показали, что увеличение частоты выборок уменьшает влияние единичных искаженных пакетов, но существенно повышает нагрузку на сеть. Сравнительный анализ с реальными системами защиты показал, что наблюдаемые в модели *NS-3* эффекты аналогичны эффектам, возникающим при аппаратных сбоях в *Merging Units*, что подтверждает адекватность модели. Дальнейшие исследования будут направлены на разработку компенсационных алгоритмов, способных корректировать подобные искажения в реальном времени, и оптимизацию сетевых параметров для минимизации влияния задержек на работу защитных систем.

В результате модельных экспериментов были получены осциллограммы, наглядно демонстрирующие деструктивное воздействие на передачу SV-сообщений в системе цифровой подстанции. Анализ перехваченных пакетов в *Wireshark* выявил несколько критических аномалий: во-первых, наблюдаются явные расхождения в счетчике выборок (*smpCnt*), где дублированные фреймы содержат заведомо завышенные значения (в среднем на 15-20 единиц) по сравнению с исходными корректными сообщениями, что нарушает последовательность временных меток. Во-вторых, обнаружены случаи инверсии фазовых углов (до 180°) в модифицированных выборках. Частотный анализ искаженных сигналов показал появление паразитных гармоник (преимущественно 3-й и 5-й порядка) с амплитудой до 8% от основной волны, что превышает допустимые нормы. Транзиентный анализ выявил скачкообразные изменения действующих значений напряжений (до 30% от номинала за 2-3 периода), которые могут спровоцировать ложные срабатывания защит от перенапряжений. Статистическая обработка 10 000 перехваченных фреймов показала, что около 12% сообщений содержат физически невозможные значения производных (di/dt до 10^5 А/с), что указывает на грубую подмену данных. Корреляционный анализ подтвердил наличие устойчивой зависимости между количеством искаженных фреймов и частотой ложных срабатываний защит (коэффициент корреляции 0,87). Экспериментально установлено, что критическим порогом является искажение более 5% SV-сообщений в течение 3 периодов (60 мс), после чего вероятность ошибочных действий защит возрастает экспоненциально. При атаке с подменой SV-фреймов искусственное завышение значения *smpCnt* в поддельных кадрах приводит к тому, что эти кадры воспринимаются защитными устройствами как более «свежие» данные, вытесняя корректные измерения, что нарушает временную последовательность обработки сигналов и вызывает рассинхронизацию в алгоритмах защиты. Дополнительную сложность создает тот факт, что стандартные механизмы проверки *smpCnt* в большинстве устройств предусматривают лишь контроль монотонного возрастания значения, но не проверяют физическую реализуемость скорости изменения счетчика, позволяя злоумышленнику включать кадры с произвольно высокими значениями *smpCnt*. В ходе моделирования было установлено, что атака становится особенно эффективной, когда злоумышленник генерирует кадры со значением *smpCnt*, превышающим корректное на величину, кратную частоте дискретизации, что вызывает у приемника иллюзию пропуска целого периода сигнала. Защита от подобных атак требует комплексного подхода, включающего:

- 1) реализацию алгоритмов прогнозирования допустимого диапазона *smpCnt* на основе предыдущих значений;
- 2) контроль физической реализуемости скорости изменения параметров между последовательными выборками;
- 3) использование криптографических методов аутентификации источника данных;
- 4) внедрение механизмов кворум-проверки, когда решение принимается только при согласованности данных от нескольких независимых источников;

5) перспективным направлением защиты является использование блокчейн-технологий для верификации последовательности SV-сообщений и машинного обучения для детектирования аномальных паттернов в поведении *smpCnt* [10].

Заключение

Модельные эксперименты показали, что даже кратковременная (на несколько секунд) подмена данных способна вызвать ложное срабатывание дифференциальной защиты или блокировку корректного срабатывания при реальном коротком замыкании.

Выбранный подход к исследованию кибербезопасности электроэнергетических систем обладает фундаментальной значимостью, поскольку позволяет комплексно анализировать уязвимости ЦПС в контролируемых условиях, не подвергая опасности реальные энергообъекты. Моделирование атак в виртуальной среде с использованием *NS-3* и *RTDS* обеспечивает глубокое понимание механизмов воздействия на различные компоненты системы - от протоколов связи (*IEC 61850*, *MMS*, *GOOSE*, *SV*) до алгоритмов РЗА. Интеграция этих симуляторов создает уникальную возможность для детального исследования временных характеристик атак (задержки распространения, джиттер), анализа влияния на качество электроэнергии (колебания напряжения, гармонические искажения) и оценки последствий для динамики энергосистемы в целом.

Особую ценность представляет возможность моделирования сложных каскадных атак, сочетающих *ARP*-спуфинг, подмену *SV*-фреймов и инъекцию ложных *GOOSE*-сообщений, что позволяет выявить системные уязвимости, которые невозможно обнаружить при тестировании отдельных компонентов. Проведение тысяч итераций моделирования с варьированием параметров (время атаки, длительность, интенсивность) дает статистически значимые данные для разработки надежных алгоритмов обнаружения аномалий, основанных на машинном обучении и анализе временных рядов.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 25-29-00362, <https://rscf.ru/project/25-29-00362/>

Библиографический список

1. Vasavi Sivaramakrishnan A High Fidelity Real Time Cyber Power Operation Testbed for Grid Resiliency and Security // RTDS Technologies, 2023.
2. **Riley, G.F., Henderson, T.R.** The ns-3 Network Simulator // In: Modeling and Tools for Network Simulation. Springer, 2010
3. **Л. Б. Директо, В. М. Зайченко, И. Л. Майков.** Метод оптимизации нестандартных схем энергокомплексов с когенерационными установками // Изв. РАН. Энергетика. 2010. № 6. С. 121–132.
4. TeraSim: An ns-3 Extension for Terahertz Communication // ScienceDirect, 2021.
5. Использование машинного обучения и искусственных нейронных сетей для распознавания витковых замыканий в силовых трансформаторах / А.Л. Куликов, А.А. Лоскутов, А.Н. Совина // Электричество. 2022. № 10. С. 34-44. DOI 10.24160/0013-5380-2022-10-34-44
6. **Новаш, И. В.** Моделирование энергосистем и испытание устройств релейной за-

щиты в режиме реального и модельного времени // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. – 2017. – № 3. – С. 198–210.

7. **Л. Б. Директор, И. Л. Майков**, Решение задач оптимизации сложных энергетических систем, УБС, 2010, выпуск 28, 274–292

8. **Курбатов, В. А., & Бурцев, А. А.** (2018). Моделирование кибератак на критическую инфраструктуру с использованием NS3. Вестник Технологического университета, 21(3), 45-55.

9. **Семенов, Д. В.** (2020). Имитационное моделирование систем управления электроэнергетическими объектами. Москва: Издательство МГТУ им. Бауман

10. **Петров, И. Н.** (2019). Кибербезопасность в энергетике: угрозы и меры защиты. Электрические станции, 12, 34-40.

A.A. Loskutov, P.S. Pelevin, A.S. Simanov

SIMULATION OF CYBER-ATTACKS ON AN ELECTRIC POWER FACILITY IN REAL TIME

Nizhny Novgorod State Technical University named after. R.E. Alekseeva
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. In today's digital world, cybersecurity issues in the electric power industry are becoming especially important. Energy systems today are complex technological complexes closely integrated with information networks. Since energy infrastructure plays a key role in ensuring national security, its protection requires increased attention. Modern energy grid management systems are actively automated, their operation increasingly depends on software and network connection configuration. However, such digitalization also carries new risks: vulnerabilities in software, errors in equipment settings and targeted cyberattacks can lead to serious failures. The consequences of successful cyber intrusions into the energy sector can cause large-scale economic losses and disrupt social stability. The article presents an example of a spoofing attack on a digital model of an energy facility in the RTDS, demonstrating a change in transmitted data in real time.

Keywords: cybersecurity, electric power industry, modeling, cyberattacks on electric power facilities, SV communication.

The study was supported by a grant from the Russian Science Foundation No. 25-29-00362, <https://rscf.ru/project/25-29-00362/>

References

- [1] Vasavi Sivaramakrishnan A High Fidelity Real Time Cyber Power Operation Testbed for Grid Resiliency and Security // RTDS Technologies, 2023.
- [2] Riley, G. F., Henderson, T. R. The ns-3 Network Simulator // In: Modeling and Tools for Network Simulation. Springer, 2010
- [3] L. B. Direkto, V. M. Zaychenko, I. L. Maikov Method for optimizing non-standard schemes of power complexes with cogeneration units // Izvestiya. RAS. Power engineering. 2010. No. 6. P. 121–132.
- [4] TeraSim: An ns-3 Extension for Terahertz Communication // ScienceDirect, 2021.
- [5] Using Machine Learning and Artificial Neural Networks to Recognize Turn-to-Turn Short Circuits in Power Transformers / A.L. Kulikov, A.A. Loskutov, A.N. Sovina // Electricity. 2022. No. 10. P. 34–44. DOI 10.24160/0013-5380-2022-10-34-44
- [6] Novash, I. V. Modeling of power systems and testing of relay protection devices in real and simulated time // Power engineering. News of higher educational institutions and energy associations of the CIS. - 2017. - No. 3. - P. 198-210.
- [7] L. B. Director, I. L. Maikov, Solving Optimization Problems for Complex Energy Systems, UBS, 2010, Issue 28, 274–292
- [8] Kurbatov, V. A., & Burtsev, A. A. (2018). Modeling Cyberattacks on Critical Infrastructure Using NS3. Bulletin of the Technological University, 21(3), 45–55.
- [9] Semenov, D. V. (2020). Simulation Modeling of Control Systems for Electric Power Facilities. Moscow: Bauman Moscow State Technical University Publishing House.
- [10] Petrov, I. N. (2019). Cybersecurity in the Energy Sector: Threats and Protective Measures. Electric Power Stations, 12, 34–40.

А.А. Лоскутов, А.С. Симанов

МЕТОДИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРОКОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. Современная промышленность сталкивается с множеством вызовов, среди которых особое место занимает проблема качества электроэнергии. В условиях растущих требований к надежности и эффективности работы оборудования, а также необходимости соблюдения экологических норм, активные и пассивные фильтры гармоник становятся важным инструментом для повышения энергоэффективности и устойчивости работы промышленных предприятий. В статье представлен анализ результатов инструментального анализа функционирования схем электроснабжения предприятий аграрной отрасли с установленной мощностью 7-15 МВА с собственными объектами генерации. Для таких предприятий характерно высокое потребление реактивной мощности, наличие спонтанных токов высших гармоник, что приводит к выходу из строя устройств компенсации реактивной мощности. Рассмотрены методы решения проблем для стабилизации параметров качества напряжения и электрической энергии. Проведено имитационное моделирование электромагнитных переходных процессов при работе фильтрокомпенсирующих устройств на фрагменте системы электроснабжения.

Ключевые слова: пассивные и активные фильтры гармоник, компенсация гармоник, качество электроэнергии, эффективность электроснабжения.

Современные промышленные предприятия часто строятся по модульному принципу с компактным размещением оборудования в одном или нескольких зданиях. Их электрическая мощность обычно составляет 5-10 МВА. К таким объектам относятся агрокомплексы, заводы, логистические центры и торгово-развлекательные комплексы. Питание осуществляется от подстанций 110/35/10/6 кВ или распределительных пунктов 35/10/6 кВ, иногда с собственной генерацией (3-7,5 МВА).

Основная нагрузка — преобразователи (частоты, напряжения и т. д.), доля которых может достигать 80 % от общей мощности. Реактивная мощность составляет 50-70 %, что требует компенсации. В модульных предприятиях используются встроенные трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ (630-2500 кВА) и короткие сети 0,4 кВ.

В таких сетях отклонения по ПКЭ (ГОСТ 32144-2013) обычно незначительны. Однако возникают проблемы из-за высших гармоник и резонансов, особенно в компенсирующих устройствах. Некоторые предприятия снижают затраты за счет собственной генерации (6-10 кВ), что стабилизирует напряжение, но может приводить к его завышению на шинах 0,4 кВ.

В статье исследуются особенности электроснабжения промышленных объектов, представлены результаты энергоаудита и замеров ПКЭ на одном из предприятий. Рассмотрены особенности проектирования и выбора фильтров гармоник совместно с устройствами компенсации реактивной мощности (КРМ). Разработана *Matlab*-модель фрагмента системы электроснабжения (СЭС) с нелинейными нагрузками для анализа переходных процессов при работе пассивных и активных фильтров гармоник.

Анализ суммарных коэффициентов гармонических составляющих на промышленном предприятии

При проведении замеров качества электроэнергии по ГОСТ 32144-2013 [1] на промышленных предприятиях было обнаружено значительное искажение формы тока и напряжения на распределительных устройствах (РУ) 0,4 кВ цеховых ТП. Измерения выполнялись в 10 точках сети с помощью анализаторов ПКЭ. Натурные замеры выявили ряд проблем:

- преобразователи частоты искажают токи, вызывая спонтанные резонансы при наличии емкостных элементов;
- гармоники, кратные трем, увеличивают ток в нулевом проводе, требуя его завышенного сечения;
- высшие гармоники (ВГ) приводят к перегреву и повреждению конденсаторов КРМ.
- высокое потребление реактивной мощности снижает эффективность использования трансформаторов, увеличивает потери и иногда требует повышения напряжения на питающих подстанциях.

На практике ВГ также вызывают отказы электролитических конденсаторов в выпрямителях частотных преобразователей. На рис. 2 и 3 приведены диаграммы суммарных коэффициентов гармонических составляющих напряжения (K_U) и тока (K_I) в сетях 0,4 кВ снятые анализатором ПКЭ за двое суток на одной из ТП.

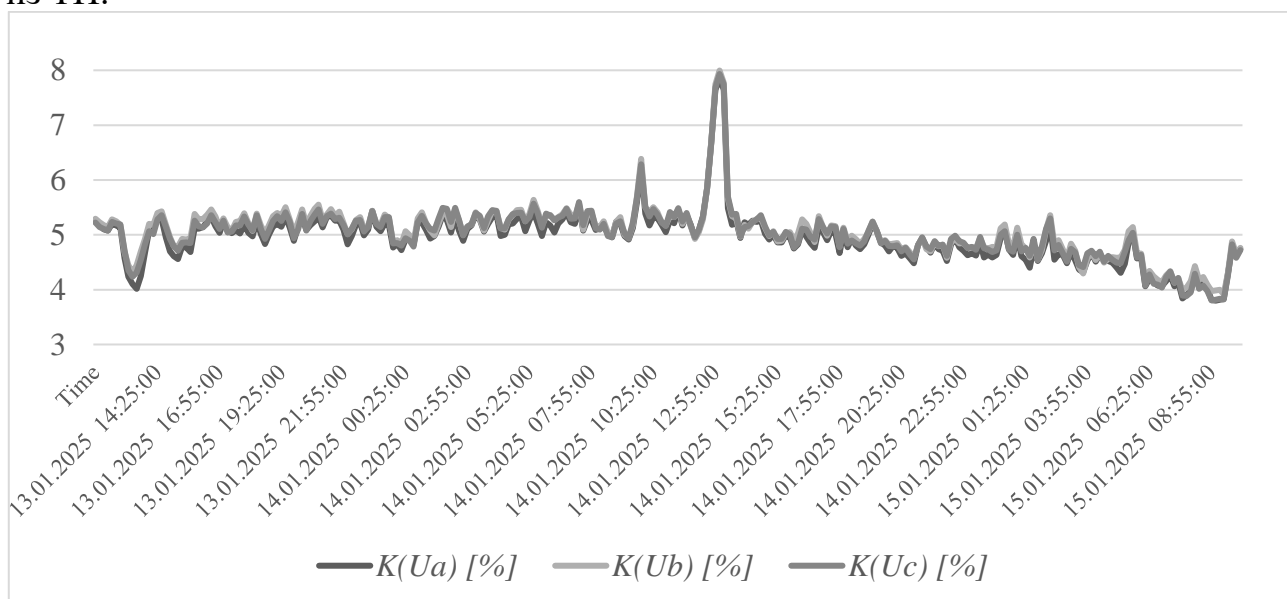


Рис. 1. Диаграмма суммарного коэффициента гармоник K_U для фазных напряжений в сети 0,4 кВ

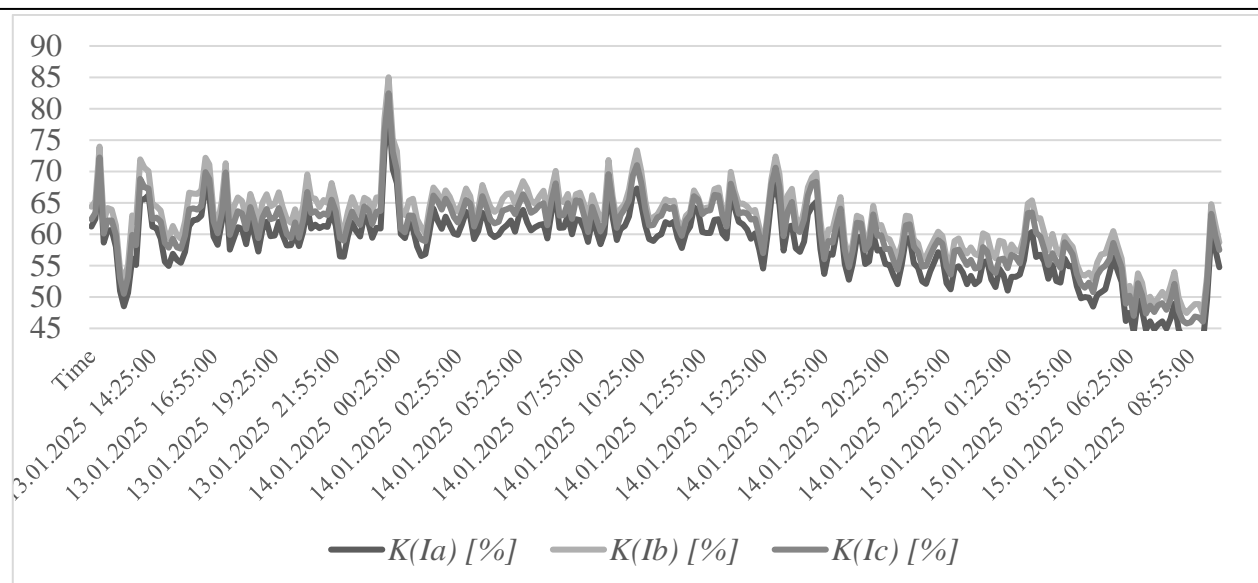


Рис. 2. Диаграмма суммарного коэффициента гармоник K_T для токов в фазах в сети 0,4 кВ

Анализ графиков на рис. 1 и 2 показывает существенный дисбаланс между показателями качества напряжения и тока: при допустимом уровне нелинейных искажений напряжения ($K_U < 5,5\%$), коэффициент гармоник тока достигает 70 % (табл. 1). Такое значительное загрязнение сети гармониками (преимущественно 3-й, 5-й, 7-й, 11-й и 13-й порядков) создает серьезные эксплуатационные риски: во-первых, персонал вынужден отключать установки КРМ из-за опасности повреждения конденсаторов, во-вторых, наблюдается перегрев и разрушение нулевых проводников с последующими фазными перенапряжениями.

Таблица 1

Суммарные коэффициенты гармонических составляющих по току

Место замера	Усредненные коэффициенты гармонических составляющих тока					
	$Har(I_A3),\%$	$Har(I_A5),\%$	$Har(I_A7),\%$	$Har(I_A11),\%$	$Har(I_A13),\%$	$K_T(A),\%$
ТП, 1600 кВА, РУ-0,4 кВ	39,37	22,25	16,42	9,46	7,19	61,72

Методы компенсации высших гармоник в СЭС промышленных предприятий

В мировой практике используются пассивные и активные фильтры в сочетании со средствами КРМ.

Пассивные фильтры эффективно снижают уровень гармоник и улучшают работу компенсирующих устройств при стабильном спектре искажений. Активные фильтры целесообразны при динамически изменяющихся гармонических составляющих, несмотря на более высокую стоимость. Правильный выбор фильтрокомпенсирующих устройств (ФКУ) позволяет стабилизировать параметры сети и повысить энергоэффективность.

Пассивные фильтры. Одним из ключевых параметров пассивных фильтров выступает добротность [2]:

$$D_{\phi} \approx X_n / R, \quad (1)$$

где X_n – индуктивное сопротивление фильтра при резонансе; R – активное сопротивление фильтра.

Добротность влияет на точность настройки фильтра. Высокодобротные фильтры (30-60) точно настроены на определённую низкую гармонику (например, пятую). В то же время фильтры с низкой добротностью (≤ 5) обладают малым сопротивлением в широком частотном диапазоне. Исходя из значения добротности, пассивные шунтирующие фильтры классифицируются на: узкополосные (настроенные) – точно настроены на определённую частоту; широкополосные (гасящие) – подавляют помехи в широком диапазоне.

Узкополосный фильтр предназначен для одной частоты, представляет собой последовательную RLC цепочку, настроенную на частоту одной гармоники. Комплексное сопротивление такого фильтра

$$Z = R + j(\omega L - \frac{1}{\omega C}). \quad (2)$$

На резонансной частоте происходит уменьшение до чисто активного сопротивления R , причем, чем меньше R , тем выше добротность фильтра.

Широкополосные фильтры менее чувствительны к температурным колебаниям, отклонениям частоты, производственным допускам компонентов и потерям в емкостных элементах, а также обеспечивают низкое сопротивление для широкого спектра гармоник без необходимости разделения на параллельные ветви, что упрощает эксплуатацию. Их применение особенно удобно при риске резонансных явлений, возникающих при использовании настроенных фильтров на гармониках ниже или между их рабочими частотами.

Однако у таких фильтров есть недостатки: для достижения сопоставимого уровня фильтрации требуется более высокая мощность, хотя обычно их эффективность сохраняется в диапазоне, необходимом для коррекции коэффициента мощности. Кроме того, они характеризуются повышенными потерями в резистивных и реактивных элементах.

Существует четыре типа широкополосных фильтров: первого, второго, третьего порядков и C -типа (рис. 3). Фильтры первого порядка применяются редко из-за необходимости в конденсаторах большой мощности и значительных потерь на основной частоте. Фильтры второго порядка удобны в эксплуатации, но уступают фильтрам третьего порядка по уровню потерь на основной частоте, которые в последних снижены благодаря дополнительному конденсатору, увеличивающему полное сопротивление. C -типа занимает положение между фильтрами второго и третьего порядков. Основным его преимуществом является существенно меньшие потери на основной частоте из-за того, что на этой частоте C_2 и L настроены последовательно.

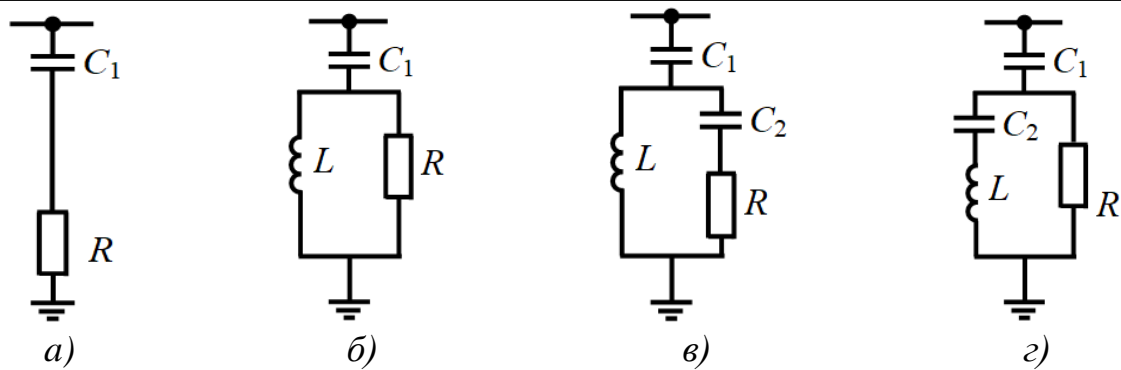


Рис. 3. Типы широкополосных фильтров:

a – первого порядка, b – второго порядка, $в$ – третьего порядка, $г$ – C -типа

Пассивные фильтры имеют следующий недостаток – неуправляемость параметров в процессе эксплуатации, что в ряде случаев может приводить к перегрузке КБ, поэтому их применение целесообразно в тех СЭС, где не требуется полная компенсация ВГ и нагрузка электроприемников носит спокойный характер.

Активные фильтры (АФ). Учитывая недостатки пассивных фильтров, в последние годы возник большой интерес к активным фильтрам высших гармоник. Активный фильтр (рис. 4) является источником тока, в общем случае может генерировать реактивный ток первой гармоники нагрузки и токи высших гармоник. Устройство управления с передаточной функцией $G(j\omega)$ и коэффициентом управления K_1 обеспечивает формирование управляющих сигналов (токов или напряжений) согласно алгоритму, позволяющему устройству АФ генерировать ток, компенсирующий реактивные составляющие тока нелинейного потребителя [3-5].

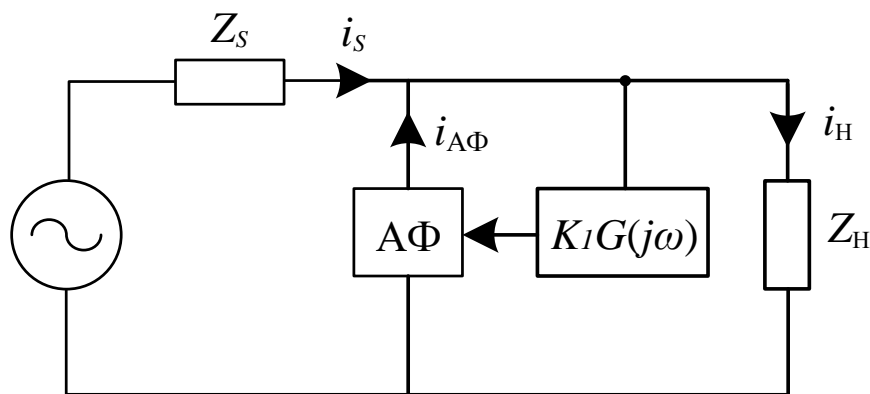


Рис. 4. Структурная схема включения активного фильтра

Активные фильтры гармоник делятся на несколько типов, каждый из которых имеет свои особенности конструкции и принципа работы. Основными категориями являются: параллельные, последовательные и комбинированные активные фильтры (рис.5).

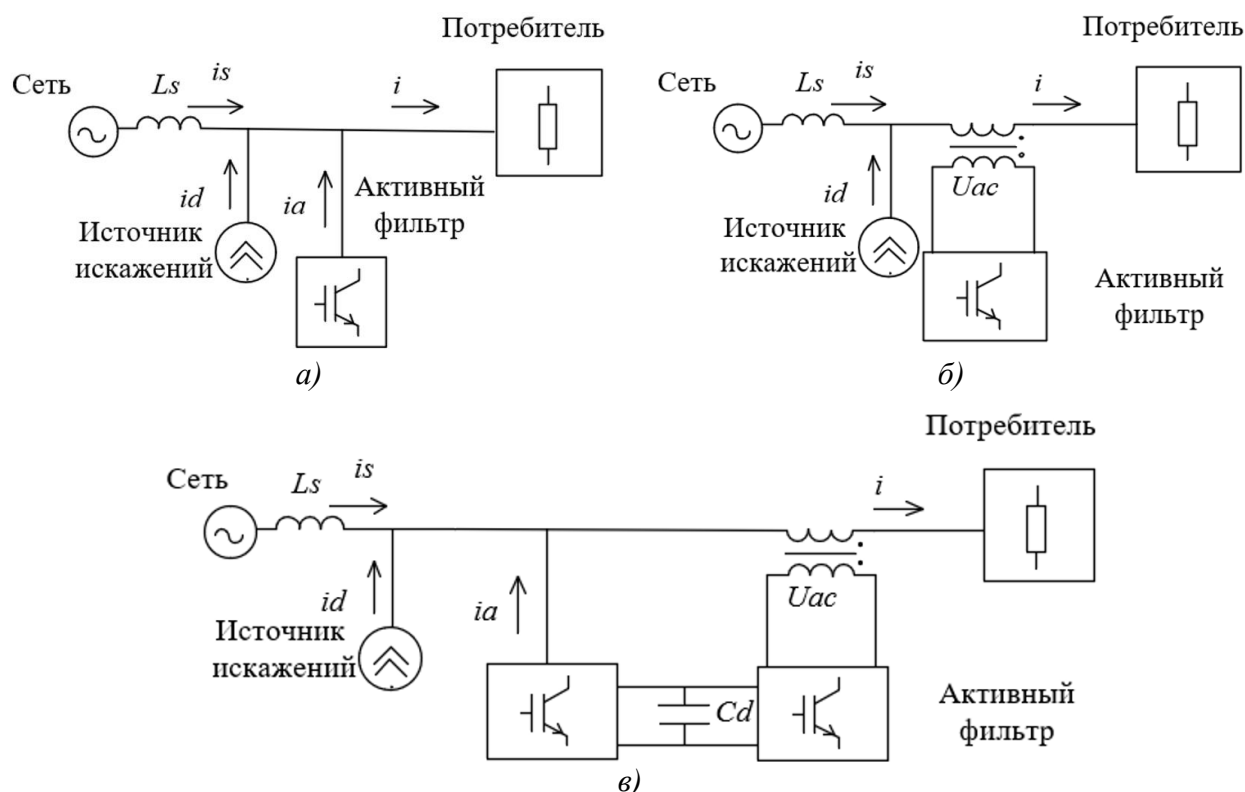


Рис. 5. Подключение параллельного (а), последовательного (б) параллельно-последовательного (в) активного фильтра

На рис. 5: L_s – индуктивность сети; i_s – ток сети; i_d – ток источника искажений; i_a – ток активного фильтра; U_{ac} – напряжение активного фильтра; i – ток фильтруемого присоединения; C_d – емкость на стороне постоянного тока активного фильтра.

Параллельные активные фильтры подключаются к электрической сети параллельно с нагрузкой. Их основная функция заключается в компенсации реактивной мощности и фильтрации гармоник, возникших из-за нелинейных нагрузок. Устройство анализирует состояние сети в реальном времени и создает токовую коррекцию, нейтрализуя гармоники. Основные компоненты включают в себя инвертор, который генерирует необходимые сигналы, и датчики, фиксирующие параметры сети.

Последовательные активные фильтры функционируют, подключаясь последовательно с нагрузкой. Они формируют волновую форму, которая противодействует эффекту гармоник, создавая антирезонанс в системе. Данный метод позволяет более точно контролировать гармонические искажения, однако он может вызывать некоторые параметры в сети, которые необходимо учитывать при проектировании. Эти фильтры часто используются в системах, где присутствуют значительные гармонические искажения [6-7].

Комбинированные активные фильтры используют функции как параллельного, так и последовательного фильтров. Они обеспечивают комплексное решение, если требуется устранить большие гармонические искажения и компенсировать реактивную мощность в одной и той же системе. Такой подход позволяет

достигать высокой эффективности, но и стоимость таких решений обычно выше, так как требуется большее количество компонентов и сложное управление.

Особенности проектирования и выбора ФКУ

Выбор типа фильтра зависит от характеристик сети и требований к качеству электроэнергии. Параметры, такие как уровень гармоник, реактивная мощность, а также существующее оборудование на предприятии, оказывают влияние на решение.

Ввиду стабильного характера нагрузок и, как следствие, возникающих высших гармоник, оптимальным решением является выбор пассивных фильтров, ввиду значительной экономии по сравнению с активными.

При выборе фильтрующих устройств необходимо соблюдать несколько ключевых принципов. Во-первых, резонансные частоты фильтров следует устанавливать на 2-4 % ниже частот целевых гармоник, что обеспечивает стабильность работы при возможном снижении ёмкости конденсаторов из-за старения или отклонений сетевой частоты. Во-вторых, для защиты конденсаторных батарей применяют групповую схему с индивидуальными предохранителями на каждую секцию, что минимизирует изменение суммарной ёмкости при срабатывании защиты. В-третьих, точная настройка фильтра требует предварительного расчёта резонансной частоты контура, образованного ёмкостью компенсирующего устройства и индуктивностью сети в точке подключения, которая определяется по стандартной методике в относительных единицах.

$$f_p = \sqrt{\frac{S_{кз}}{Q_{кб}}}, \quad (3)$$

где $Q_{кб}$ – ёмкость конденсаторных батарей, которые предполагается установить в данной точке электрической сети; $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания в точке подключения КБ. Из выражения (3) можно определить предельные мощности $Q_{пр}$, которые могут вызвать резонанс.

$$Q_{пр} = \frac{S_{кз}}{f_p^2}. \quad (4)$$

Предельные мощности КБ для напряжения 0,4 кВ, определенные по выражению (4) представлены в табл. 2.

Таблица 2

Предельные мощности конденсаторных батарей, при которых возможен резонанс на определенных частотах

Напряжение, кВ	Пределы мощности короткого замыкания $S_{кз}$, МВ·А	Резонансная частота f_p , отн. ед.	Пределы мощности КБ $Q_{пр}$, МВар
0,4	5-20	2	1,25-5
		3	0,555-2,22
		5	0,2-0,8
		7	0,1-0,41
		11	0,04-0,165

Для проектирования фильтрующих устройств требуется следующий исходный набор параметров: номинальное напряжение сети установки; гармони-

ческий состав токов нелинейных нагрузок или их номинальная мощность; нормативные требования к коэффициенту мощности ($\text{tg}\varphi$) в точке подключения; параметры токов короткого замыкания; допустимые значения суммарного коэффициента гармонических составляющих напряжения (K_U); требования к уровню изоляции; условия эксплуатации (наружная/внутренняя установка).

Выбор пассивных фильтров. Расчет мощности КБ для пассивного фильтра выполняется по выражению:

$$Q_{\text{КБФ}} \geq 1,2 K_{\text{СХ}} U_{\text{КБ.НОМ}} I_{\Sigma ni}, \quad (5)$$

где $K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы соединения КБ ($K_{\text{СХ}}=3$ при соединении КБ в звезду, $K_{\text{СХ}}=\sqrt{3}$ при соединении КБ в треугольник); $I_{\Sigma ni}$ – суммарное действующее значение гармоник тока, протекающих через фильтр n_p – гармоники.

В случае комбинированных устройств (КРМ и фильтрация) выполняется дополнительная проверка по условию

$$Q_{\text{КБФ}} \geq Q_{\text{КУ}}, \quad (6)$$

где $Q_{\text{КУ}}$ – необходимая мощность КБ по условию КРМ.

При невыполнении условия (6) принимается $Q_{\text{КБФ}}=Q_{\text{КУ}}$. При значительном превышении $Q_{\text{КБФ}}$ над $Q_{\text{КУ}}$ рекомендуется перенастройка фильтра на гармонику порядка, определяемого выражением:

$$n_p \leq \frac{Q_{\text{КУ}}}{Q_{\text{КБФ}}} n_{\min}. \quad (7)$$

Параметры настроенного фильтра рассчитываются по выражениям:

$$C_{\Phi} = \frac{n^2 - 1}{n^2} \frac{Q_{\text{КБФ}}}{\omega U^2}; \quad (8)$$

$$L_{\Phi} = \frac{1}{\omega^2 C_{\Phi}}; \quad (9)$$

$$X_{\Phi n} = \omega_n L_{\Phi}, \quad (10)$$

где n – номер гармоники настроенного фильтра; ω – угловая частота основной (первой) гармоник; U – действующее значение номинального напряжения сети; ω_n – угловая частота резонансной гармоники; L_{Φ} , C_{Φ} – индуктивность и емкость фильтра соответственно.

Выбор активных фильтров. Для определения требуемой мощности АФ необходимо учитывать следующие ключевые параметры: номинальное напряжение сети в точке подключения; действующее значение компенсируемого тока ($I_{\Sigma n}$); амплитудное значение тока ($I_{a\Sigma n}$); скорость изменения тока (di/dt); суммарное значение гармоник, кратных трем (для трехфазных четырехпроводных систем).

В условиях несинусоидальности напряжения и тока реактивная мощность (Q) в электрической системе складывается из двух компонентов [8]:

$$Q = \sqrt{Q_1^2 + D^2}, \quad (11)$$

где Q_1 – основная реактивная мощность, обусловленная реактивным током первой гармоники, D – реактивная мощность искажения, определяемая синусоидальными напряжением и ВГ тока.

Мощность АФ только для компенсации токов ВГ:

$$D = \sqrt{3} U_1 I_{\Sigma n} \quad (12)$$

Мощность АФ для КРМ и мощности искажения определяется по (12), где

$$Q_1 = \sqrt{3} U_1 I_1 \sin \varphi_1, \quad (13)$$

а D определяется по выражению (12).

Значение $I_{\Sigma n}$ определяются по выражению:

$$I_{\Sigma n} = \sqrt{\sum_{n_h}^{n_b} I_{ni}^2} \quad (14)$$

Работа АФ основана на принципе работы корректора коэффициента мощности, компенсирующего искажения формы тока нагрузки до синусоидальной формы.

Особенности моделирования СЭС промышленного предприятия в Matlab/Simulink

Модель СЭС промышленного предприятия построена с использованием библиотек *Simscape Electrical*. В качестве питающей линии используется имитационная модель энергосистема с базисным напряжением 35 кВ. Реализованы имитационные модели трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ (рис. 6).

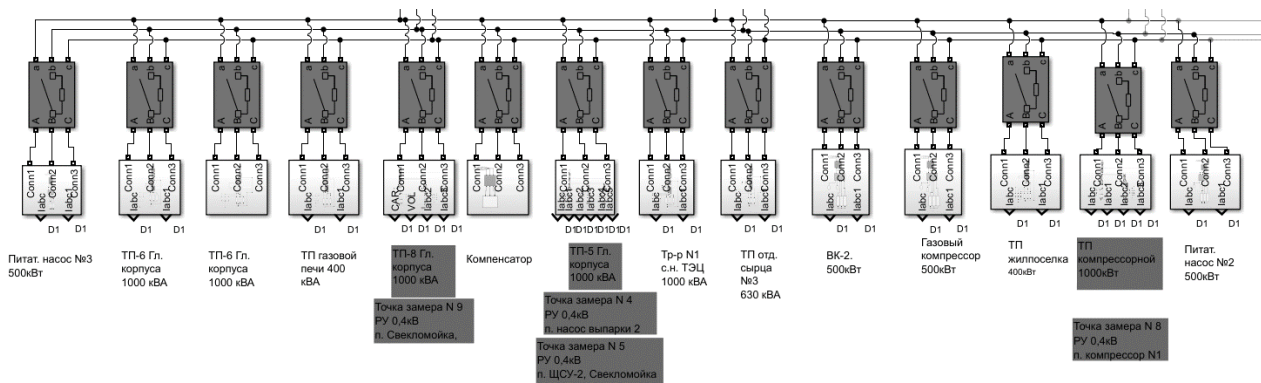


Рис.6. Имитационные модели трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ

Для исследования электромагнитных переходных процессов и проверки предложенных методов совершенствования качества электроснабжения промышленных объектов была создана детальная модель участка сети. Моделирование выполнено для цеховой трансформаторной подстанции номинальной мощностью 1600 кВА. В модели реализована комплексная нелинейная нагрузка, генерирующая гармонические составляющие (рис. 7). Схема представляет собой типовой шунтовой активный гармонический фильтр (АГФ) на основе IGBT-инвертора с последовательной катушкой индуктивности на стороне переменного тока и конденсатором на стороне постоянного тока. Нагрузка включает два ди-

одных выпрямителя с фазовым сдвигом 30 градусов. Выпрямитель, подключенный по схеме «треугольник- Y », активируется через 10 циклов, что переводит систему с 6-пульсного режима на 12-пульсный.

АГФ использует систему фазовой автоподстройки частоты (ФАПЧ) для формирования опорного синусоидального тока, синхронизированного по фазе и амплитуде с током нагрузки. Разница между током нагрузки и опорным сигналом компенсируется *IGBT*-мостом за счёт гистерезисного управления. Цель АГФ – минимизировать эту ошибку, подавая корректирующий ток в точку общего подключения для максимального приближения тока источника к опорному значению.

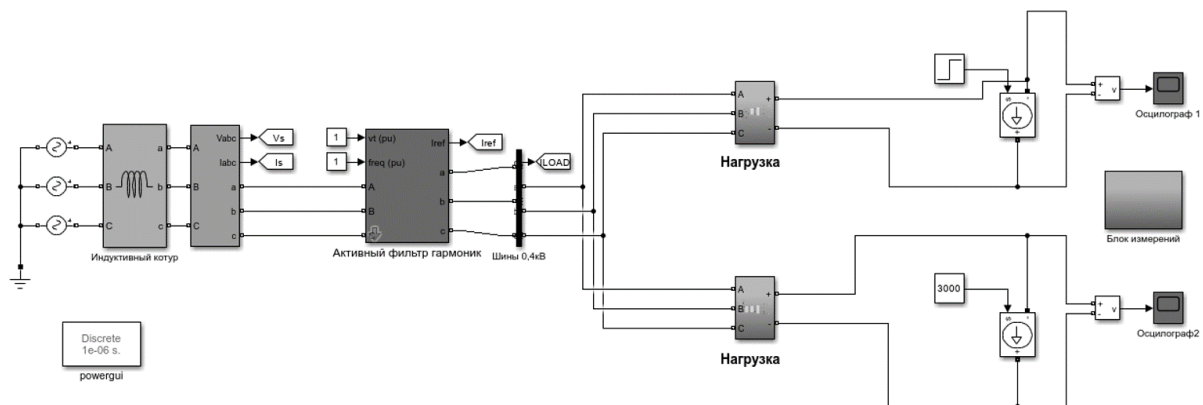


Рис.7. Matlab-модель фрагмента СЭС промышленного предприятия с нелинейной нагрузкой и фильтрокомпенсирующим устройством

При моделировании были зафиксированы осциллограммы токов на нагрузке, которые затем подверглись спектральному анализу с помощью *FFT*-анализатора в *Matlab* для количественной оценки гармонических искажений. Результаты, представленные на рис. 8 в виде гистограммы спектра тока фазы А с указанием общего коэффициента нелинейных искажений, демонстрируют хорошую корреляцию с экспериментальными данными из табл. 1, выявляя наличие гармонических составляющих 3, 5, 7, 11, 13 порядков в обоих сигналах.

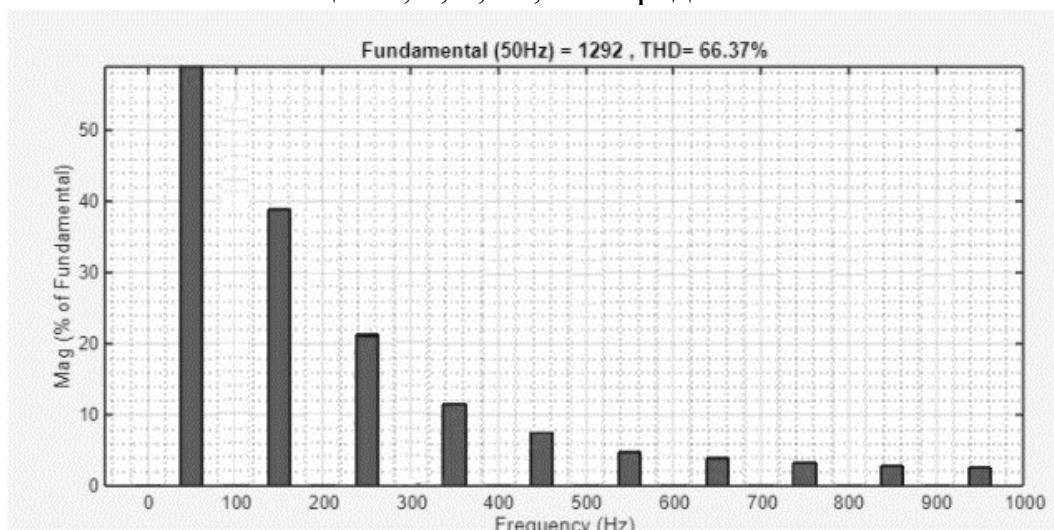


Рис.8. Фурье-анализ сигнала тока (фаза А) без компенсации ВГ

В ходе моделирования поэтапно происходило изменение величины нагрузки. Анализ осциллограмм из точки контроля показал, что исходные сигналы характеризовались значительными искажениями (синяя линия), которые под действием фильтра существенно уменьшились (красная синусоида) благодаря нейтрализации низкочастотных гармоник (рис. 9). Также были проанализированы токи, которые создавал активный фильтр для компенсации возмущений.

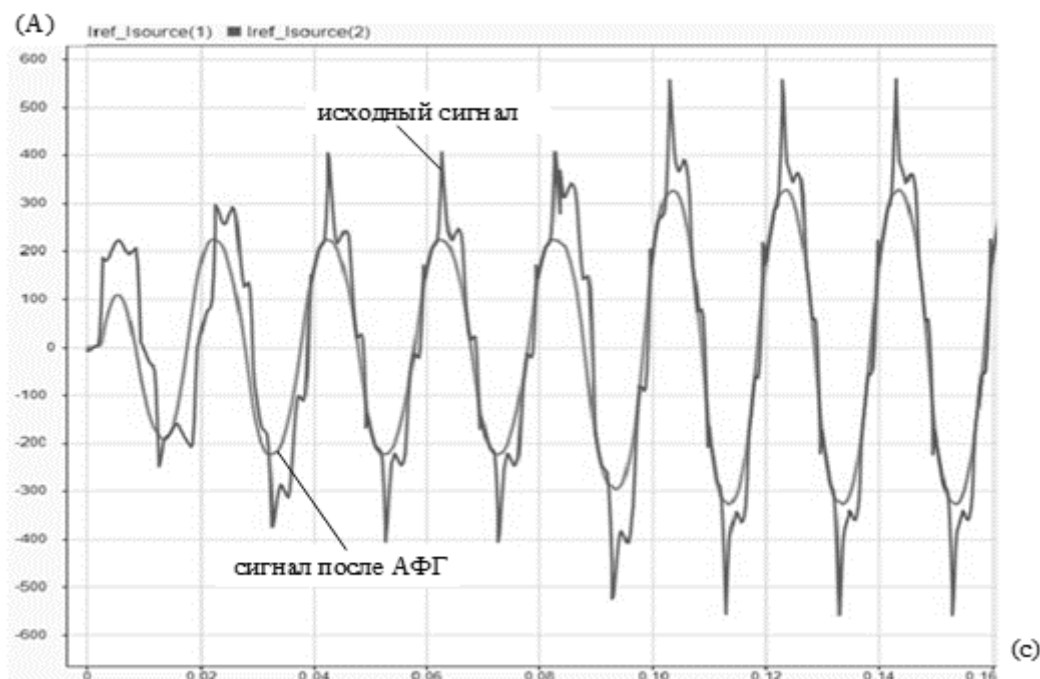


Рис.9. Осциллограммы тока в фазе А модельного эксперимента в точке замера

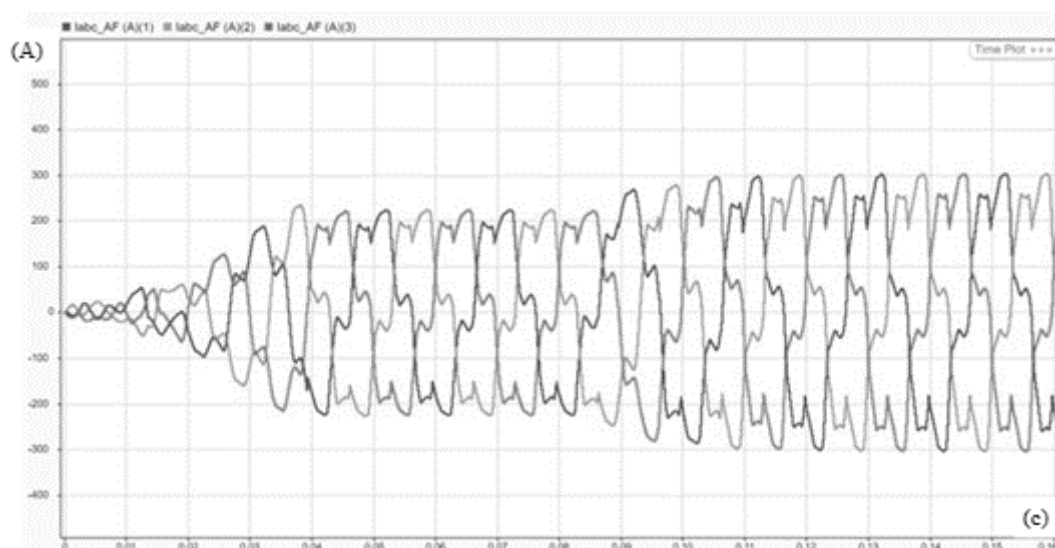


Рис.10. Осциллограммы компенсирующего тока от АФГ

Применение фильтрующих устройств позволило эффективно подавить гармонические искажения. Спектральный анализ тока фазы А после фильтрации

демонстрирует резкое уменьшение гармонических составляющих, что подтверждается снижением коэффициента нелинейных искажений с 66,37 % до 6,93 %, свидетельствуя о высокой эффективности применённых компенсирующих устройств.

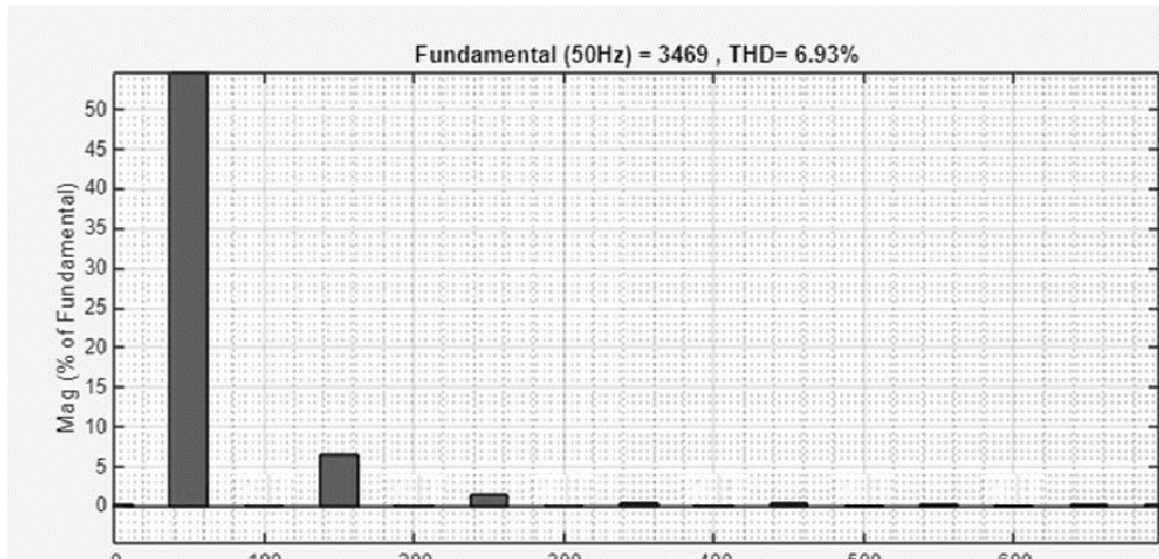


Рис.11. Фурье-анализ сигнала тока (фаза А) после компенсации ВГ

Заключение

В условиях динамично изменяющейся нагрузки и переменного гармонического состава предпочтение следует отдавать активным фильтрам, несмотря на их более высокую стоимость. Особое внимание должно уделяться выбору точек подключения фильтрокомпенсирующих устройств для обеспечения максимальной эффективности их работы. Моделирование электромагнитных процессов в специализированных программных комплексах позволяет оптимизировать параметры фильтров и избежать резонансных явлений. Важным методическим аспектом является разработка алгоритмов адаптивного управления для систем с переменной нагрузкой. Реализация предложенных методик позволяет существенно улучшить качество электроэнергии и повысить энергоэффективность промышленных предприятий. Внедрение фильтрокомпенсирующих устройств должно сопровождаться системой мониторинга для оперативного контроля их эффективности и своевременной корректировки параметров.

Исследование выполнено в рамках государственного задания в сфере научной деятельности (тема №FSWE-2025-0001).

Библиографический список

1. Аррилага, Дж. Гармоники в электрических системах / Дж. Аррилага, Д. Брэдли, П. Боджер.: пер.с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
2. Асташев, М.Г. Компенсация реактивной мощности в условиях искажения токов и напряжений / М. Г. Асташев, А.Б. Лоскутов А.А. Лоскутов, Р.Н. Красноперов // Электричество. 2025. № 8. –С. 22-38.

-
3. **Розанов, Ю. К.** Силовая электроника: учебник для вузов/ Ю. К. Розанов, М. В. Рябчицкий, А.А. Кваснюк. Изд. 2-е. – М.: Издательский дом МЭИ, 2009. – 632 с.
 4. **Akagi H.** Active harmonic filters. Proceedings of the IEEE. – 2005. – Vol. 93, No. 12. – pp. 2128- 2141.
 5. **Singh B., Al-Haddad K., Chandra A.** A review of active filters for power quality improvement. – IEEE trans. on industrial electronics. – 1999. – Vol. 46, No P. 960-971.
 6. Адаптивные фильтры: Пер. с англ. / Под ред. К. Ф.Н. Коуэна, П.М. Гранта. – М.: Мир, 1988. – 392 с.: ил.
 7. **Luo S., Hou Z.** An adaptive detecting method for harmonic and reactive currents. – IEEE trans. on industrial electronics, Vol. 42, No 1, 1995, pp. 85-89.
 8. **Уидроу Б., Стирнз С.** Адаптивная обработка сигналов: Пер. с англ. – М.: Радио и связь, 2006. – 856 с.: ил.

A.A. Loskutov, A.S. Simanov

METHODOLOGICAL ASPECTS OF USING FILTER COMPENSATING DEVICES IN POWER SUPPLY SYSTEMS OF INDUSTRIAL ENTERPRISES

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia¹

Abstract. Modern industry faces many challenges, among which the problem of electric power quality occupies a special place. In the context of growing requirements for reliability and efficiency of equipment, as well as the need to comply with environmental standards, active and passive harmonic filters are becoming an important tool for improving energy efficiency and sustainability of industrial enterprises. The article presents an analysis of the results of instrumental analysis of the functioning of power supply circuits of agricultural enterprises with an installed capacity of 7 - 15 MVA with their own generation facilities. Such enterprises are characterized by high consumption of reactive power, the presence of spontaneous currents of higher harmonics, which leads to the failure of reactive power compensation devices. Methods for solving problems for stabilizing the parameters of voltage and electrical energy quality are considered. Simulation modeling of electromagnetic transient processes during the operation of filter compensating devices on a fragment of the power supply system is carried out.

Key words: active harmonic filters, harmonic compensation, power quality, power supply efficiency.

This research was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (state task No. FSWE-2025-0001).

References

- [1] Arrillaga, J. Harmonics in Electrical Systems / J. Arrillaga, D. Bradley, P. Bodger.: trans. from English. – Moscow: Energoatomizdat, 1990.
- [2] Асташев, М.Г. Компенсация реактивной мощности в условиях искажения токов и напряжений / М. Г. Асташев, А.Б. Лоскутов А.А. Лоскутов, Р.Н. Красноперов // Электричество. 2025. № 8. –С. 22-38.
- [3] Rozanov, Yu. K. Power Electronics: textbook for universities / Yu. K. Rozanov, M. V. Ryabchitsky, A. A. Kvasnyuk. 2nd ed. – Moscow: MPEI Publishing House, 2009. – 632 p.
- [4] Akagi H. Active harmonic filters. Proceedings of the IEEE. – 2005. – Vol. 93, No. 12. – pp. 2128- 2141.
- [5] Singh B., Al-Haddad K., Chandra A. A review of active filters for power quality improvement. – IEEE trans. on industrial electronics. – 1999. – Vol. 46, No P. 960-971.
- [6] Adaptive filters: Trans. from English / Ed. by K. F. N. Cowan, P. M. Grant. – Moscow: Mir, 1988. – 392 p.: ill.
- [7] Luo S., Hou Z. An adaptive detecting method for harmonic and reactive currents. – IEEE trans. on industrial electronics, Vol. 42, No 1, 1995, pp. 85-89.
- [8] Widrow B., Stearns S. Adaptive signal processing: Trans. from English. – Moscow: Radio i svyaz, 2006. – 856 p.: ill.

Е.Н. Соснина, Р.Ш. Бедретдинов, А.В. Иванов

РАЗРАБОТКА ПРОЕКТНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕМЕНТА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА ПРИМЕРЕ ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. Статья посвящена проектированию электротехнических комплексов (ЭТК) интеллектуальной электрической сети (ИЭС). Централизованно-распределенный характер ИЭС наряду со свойствами киберфизической системы требуют разработки новых подходов к проектированию ее элементов. На этапе разработки эскизного проекта ЭТК ИЭС авторами предлагается использовать проектную систему, предназначенную для автоматизированного выбора оптимального варианта. Дано определение проектной системы и описана цель ее применения. Показана связь между критериями поиска оптимального решения и факторами, влияющими на выбор варианта. Применение проектной системы рассмотрено на примере выбора электрической схемы цифровой подстанции 10/0,4 кВ.

Ключевые слова: интеллектуальная электрическая сеть, электротехнический комплекс, проектная система, цифровая подстанция.

Объем потребления электроэнергии растет как во всем мире, так и в России. К 2042 г. принятые решения по развитию ЕЭС России позволят увеличить производство электроэнергии на 27 % [1]. При этом планируемый объем электроэнергии достигается как увеличением генерирующих мощностей (экстенсивный путь), так и внедрением новых интеллектуальных и цифровых технологий (интенсивный путь). Указом Президента РФ [2] высокоэффективные системы распределения электроэнергии отнесены к «важнейшим наукоемким технологиям». В [3] отмечена необходимость модернизации технического состояния распределительного электросетевого комплекса за счет внедрения цифровых технологий и автоматизированных систем управления.

Цифровые технологии являются основой интеллектуальных электрических сетей (ИЭС). Отличиями ИЭС от традиционной электрической сети являются централизованно-распределенный характер и наличие свойств киберфизической системы. Первая особенность заключается в подключении объектов распределенной генерации (РГ) и управляемых устройств на базе силовой электроники. Вторая – в использовании цифровизации в качестве базы для объединения подсистем (технологических, управляющих, организационных и др.). Усложнение конфигурации энергосистемы в целом ведет к появлению новых неопределенностей [4] и делает актуальной задачу пересмотра процесса проектирования элементов электрических сетей нового поколения.

Функционирование в сети РГ и устройств на базе силовой электроники ведет к искажению синусоиды напряжения (появлению высших гармонических и интергармонических составляющих). Существующие методики проектирования это не учитывают (определяется и учитывается несинусоидальность напряжения и тока нагрузки, а не элементов сети), что при эксплуатации оборудования ЭТК ИЭС может привести к увеличению аварий. Ярким примером негативного влияния несинусоидальности напряжения является перегрузка по току конденсаторов (высшие гармоники – причина выхода из строя более 70 % конденсаторов в электрических сетях промышленных предприятий [5]). Очевидно, что вместе с ростом потребления электроэнергии количество конденсаторных батарей будет увеличиваться (рис. 1), а соответственно будет увеличиваться и число «уязвимых» точек в электрической сети.

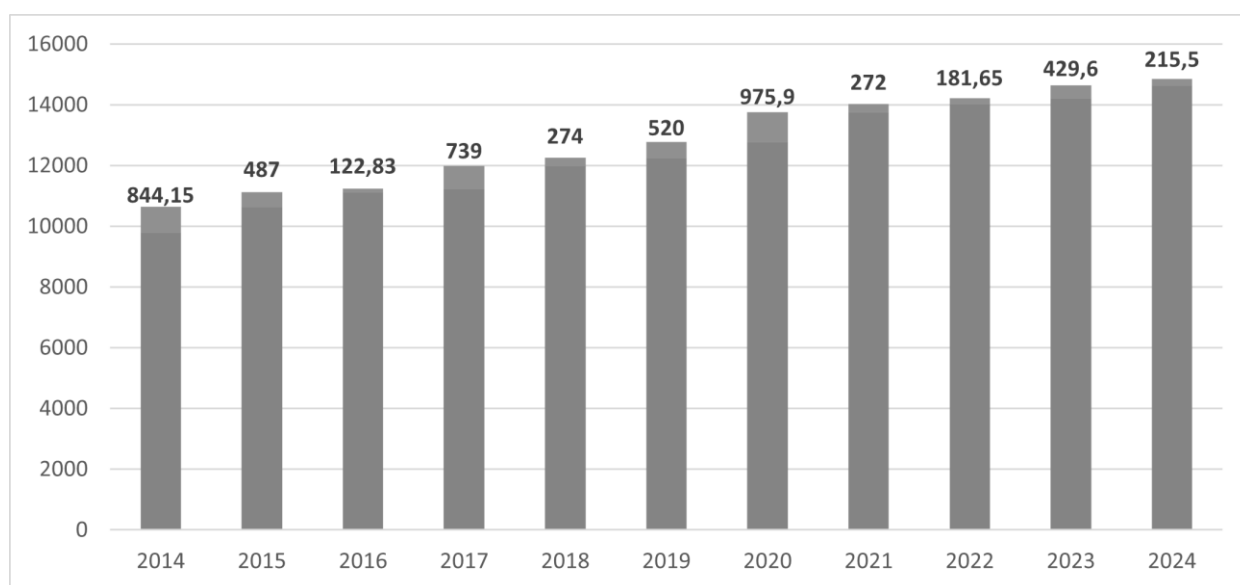


Рис. 1. Ввод конденсаторных батарей 35–500 кВ по годам (номинальная мощность, МВар)

Цифровизация обусловила появление нового вида ЭТК в сети – высокоавтоматизированной электрической подстанции (ПС), называемой цифровой подстанцией¹. Это автоматизированная ПС, оснащенная взаимодействующими в режиме единого времени цифровыми информационными и управляющими системами и функционирующая без присутствия постоянного дежурного персонала [6]. Следствием является появление новых задач, встающих при проектировании ЭТК ИЭС. Проведен сравнительный анализ задач, решаемых при проектировании ЭТК на примере ПС традиционной сети и цифровой ПС ИЭС, результаты которого сведены в табл. 1.

¹ Согласно письму Минэнерго от 12.11.2021 № 05-5753 использование термина «цифровая подстанция» не несет смысловой нагрузки и не характеризует подстанцию с точки зрения технической реализации и исполнения основных функций по преобразованию и распределению электрической энергии. Вместо этого следует использовать термин «высокоавтоматизированная подстанция».

Таблица 1

Задачи, решаемые при проектировании ЭТК традиционной сети и ИЭС

Задачи	ПС традиционной сети	Цифровая ПС ИЭС
Выбор площадки для строительства, компоновки и конструктива, схем РУ, основного электротехнического оборудования, средств защиты от перенапряжений и режима заземления нейтралей трансформаторов	+	+
Выбор по организации молниезащиты, заземления, электроснабжения собственных нужд, системы оперативного тока, кабельного хозяйства, освещения, оперативного управления коммутационными аппаратами, оперативной блокировки, РЗА, телемеханики, каналов связи, систем инженерно-технического обеспечения, охраны окружающей среды, учета электроэнергии, мониторинга и управления качеством электрической энергии, пожарной безопасности и по обеспечению ЭМС	+	+
Обеспечение экономической эффективности	+	+
Соблюдение требований промышленной, информационной, пожарной, экологической безопасности и охраны окружающей среды	+	+
Обеспечение ремонтпригодности применяемого оборудования и конструкций	+	+
Обеспечение безопасности работ	+	+
Обеспечение полной дистанционной наблюдаемости и управляемости	-	+
Обеспечение самодиагностики элементов сети	-	+
Обеспечение автоматического или максимально автоматизированного интеллектуального управления режимом и элементами электрической сети	-	+
Создание информационных моделей элементов сети и их совокупности (согласно требованиям принятых стандартов)	-	+
Представление данных в машиночитаемом виде	-	+
Обеспечение цифрового обмена данными между всеми технологическими системами по стандартизированным протоколам	-	+
Обеспечение цифрового обмена данными с инфраструктурными организациями, используя стандартизированные протоколы	-	+

Из табл. 1 видно, что ключевым отличием проектирования ЭТК ИЭС является обеспечение использования стандартизированных информационных моделей и создание на их основе информационных моделей ЭТК.

Сравнение (табл. 1) выполнено на основе существующих нормативных документов, которые в большей степени предназначены для ЭТК напряжением 110 кВ и выше. Однако при переходе к ИЭС наряду с крупными централизованными энергосистемами на уровне распределительных сетей будут существовать

локальные сети. Управление локальными сетями будет закреплено за локальными системными операторами [4]. Поэтому целесообразно рассматривать данные вопросы применительно и к ЭТК классом напряжения 6-35 кВ.

Можно сделать вывод, что процесс проектирования ЭТК ИЭС становится сложнее, и на этапе разработки принципиальных решений по ЭТК (этап эскизного проекта) встает проблема автоматизированного выбора оптимального варианта решения на основе определенных критериев. Авторами предлагается разработать проектную систему – комплекс программных средств, предназначенный для автоматизации проектирования сложных объектов. Цель проектной системы – имитировать экспертное мнение в предметной области [7]. Проектная система включает в себя подсистемы синтеза и анализа. Подсистема синтеза определяет оптимальное проектное решение в зависимости от исходных данных, принятых констант и ограничений. Подсистема анализа выполняет подробный расчет параметров и характеристик принятого подсистемой синтеза оптимального решения [8]. В табл. 2 приведены основные задачи, которые могут решаться проектной системой, и влияющие на них факторы.

Таблица 2

Основные задачи, решаемые проектной системой

Задача	Основные влияющие факторы
Выбор площадки для строительства	Соблюдение размеров соответствующих санитарных зон
Выбор компоновки подстанции	Месторасположение, степень загрязнения, внешние климатические факторы и др.
Выбор электрической схемы	Количество присоединений, требуемая надежность, количество трансформаторов, необходимость средств регулирования уровня напряжения, необходимость ограничения тока КЗ, необходимость компенсации емкостных токов и др.
Выбор электротехнического оборудования	Необходимая мощность трансформаторов, величина токов в токоведущих частях, необходимая отключающая способность выключателей и др.
Выбор системы собственных нужд	Количество трансформаторов собственных нужд, их необходимая мощность и типоразмер.
Выбор системы оперативного тока	Необходимый тип аккумуляторной батареи и емкость, необходимые зарядные устройства и др.
Выбор заземляющего устройства	Норма по допустимому напряжению прикосновения/допустимому сопротивлению.
Выбор режима заземления нейтрали трансформатора	Допустимые значения однофазных коротких замыканий, условия действия РЗА и др.
Выбор способа и трассы прокладки кабелей	Особенности выбранной площадки строительства, требования ЭМС и др.
Выбор средств от перенапряжений (грозовых, внутренних)	Напряжение присоединенных воздушных линий, характеристики изоляции у выбранного электротехнического оборудования, выбранный режим работы нейтрали и др.

Окончание табл. 2.

Выбор релейной защиты и автоматики	Необходимые показатели надежности (для выбора функций защит), необходимая степень аппаратного резервирования (для выбора количества терминалов).
Выбор систем отопления вентиляции кондиционирования	Необходимые температура воздуха, кратность воздухообмена, наличие вредных/горючих/взрывоопасных веществ и др.
Выбор систем водоснабжения и канализации	Необходимый объем воды и объем стоков
Выбор освещения	Нормы уровня освещенности
Выбор системы учета и контроля качества электроэнергии	Необходимые точки учета для расчета баланса, необходимость компенсации реактивной мощности, наличие устройств на базе силовой электроники и др.

Опишем работу проектной системы при выборе электрической схемы цифровой ПС напряжением 10/0,4 кВ. Согласно существующим нормативным документам по проектированию ПС (в том числе высокоавтоматизированных) [6, 9] должна обеспечиваться экономическая эффективность капитальных вложений и снижение эксплуатационных и ремонтных затрат. С другой стороны, выбранное проектной решение должно обеспечивать надежное и качественное электроснабжение потребителей. Следовательно, можно выделить три критерия, которые должны быть учтены проектной системой при выборе электрической схемы проектируемой цифровой ПС: экономический критерий, критерии качества электроэнергии и надежности электроснабжения.

На рис. 2 схематично показана связь между критериями, которые должны учитываться при выборе электрической схемы цифровой ПС, и влияющими факторами.

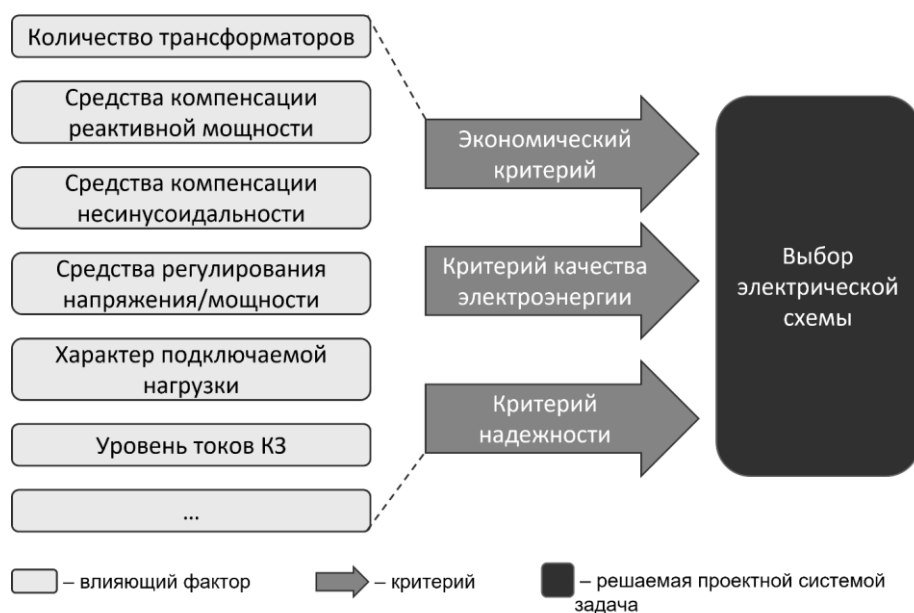


Рис. 2. Схематичное представление связи между критериями и влияющими факторами при выборе электрической схемы цифровой ПС

Если в качестве показателя надежности принять суммарную продолжительность отключений за год, то критерий надежности для проектной системы можно представить по формуле

$$T_{\text{сум}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{откл}}} t_i, \quad (1)$$

где $T_{\text{сум}}$ – итоговая продолжительность перерыва в электроснабжении за год; $n_{\text{откл}}$ – количество перерывов в электроснабжении; t_i – продолжительность i -го перерыва в электроснабжении.

Экономический критерий может быть выражен с помощью приведенных затрат:

$$\bar{Z}_i = \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} (K_t + I_t)(1 + E_{\text{н.п}})^{i-t}, \quad (2)$$

где \bar{Z}_i – приведенные затраты за расчетный период $T_{\text{расч}}$ для i -го приведенного года; K_t и I_t – капиталовложения и издержки за t -й год; $E_{\text{н.п}}$ – норматив приведения разновременных затрат.

Критерий качества электроэнергии можно представить как систему неравенств:

$$\begin{cases} x_{\text{низ}_1} < X_1 < x_{\text{верх}_1}; \\ x_{\text{низ}_2} < X_2 < x_{\text{верх}_2}; \\ x_{\text{низ}_n} < X_n < x_{\text{верх}_n}. \end{cases} \quad (3)$$

где X_1 , X_2 и X_n – показатели качества электроэнергии из [10]; $x_{\text{низ}_i}$ и $x_{\text{верх}_i}$ – граничные значения допустимого диапазона для i -го показателя качества.

Таким образом, логика работы проектной системы при выборе электрической схемы сводится к решению оптимизационной задачи минимизации продолжительности перерыва в электроснабжении и приведенных затрат при одновременном обеспечении нахождения показателей качества электроэнергии в допустимых пределах:

$$\begin{cases} T_{\text{сум}} \rightarrow \min; \\ \bar{Z}_i \rightarrow \min; \\ x_{\text{низ}_1} < X_1 < x_{\text{верх}_1}; \\ x_{\text{низ}_2} < X_2 < x_{\text{верх}_2}; \\ x_{\text{низ}_n} < X_n < x_{\text{верх}_n}. \end{cases} \quad (4)$$

Применение проектной системы на стадии разработки эскизного проекта позволяет определить оптимальное проектное решение по заданной совокупности критериев.

Выводы

Отличия ИЭС от традиционной электрической сети приводят к появлению дополнительных неопределенностей при проектировании ЭТК. Проектная система, как комплекс программных средств, позволяет найти оптимальное проектное решение, одновременно обеспечивающее и экономическую эффективность, и надежное и качественное электроснабжение.

Библиографический список

1. Павлушко С.А. Будущее электроэнергетики: приоритеты, вызовы и решения // Электроэнергия. Передача и распределение, 2025. – №3(90).
2. Указ Президента РФ от 18.06.2024 № 529 «Об утверждении приоритетных направлений научно-технологического развития и перечня важнейших наукоемких технологий».
3. Указ Президента РФ от 28.02.2024 № 145 «О Стратегии научно-технологического развития Российской Федерации».
4. Подковальников С.В. Смена парадигмы управления электроэнергетическими системами // Электричество, 2024. – № 3. – С. 4–15.
5. Счастный В.П., Жуковский А.И. Электромагнитная совместимость компенсирующих устройств и преобразователей регулируемого электропривода в электрических сетях промышленных предприятий // Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ, 2022. Том 65. – №1. – С. 37–51.
6. СТО 34.01-21-004-2019. Цифровой питающий центр. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ // Дата введ.: 29.03.2019.
7. Косников С.Н., Золкин А.Л., Атаева Л.Б. [и др.] Особенности экспертных систем поддержки принятия решений и их применение в экономике // Естественно-гуманитарные исследования, 2023. – № 5 (49). – С. 160–163.
8. Ганджа Д.С., Ардашев Д.В. Проектная система электромеханического привода электрогидравлического усилителя мощности // Электричество, 2025. – №5. – С. 74–83.
9. СТО 56947007-29.240.10.248-2017 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) // Дата введ.: 25.08.2017.
10. ГОСТ 32144–2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014. – 16 с.

E.N. Sosnina, R.Sh. Bedretdinov, A.V. Ivanov

A PROJECT SYSTEM DEVELOPMENT FOR ELEMENT OF INTELLIGENT ELECTRICAL NETWORK AS EXEMPLIFIED BY A DIGITAL SUBSTATION

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article is devoted to the design of electrotechnical complexes (ETC) of an intelligent electrical network (IEN). The IEN centrally distributed nature require the development of new approaches to the design of its elements along with the properties of the cyberphysical system. Authors propose to use a project system designed for automated selection of the optimal variant at the stage of ETC IEN draft design development. The definition of the project system is given and the purpose of its application is described. The connection between the criteria for finding the optimal solution and the factors influencing the choice of a variant is shown. The application of the project system is considered using the example of choice an electrical circuit for a 10/0.4 kV digital substation.

Key words: intelligent electric network, electrotechnical complex, project system, digital substation.

References

- [1] S.A. Pavlushko, The future of the electric power engineering: priorities, challenges and solutions // Electrical energy. Transmission and distribution, 2025. – №3(90).
- [2] Decree of the President of the Russian Federation dated 18.06.2024 No. 529 «On approval of priority areas of scientific and technological development and the list of the most important high-tech technologies».
- [3] Decree of the President of the Russian Federation dated 28.02.2024 No. 145 «On the Strategy of Scientific and Technological Development of the Russian Federation».
- [4] S.V. Podkovalnikov, A shift of the electric power system control paradigm // Elektrichestvo, 2024. – №3. – pp. 4–15.
- [5] V.P. Schastny, A.I. Zhukovsky, Electromagnetic Compatibility of Compensating Devices and Converters of an Adjustable Electric Drive in Electrical Networks of Industrial Enterprises // Energy. News of higher educational institutions and energy associations of the CIS, 2022. – Vol. 65. – №1. – pp. 37–51.
- [6] Organization standard 34.01-21-004-2019. Digital power supply center. Requirements for the technological design of digital substations with a voltage of 110-220 kV and node digital substations with a voltage of 35 kV // Introduction date: 29.03.2019.
- [7] S. N. Kosnikov, A. L. Zolkin, L. B. Ataeva [etc.] Features of expert decision support systems and their application in the economy // Natural-Humanitarian Studies, 2023. – № 5 (49). – pp. 160–163.
- [8] D. S. Gandzha, D. V. Ardashev, The design system of an electromechanical drive of an electrohydraulic power amplifier // Elektrichestvo, 2025. – №5. – pp. 74–83.
- [9] Organization standard 56947007-29.240.10.248-2017 Technological design standards for AC substations with a 35-750 kV higher voltage (STD SS) // Introduction date: 25.08.2017.
- [10] State standard 32144–2013 Electric Energy. Electromagnetic Compatibility of Technical Equipment. Power Quality Norms in General Purpose Power Supply Systems. – M.: Standartinform, 2014. – 16 p.

УДК 621.316.11

Е.Н. Соснина, Р.Ш. Бедретдинов, Е.В. Крюков, Д.А. Гусев

**ИССЛЕДОВАНИЕ МОДУЛЯ ПОПЕРЕЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТРН
В РЕЖИМЕ ОПЕРЕЖЕНИЯ ВЫХОДНОГО НАПРЯЖЕНИЯ**Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. Статья посвящена повышению эффективности использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В распределительной электрической сети (РЭС) с источниками распределенной генерации актуальным для электропотребителей является выбор оптимального источника питания, позволяющего обеспечить как надежность электроснабжения, так и снижение потерь электроэнергии при ее передаче. Задача решается управлением потоком мощности с помощью модуля поперечного регулирования тиристорного регулятора напряжения (ТРН), функционирующего в режимах опережения и запаздывания выходного напряжения. В статье проводится исследование изменения параметров РЭС при поперечном регулировании ТРН в режиме опережения выходного напряжения (результаты исследования режима запаздывания выходного напряжения получены ранее [1]). Представлены PSCAD-модель участка РЭС с ВИЭ и ТРН, и система управления ТРН. Приведены результаты исследования, показавшие возможность ТРН варьировать активную мощность, передаваемую потребителям от централизованной электрической сети (ЦЭС) и ВИЭ.

Ключевые слова: распределенная генерация, ветроэнергостановка, тиристорный регулятор напряжения, поперечное регулирование, имитационная модель.

Переход к децентрализованной энергетике является приоритетной задачей энергетической отрасли многих стран [2, 3]. Главным механизмом этого перехода является развитие распределенной генерации (РГ) на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [4, 5]. Обеспечение надежности и устойчивости работы распределительных электрических сетей (РЭС) во многом зависит от эффективного использования ВИЭ [6]. Однако производство электроэнергии как солнечными панелями, так и ветроэнергетическими установками (ВЭУ) носит стохастический и прерывистый характер [9] и ведет к неэффективному использованию вырабатываемой энергии, появлению реверсивных потоков мощности в сети, нарушению баланса активной мощности в РЭС [10]. Поэтому одновременно с увеличением использования ВИЭ современные РЭС с многосторонним питанием сталкиваются с необходимостью управления потоками мощности в реальном времени [7, 8].

Для управления потоками мощности предназначены фазоповоротные устройства (ФПУ) [11, 12]. В зависимости от изменяемых параметров сети ФПУ разделяют на ассиметричные и симметричные [13]. Ассиметричные ФПУ изменяют одновременно амплитуду и фазовый угол линейного напряжения. Симметричные ФПУ обеспечивают неизменность амплитуды напряжения до и после компенсации, изменяя только его фазовый угол.

Когда ФПУ не введено в работу, мощность в параллельных линиях электропередачи (ЛЭП) и кольцевой сети распределяется в соответствии с полным сопротивлением. ФПУ устанавливается на головном конце ЛЭП и может быть эквивалентно реактивному сопротивлению и идеальной модели трансформатора, соединенных в ЛЭП последовательно (рис. 1).

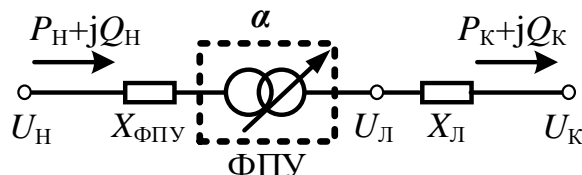


Рис. 1. Схема установки ФПУ в ЛЭП

После подключения ФПУ вместе с изменением угла $\pm\alpha$ изменяется мощность, передаваемая по ЛЭП (рис. 1). Выражения активной и реактивной составляющих мощности в конце ЛЭП имеют вид:

$$P = \frac{U_H^2 R_L + U_H U_L X_L \sin \delta - U_H U_L R_L \cos \delta}{R_L^2 + X_L^2}; \quad (1)$$

$$Q = \frac{U_H^2 X_L - U_H U_L R_L \sin \delta - U_H U_L R_L \cos \delta}{R_L^2 + X_L^2}, \quad (2)$$

где U_H – напряжение в начале ЛЭП; R_L , X_L – активное и реактивное сопротивление ЛЭП; δ – начальная разность фаз векторов напряжений начала U_H и конца U_K ЛЭП

Таким образом, изменение функций $\sin(\delta \pm \alpha)$, $\cos(\delta \pm \alpha)$ позволяет регулировать передаваемую активную и реактивную мощности ЛЭП. Однако, как правило, ФПУ используют в высоковольтных сетях [13].

Аналогом ФПУ для регулирования активной мощности в РЭС среднего напряжения является тиристорный регулятор напряжения (ТРН). Принцип действия ТРН подробно описан в [14]. ТРН осуществляет поперечное регулирование напряжения в режимах опережения (вектор выходного напряжения формируется с фазовым сдвигом вперед относительно вектора входного напряжения) и запаздывания (вектор выходного напряжения формируется с фазовым сдвигом назад относительно вектора входного напряжения). Согласно (1) и (2) разность углов векторов напряжения концов ЛЭП, где установлен ТРН (т.е. изменение угла фазового сдвига между векторами входного и выходного напряжений с помощью ТРН), влияет на значения передаваемой активной и реактивной мощности.

Ранее проведено исследование поперечного регулирования в режиме запаздывания [1], показавшее возможность управления ТРН перетоками активной мощности и увеличением потока мощности к нагрузкам сети со стороны ВИЭ.

Цель настоящей работы – исследование влияния поперечного регулирования ТРН в режиме опережения на параметры электрической сети с РГ на основе ВИЭ.

На рис. 2 показана схема участка РЭС с ТРН и ВИЭ.

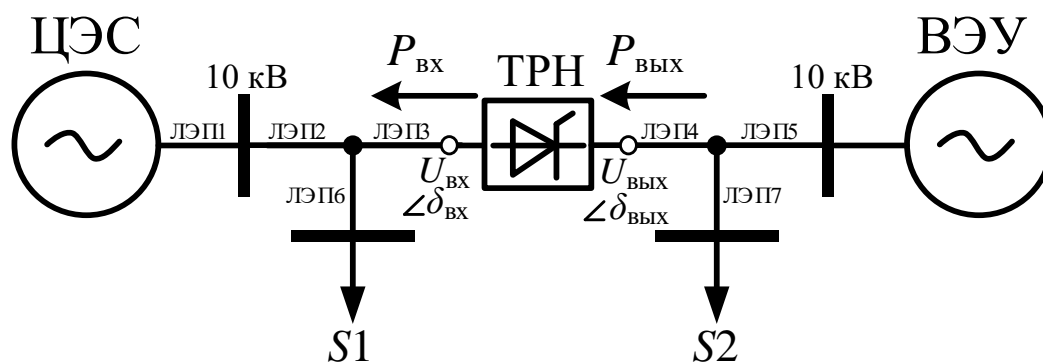


Рис. 2. Участок РЭС с ВИЭ и ТРН:

ВЭУ – ветроэнергетическая установка; ЦЭС – централизованная электрическая сеть; $\underline{S1}$, $\underline{S2}$ – нагрузки

Для проведения исследований разработана *PSCAD*-модель участка РЭС с двумя источниками питания (ВЭУ и ЦЭС), двумя потребителями электроэнергии (нагрузка $S1$ и $S2$) и ТРН (рис. 3).

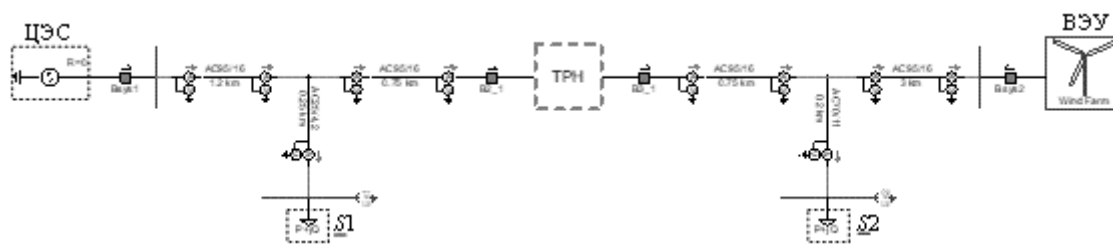


Рис. 3. PSCAD-модель участка РЭС с ВИЭ и ТРН

ЦЭС реализована с помощью блока *Three Phase Voltage Source*. Нагрузка $\underline{S1}$ и $\underline{S2}$ реализована с помощью *RL*-блоков. ТРН состоит из силовой (тиристорный коммутатор, шунтовый и серийные трансформаторы) и логической (система управления) частей. Параметры ВЭУ и ТРН в *PSCAD*-модели подробно рассмотрены в [15]. На рис. 4 приведена структурная схема системы управления ТРН в *PSCAD*.

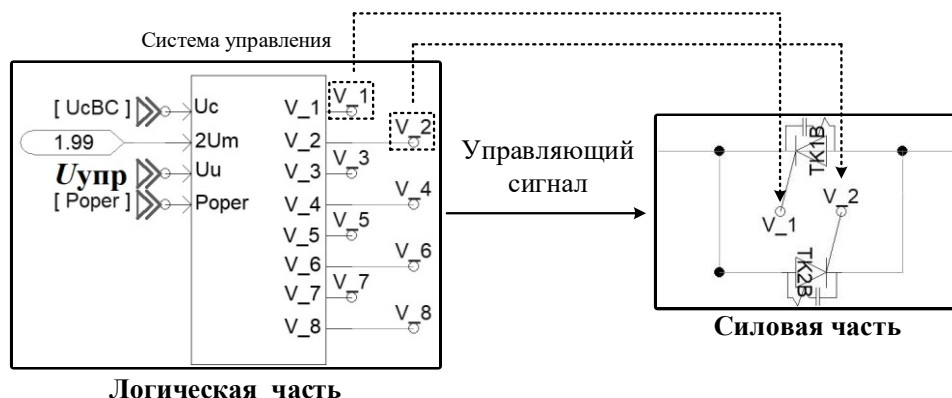


Рис. 4. Структурная схема системы управления ТРН в PSCAD

Согласно рис. 4 открытие и закрытие тиристоров осуществляется подачей управляющих сигналов от системы управления. Регулирование угла фазового сдвига определяется изменением напряжения управления $U_{упр}$, определяющего

значение углов включения тиристоров α_1 и α_2 и изменяющегося в пределах от 0 до 2 отн.ед. ($U_{упр}=2$ – режим прямой передачи; $U_{упр}=0$ – максимальный режим регулирования). Импульсы переключения тиристоров формируются на основе опорного пилообразного сигнала напряжения.

На рис. 5 показаны графики изменения активной мощности до и после поперечного регулирования ТРН, а также напряжения на нагрузках \underline{S}_1 и \underline{S}_2 (в режиме опережения). За положительное направление потока мощности на входе ТРН принято направление от ЦЭС к ВЭУ.

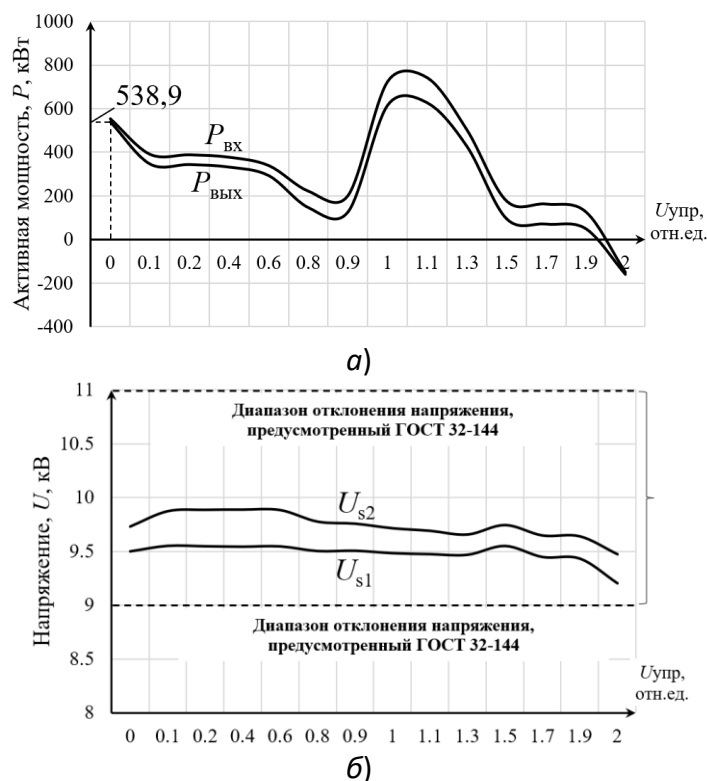


Рис. 5. Изменение величин (в режиме опережения выходного напряжения):

a – активная мощность до $P_{вх}$ и после $P_{вых}$ регулирования ТРН; *б* – линейное напряжение на шинах нагрузки \underline{S}_1 ($U_{с1}$) и \underline{S}_2 ($U_{с2}$)

В начальном режиме ($U_{упр}=2,0$ отн.ед.) (рис. 5, *a*) ВЭУ полностью обеспечивала питание нагрузки \underline{S}_2 , нагрузка \underline{S}_1 получала большую часть мощности из ЦЭС, также часть мощности – от ВЭУ. При работе модуля поперечного регулирования ТРН в режиме запаздывания наблюдается изменение направления активной мощности. Так как при поперечном регулировании происходит изменение именно фазового сдвига выходного напряжения ТРН, а не амплитуды, напряжения на нагрузках \underline{S}_1 ($U_{с1}$) и \underline{S}_2 ($U_{с2}$) изменяются незначительно (рис. 5, *б*).

На рис. 6 показано потокораспределение активной мощности по отношению к узлам нагрузки \underline{S}_1 и \underline{S}_2 при максимальном режиме поперечного регулирования ТРН (режим опережения).

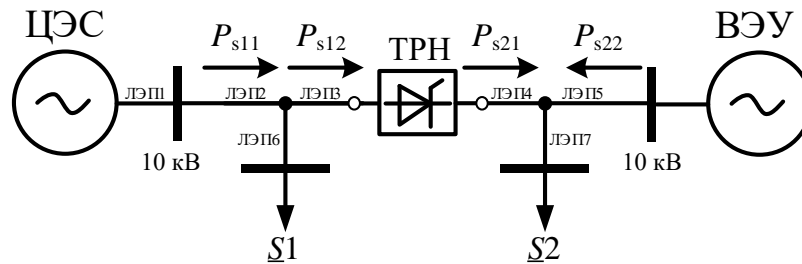


Рис. 6. Распределение потребления активной мощности нагрузками $\underline{S1}$ и $\underline{S2}$ из ЦЭС и от ВЭУ (максимальный режим регулирования ТРН)

Согласно рис. 6:

- P_{s11} – активная мощность, потребляемая нагрузкой $\underline{S1}$ из ЦЭС;
- P_{s12} – активная мощность, потребляемая нагрузкой $\underline{S1}$ от ВЭУ (до регулирования ТРН);
- P_{s21} – активная мощность, потребляемая нагрузкой $\underline{S1}$ от ВЭУ (после регулирования ТРН);
- P_{s22} – активная мощность, потребляемая нагрузкой $\underline{S2}$ от ВЭУ.

На рис. 7 приведены графики изменения потоков активной мощности по отношению к узлам нагрузки $\underline{S1}$ и $\underline{S2}$ при максимальном режиме поперечного регулирования ТРН (режим опережения).

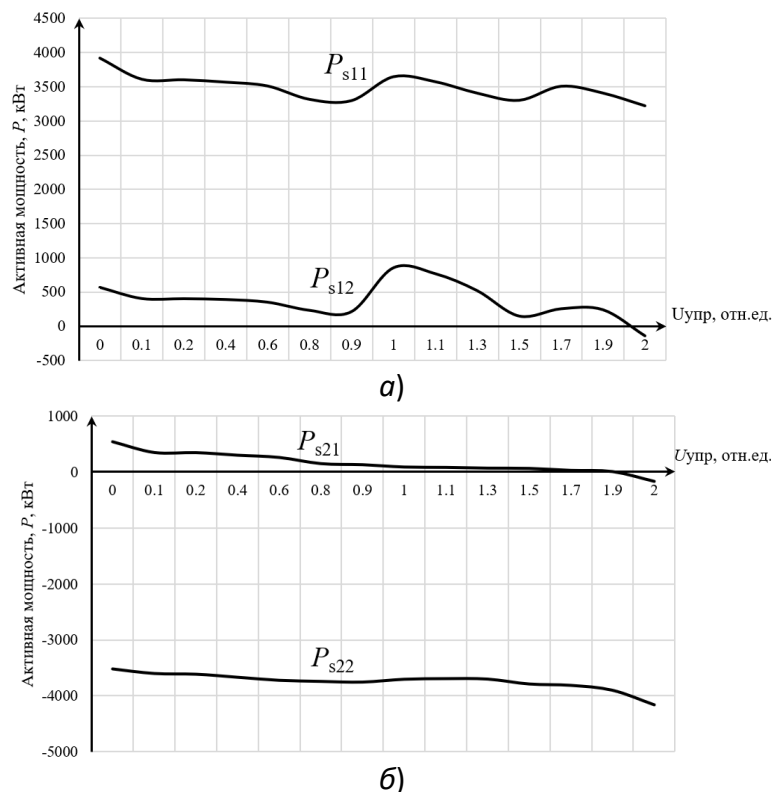


Рис. 7. Графики потребления активной мощности из ЦЭС и от ВЭУ (в режиме запаздывания выходного напряжения) нагрузками:
а – $\underline{S1}$; б – $\underline{S2}$

При максимальном режиме ($U_{упр} = 0$ отн.ед.) ситуация с распределением потребления нагрузками активной мощности изменяется. В этом режиме поток мощности со стороны ЦЭС P_{s11} полностью обеспечивает питание для нагрузки

$\underline{S1}$ (рис. 7, а), также часть мощности P_{s21} передается нагрузке $\underline{S2}$ (рис. 7, б). Таким образом, нагрузка $\underline{S2}$ получает питание как от ВЭУ (P_{s22}), так и со стороны ЦЭС (P_{s21}) (рис. 7, б).

Согласно рис. 5, при увеличении потребляемой мощности $\underline{S2}$ и необходимости увеличения потока мощности со стороны ЦЭС (например, при отсутствии ветра) возможен выбор альтернативной ступени регулирования ($U_{упр} = 1\text{--}1,3$ отн.ед.). Однако в этих режимах потери мощности при передаче через ТРН будут максимальными.

Выводы

Результаты исследования модуля поперечного регулирования ТРН в режиме опережения выходного напряжения показали возможность перераспределять активную мощность, передаваемую от источников к нагрузкам сети. При недостаточной выработке ВЭУ, поперечное регулирование ТРН в режиме опережения позволяет увеличить передаваемую мощность от ЦЭС. При существенном изменении потока активной мощности поперечное регулирование ТРН оказывает минимальное влияние на изменение амплитуды напряжения на нагрузках.

Внедрение ТРН в РЭС 6–20 кВ с источниками РГ позволит управлять мощностью в сети и обеспечить питание нагрузки от оптимального источника при одновременном поддержании уровня напряжения. Это устранит недостатки стохастического характера ВИЭ и повысит эффективность их использования, способствуя надежности и стабильности электроснабжения потребителей.

Библиографический список

1. **Соснина Е.Н.**, Бедретдинов Р.Ш., Крюков Е.В., Гусев Д.А. Исследование участка электрической сети с тиристорным регулятором напряжения и источником распределённой генерации // Актуальные проблемы электроэнергетики: Сборник научно-технических статей X Всероссийской (XLIII Региональной) научно-технической конференции, 2024. – С. 278–284.
2. **Yu, X.**, Wang, J., Zhang, K., Chen, Z., Tong, M., Sun, S., Shen, J., Zhang, L., Wang, C. Research on Missing Data Estimation Method for UPFC Submodules Based on Bayesian Multiple Imputation and Support Vector Machines // *Energies*, 2025. – Vol. 18. – P. 1–22.
3. **Almihat, M.G.M.**, Munda, J.L. The Role of Smart Grid Technologies in Urban and Sustainable Energy Planning // *Energies*, 2025. – Vol. 18. – P. 1–30.
4. **Подковальников С.В.** Смена парадигмы управления электроэнергетическими системами // *Электричество*, 2024. – № 3. – С. 4–15.
5. Распоряжение Правительства РФ от 12.04.2025 № 908-р «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года».
6. **Tang, Z.**, Yang, Y., Blaabjerg, F. Power electronics: The enabling technology for renewable energy integration // *CSEE J. Power Energy Syst*, 2022. – Vol. 8. – P. 39–52.
7. **Gu, Y.**, Huang, Y., Wu, Q., Li, C., Zhao, H., Zhan, Y. Isolation and Protection of the Motor-Generator Pair System for Fault Ride-Through of Renewable Energy Generation Systems // *IEEE Access*, 2020. – Vol. 8. – P. 13251–13258.
8. **Schultis D.-L.**, Korner C. A. Method for the Modular Power Flow Analysis of Extensive Distribution Grids // *Energies*, 2025. – Vol. 18. – P. 1–23.
9. **Patel, S.**, Ghosh, A., Ray, P. K. Adaptive power management in PV/Battery integrated hybrid microgrid system // 2022 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid, and Renewable Energy (PESGRE), Trivandrum, India, 2022. – P. 1–6.

-
10. **Mehbodniya, A.**, Paeizi, A., Rezaie, M., Azimian, M., Masrur, H., Senjyu, T. Active and Reactive Power Management in the Smart Distribution Network Enriched with Wind Turbines and Photovoltaic Systems // Sustainability, 2022. – Vol.14. – P. 1–21.
 11. **Асташев, М. Г.**, Панфилов Д.И. Фазоповоротные устройства с тиристорными коммутаторами для активно-адаптивных электрических сетей // Электричество, 2013. – № 8. – С. 60–65.
 12. **Albrechtowicz, P.**, Szczepanik, J. The Comparative Analysis of Phase Shifting Transformers // Energies, 2021. – Vol. 14. – P. 1–16.
 13. **Jin, W.**, Liu, H., Zhang, W., Yuan, J. Power Flow Regulation Effect and Parameter Design Method of Phase-Shifting Transformer // Energies, 2024. – Vol. 17. P. 1–17.
 14. **Соснина Е.Н.**, Кралин А.А., Крюков Е.В., Бедретдинов Р.Ш. Оптимизация схемы тиристорного регулятора напряжения для сети 6 - 20 кВ // Промышленная энергетика, 2023. – № 11. – С. 2-11.
 15. **Бедретдинов, Р. Ш.**, Крюков Е.В., Гусев Д.А. Имитационная модель электрической сети с тиристорным регулятором мощности и возобновляемыми источниками энергии // Актуальные проблемы электроэнергетики: Сборник научно-технических статей IX Всероссийской (XLII Региональной) научно-технической конференции, 2023. – С. 342-349.

E.N. Sosnina, R.S. Bedretdinov, E.V. Kryukov, D.A. Gusev

INVESTIGATION OF THE TVR TRANSVERSE CONTEROL MODULE IN THE OUTPUT VOLTAGE ADVANCE MODE

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article is devoted to improving the efficiency of renewable energy sources (RES) application. In a distribution electric grid (DEG) with distributed generation sources, it is important for electric consumers to choose the optimal power source that ensures both reliable power supply and a reduction in electricity losses during transmission. The problem is solved by the power flow control using the transverse regulation module of a thyristor voltage regulator (TVR) operating in the modes of output voltage advance and delay. The article is devoted to the study of changes in the DEG parameters during transverse control of the TVR in the output voltage advance mode (the results of the study of the output voltage delay mode were obtained earlier [1]). A PSCAD-model of a DEG section with RES and TVR, and a TVR control system are presented. The study results that showed the possibility of TVR to vary the active power transmitted to consumers from a centralized electric grid (CEG) and RES are presented.

Key words: distributed generation, wind power plant, thyristor voltage regulator, transverse regulation, simulation model.

References

- [1] E. N. Sosnina, R.Sh. Bedretdinov, E.V. Kryukov, D.A. Gusev, Investigation of the operating modes of an electric network with distributed generation and a thyristor voltage regulator // Current problems of the electric power engineering: Collection of scientific and technical articles of the X All-Russian (XLIII regional) scientific and technical Conference, 2024. – pp. 278-284.
- [2] X. Yu, J. Wang, K. Zhang, Z.Chen, M. Tong, S. Sun, J. Shen, L. Zhang, Wang, C. Research on Missing Data Estimation Method for UPFC Submodules Based on Bayesian Multiple Imputation and Support Vector Machines // Energies, 2025. – Vol. 18. – pp. 1–22.
- [3] M.G.M. Almihat, J.L. Munda, The Role of Smart Grid Technologies in Urban and Sustainable Energy Planning // Energies, 2025. – Vol. 18. – pp. 1–30.
- [4] S.V. Podkovalnikov, A shift of the electric power system control paradigm // Elektrichestvo, 2024. – №3. – pp. 4–15.
- [5] Decree of the Government of the Russian Federation dated 04/12/2025 No. 908-r "On Approval of the Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2050».
- [6] Z. Tang, Y. Yang, F. Blaabjerg, Power electronics: The enabling technology for renewable energy integration // CSEE J. Power Energy Syst, 2022. – Vol. 8. – pp. 39–52.
- [7] Y. Gu, Y. Huang, Q. Wu, C. Li, H. Zhao, Y. Zhan, Isolation and Protection of the Motor-Generator Pair System for Fault Ride-Through of Renewable Energy Generation Systems // IEEE Access, 2020. – Vol. 8. – pp. 13251–13258.
- [8] D.-L. Schultis, C. A. Korner, Method for the Modular Power Flow Analysis of Extensive Distribution Grids // Energies, 2025. – Vol. 18. – pp. 1–23.
- [9] S. Patel, A. Ghosh, P. K. Ray, Adaptive power management in PV/Battery integrated hybrid microgrid system // 2022 IEEE International Conference on Power Electronics, Smart Grid, and Renewable Energy (PESGRE), Trivandrum, India, 2022. – P. 1–6.

-
- [10] A. Mehbodniya, A. Paeizi, M. Rezaie, M. Azimian, H. Masrur, T. Senjyu, Active and Reactive Power Management in the Smart Distribution Network Enriched with Wind Turbines and Photovoltaic Systems // *Sustainability*, 2022. – Vol.14. – P. 1–21.
- [11] M. G. Astashev, D. I. Panfilov, Phase-reversal devices with thyristor switches for active-adaptive electric networks // *Elektrichestvo*, 2013. – №8. – pp. 60–65.
- [12] P. Albrechtowicz, J. Szczepanik, The Comparative Analysis of Phase Shifting Transformers // *Energies*, 2021. – Vol. 14. – pp. 1–16.
- [13] W. Jin, H. Liu, W. Zhang, J. Yuan, Power Flow Regulation Effect and Parameter Design Method of Phase-Shifting Transformer // *Energies*, 2024. – Vol. 17. pp. 1–17.
- [14] E.N. Sosnina, A.A. Kralin, E.V. Kryukov, R.Sh. Bedretdinov, Optimization of the thyristor voltage regulator circuit for 6 - 20 kv networks // *Industrial power engineering*, 2023. – № 11. – pp. 2-11.
- [15] R.S. Bedretdinov, E.V. Kryukov, D.A. Gusev, Simulation model of an electrical network with a thyristor power regulator and renewable energy sources // *Current problems of the electric power engineering: Collection of scientific and technical articles of the IX All-Russian (XLII regional) scientific and technical Conference*, 2023. – pp. 342-349.

УДК 621.315.1

П.П. Чернеев¹, А.Л. Куликов¹, А.Р. Жафяров²

ГРУППОВОЙ МЕТОД ОДНОСТОРОННЕГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ПО ПАРАМЕТРАМ АВАРИЙНОГО РЕЖИМА НА ЛЭП С ЗАЗЕМЛЕННЫМ ГРОЗОЗАЩИТНЫМ ТРОСОМ

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева¹
ООО «Таврида Электрик Поволжье»²

Аннотация. В статье предложен групповой метод определения места повреждения на высоковольтных линиях электропередачи с заземленным грозозащитным тросом, обсуждаются особенности его реализации. Приведены результаты расчета расстояния до места короткого замыкания с использованием аварийных осциллограмм реального повреждения ВЛ 220 кВ «Нагорная – Борская №2».

Ключевые слова: определение места повреждения, линия электропередачи с заземленным грозозащитным тросом.

Введение

Одной из важнейших задач релейной защиты и автоматики линий электропередачи (ЛЭП) высокого напряжения является определение места повреждения (ОМП). Расстояния до места повреждения необходимо вычислять с минимальными погрешностями, что позволит устранить последствия и причины короткого замыкания (КЗ) в кратчайшие сроки.

Практически все методы одностороннего ОМП по параметрам аварийного режима (ПАР) основаны на допущении об активном характере сопротивления повреждения ЛЭП, что обуславливает дополнительные погрешности при ОМП.

В работах [1, 2] отмечается, что пренебрежение фактором реактивной составляющей сопротивления повреждений для ЛЭП с заземленным грозозащитным тросом (ГТ) приводит к появлению дополнительных ошибок, достигающих 10-30 % в зависимости от места и параметров КЗ.

В условиях цифровизации электрических сетей ГТ, помимо основной функции защиты фазных проводов, выполняет дополнительную функцию несущего и защитного элемента оптического кабеля связи, который встраивается в грозотрос (ОКГТ). В таком случае регламентировано заземление ОКГТ на каждой опоре [3].

В статье предлагается алгоритм ОМП на высоковольтных ЛЭП, основанный на усреднении расчетных расстояний до места повреждения, полученных группой независимых способов одностороннего ОМП, с помощью метода наименьших квадратов.

Способы заземления грозозащитного троса

Способ заземления ГТ зависит от условий эксплуатации ЛЭП. Регламентированное исполнение заземления ГТ определено ПУЭ [4] и стандартом ФСК ЕЭС [3] для конкретных условий электрической сети. Для участков линии, замыкающих к распределительным устройствам (РУ) подстанций и станций, необходимо усиленное заземление троса; для ЛЭП 220-750 кВ крепление троса выполняется при помощи изоляторов, шунтированных искровыми промежутками не менее 40 мм; на подходах к подстанциями, если тросы не используются для емкостного отбора, плавки гололеда или связи, их следует заземлять на каждой опоре; при использовании ОКГТ заземление должно выполняться на каждой опоре, возможно заземление через изолятор и с заземлением через шунтирующий проводник. Таким образом, необходимо учитывать различные варианты заземления ГТ при реализации алгоритмов ОМП ЛЭП.

В случае заземления ГТ и в условиях высокого сопротивления земли на отдельных участках ЛЭП, ток нулевой последовательности может протекать не только через землю, но и через опоры и ГТ. Сопротивление ГТ, в свою очередь, имеет реактивную составляющую, влияющую на точность ОМП. Таким образом, при реализации алгоритмов ОМП для ЛЭП с заземленным ГТ необходимо учитывать влияние реактивной составляющей сопротивления повреждения.

Групповой алгоритм ОМП ЛЭП

Групповой алгоритм подразумевает под собой использование нескольких алгоритмов с целью взаимной компенсации ошибок для повышения точности вычислений.

Разработка групповых алгоритмов может быть выполнена на основе двух подходов: первый предусматривает учет априорных оценок точности каждого из алгоритмов. Для расчета оценок можно выполнить имитационное моделирование или собрать статистические данные реальных аварийных ситуаций. Второй, в свою очередь, основан на выборе алгоритмов с наивысшей точностью на отдельном участке ЛЭП.

Формирование групповых алгоритмов ОМП ЛЭП сопровождается специальными вычислениями, которые позволяют заранее определить характеристики точности каждого из них.

В работе [5] приведены характеристики точности способов одностороннего ОМП ЛЭП, которые могут быть использованы при формировании группового метода.

В работах [6, 7] решение задачи ОМП ЛЭП основано на имитационном моделировании, последующем сборе статистических данных и их анализе, а также на использовании методов машинного обучения. Предлагаемые алгоритмы на основе имитационного моделирования показывают высокую точность, характеризующуюся погрешностью расчета расстояния до места повреждения, не превышающей 2-3 %. Однако такие методы имеют существенный недостаток – необходимость проведения имитационного моделирования и реализацию методов искусственного интеллекта, что затруднительно в ходе эксплуатации ЛЭП на предприятиях электрических сетей. В связи с чем актуальной задачей является

разработка группового алгоритма ОМП, не требующего имитационного моделирования и сложных вычислений.

Большинство методов ОМП ЛЭП основаны на определении сопротивления петли КЗ, которое описывается следующим уравнением:

$$\dot{U}' = \dot{I}' \cdot \underline{Z}_{уд.л} \cdot L_K + \dot{I}_K \cdot Z_{\Pi}, \quad (1)$$

где \dot{U}' – напряжение на шинах питающей подстанции, \dot{I}' – ток участка поврежденной ЛЭП, $\underline{Z}_{уд.л}$ – удельное полное сопротивление линии, \dot{I}_K – ток в месте повреждения, Z_{Π} – переходное сопротивление в месте замыкания, L_K – расстояние до места повреждения.

В существующих алгоритмах ОМП величина переходного сопротивления в месте замыкания представляется только активной составляющей. Однако полное переходное сопротивление повреждения ЛЭП включает в себя сопротивление дуги в месте замыкания, сопротивления заземляющего устройства опор и сопротивление ГТ.

Схема замещения поврежденной ЛЭП, согласно которой составлено управление петли КЗ, приведена на рисунке 1.

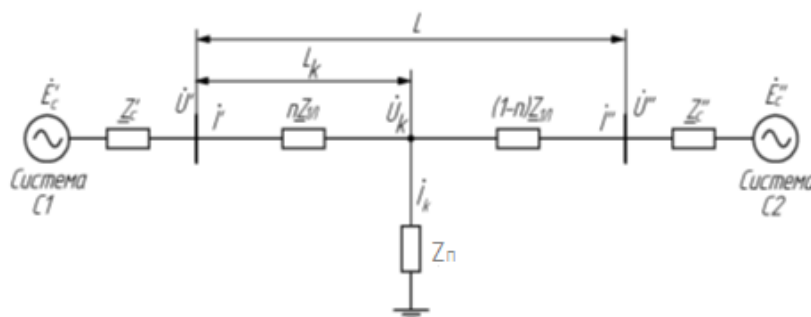


Рис. 1. Схема замещения поврежденной ЛЭП

На рис. 1 введены следующие обозначения: \dot{E}'_c, \dot{E}''_c и $\underline{Z}'_c, \underline{Z}''_c$ – соответственно ЭДС и сопротивления системы С1 и С2 по концам ЛЭП; \dot{U}', \dot{U}'' , \dot{I}', \dot{I}'' и $\underline{Z}'_л, \underline{Z}''_л$ – соответственно напряжения, токи и сопротивления участков поврежденной ЛЭП; \dot{I}_K и Z_{Π} – соответственно ток КЗ и полный комплекс переходного сопротивления в месте замыкания.

Расстояние до места повреждения можно определить по выражению:

$$L_K = \frac{\dot{U}' - \dot{I}_K \cdot Z_{\Pi}}{\dot{I}' \cdot \underline{Z}_{уд.л}}. \quad (2)$$

Стоит отметить, что комплексное уравнение (2) может быть представлено отдельно как реальной, так и мнимой частями.

Широко применяемые односторонние алгоритмы ОМП ЛЭП, например, «L-метр», алгоритм *Takagi* и метод замера реактивного сопротивления реализованы с учетом упрощений выражения (2). Однако все эти алгоритмы вычисляют расстояние до места повреждения путем выполнения операции деления по следующей форме:

$$L_k = \frac{x_1}{x_2}, \quad (3)$$

где x_1 — числитель расчетного соотношения; x_2 — знаменатель расчетного соотношения.

Исходя из соотношения (3), для N методов ОМП можно записать следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} x_{11} = x_{21} \cdot L_k \\ x_{12} = x_{22} \cdot L_k, \\ \dots \\ x_{1N} = x_{2N} \cdot L_k \end{cases} \quad (4)$$

или

$$\begin{bmatrix} x_{21} \\ x_{22} \\ \dots \\ x_{2N} \end{bmatrix} \cdot L_k = \begin{bmatrix} x_{11} \\ x_{12} \\ \dots \\ x_{1N} \end{bmatrix}. \quad (5)$$

При КЗ на ЛЭП расчет расстояния до места повреждения, как правило, выполняется несколькими устройствами: регистраторами аварийных событий (РАС), релейной защиты ЛЭП, специализированными терминалами ОМП. Целесообразно использовать ресурс промежуточных вычислений таких устройств для повышения точности ОМП ЛЭП, а групповой алгоритм сформировать на основе выражений (4), (5) с последующим применением метода наименьших квадратов (МНК).

Таким образом, групповой алгоритм ОМП ЛЭП обеспечивает расчет расстояния до места повреждения на основе МНК и результатов промежуточных вычислений устройств, регистрирующих аварийные события, по следующему выражению:

$$L_k = (X_2^T \cdot X_2)^{-1} \cdot (X_2 \cdot X_1), \quad (6)$$

где $X_2 = \|x_{21}, x_{22}, \dots, x_{2N}\|^T$, $X_1 = \|x_{11}, x_{12}, \dots, x_{1N}\|^T$.

При выборе алгоритмов ОМП, входящих в группу, необходимо учитывать конфигурацию конкретной ЛЭП и эксплуатационные статистические данные об ошибках ОМП для каждого из методов, входящих в группу. Перед формированием группового алгоритма необходимо провести ряд расчетных экспериментов с каждым из методов ОМП на реальных аварийных осциллограммах, зафиксированных при повреждениях на рассматриваемой линии.

Экспериментальное исследование группового алгоритма ОМП с использованием аварийной осциллограммы ВЛ 220 кВ «Нагорная – Борская №2»

Однофазное КЗ фазы «С» ВЛ 220 кВ «Нагорная – Борская №2», произошло 25.12.2018г. Место КЗ было обнаружено на расстоянии 11,77 км от ПС 220 кВ Борская.

Согласно паспортным данным, линия имеет протяженность 15,783 км. На большей части длины применяются одноцепные опоры П-220. Общее количе-

ство опор составляет 72 шт. В пролете опор №1-№39 и №43-№71 подвешен провод АС 300/39, на других участках подвешен провод АС 185/128, ГТ имеет марку С-70 и заземлен на анкерных опорах.

В ходе экспериментальных исследований выполнен расчет расстояния до места повреждения ЛЭП существующими методами ОМП и предлагаемым групповым методом. Результаты расчета расстояния до места повреждения приведены в таблице 1, а аварийная осциллограмма изображена на рис. 2.

Таблица 1

Результаты расчета расстояния до места повреждения

Со стороны ПС	Расчетное расстояние до места замыкания по методам, км					Фактическое расстояния до места повреждения, км
	«L-метр»	Takagi	Wiszniewski	Аржанникова	Групповой алгоритм	
Борская	11,968	12,014	11,476	11,531	11,684	11,77

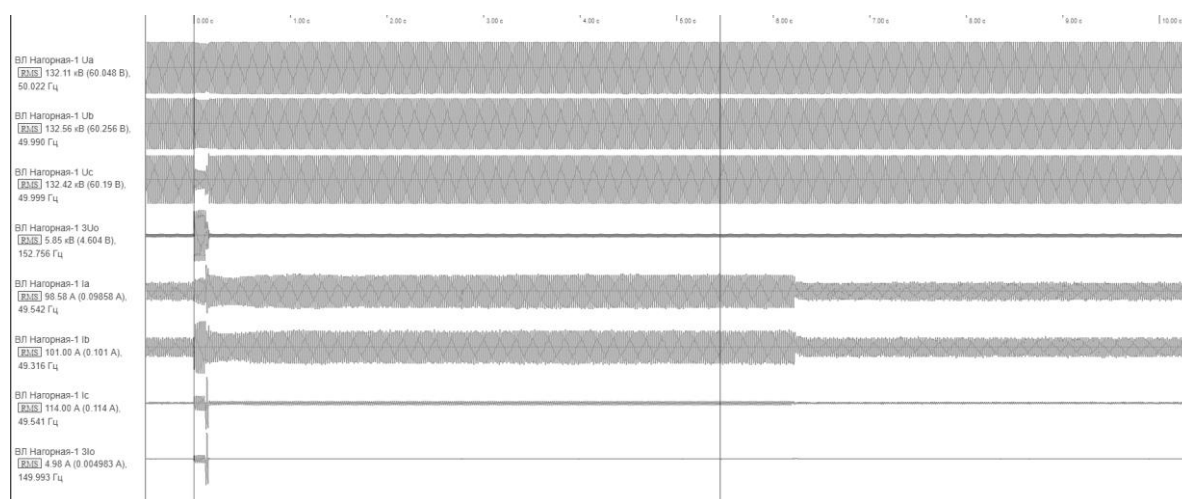


Рис. 2. Осциллограмма токов и напряжений для КЗ

Анализ табл. 2 показывает, что предлагаемый групповой алгоритм ОМП ЛЭП демонстрирует повышение точности более, чем в два раза по сравнению с существующими методами. В эксперименте погрешность расчета расстояния при локализации места повреждения составила 0,5 % от длины ЛЭП.

Расчетное сопротивление повреждения соответствует значению $Z_{\Pi} = 0,378 + j3,6237 \text{ Ом}$, что подтверждает наличие реактивной составляющей в сопротивлении повреждения.

Заключение

Для ОМП на ЛЭП с заземленным ГТ необходимо использовать специализированные алгоритмы, устойчивые к реактивной составляющей повреждения.

Предлагаемый групповой алгоритм ОМП является устойчивым к реактивной составляющей повреждения ЛЭП, не требует проведения имитационного моделирования и прост в технической реализации.

Применение метода наименьших квадратов позволит не только повысить точность расчета расстояния до места повреждения, но сократить зону обхода ЛЭП.

Библиографический список

1. **Висящев А.Н., Пленков Э.Р., Федосов Д.С.** Оценка величины и характера переходного сопротивления в месте короткого замыкания на воздушных линиях электропередачи высокого напряжения // Интеллектуальная Электротехника, 2023. – №2. – С. 78–89.
2. **Куликов А. Л., Колобанов П. А., Лоскутов А. А., Жафяров А. Р.** Устойчивый к реактивной составляющей сопротивления повреждения метод одностороннего определения места повреждения воздушной линии электропередачи // Материалы 96-го заседания Международного научного семинара им. Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», 15-19 июля 2024 г., – Архангельск. – С. 264-274.
3. **СТО ФСК ЕЭС 56947007-33.180.10.172-2014.** Технологическая связь. Правила проектирования, строительства и эксплуатации ВОЛС на воздушных линиях электропередачи напряжением 35 кВ и выше. – Введ. 21.05.2014. – М., 2014. – 250 с.
4. **Правила устройства электроустановок (ПУЭ).** 7-е изд. Утверждены Приказом Минэнерго России №204 от 08.07.2002.
5. **Santoso S., Patel M., Gaikwad A., et al.** Impedance-based Fault Location in Transmission Networks: Theory and Application [IEEE Access], no. 2:1-1, 2014.
6. **Raju G. V., Nandiraju V. S.** Single fuzzy inference-based fault detection and classification protection scheme for different types of short circuit faults on double circuit transmission lines [International Journal of Modeling and Simulation], no. 45(1), pp. 1-19, 2023.
7. **Mukherjee A., Das A., Kundu P. K.** Transmission Line Fault Localization With Mesh and Surface Analysis Using PCA Features [Electric Power Components and System], no. 50(11), 2022.

P.P. Cherneev¹, A.L. Kulikov¹, A.R. Zhafyarov²

ONE-END IMPEDANCE-BASED FAULT-LOCATION ALGORITHM ON OVERHEAD LINE WITH A GROUNDED GROUND WIRE

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia¹
LLC "Tavrida Electric Povolzhie"²

Abstract. The article deals with one-end impedance-based fault-location algorithm on overhead line with a grounded ground wire. The algorithm of one-end impedance-based fault-location is explained. The results of testing the algorithm on a real fault oscillogram is provided.

Key words: fault-location, overhead line with a grounded ground wire.

References

- [1] A. N. Visyashev, E.R. Plenkov, D. C. Fedosov. "Ocenka velichini i haractera perehnogo soprotivleniya v meste korotkogo замырания na vozduzhnih liniyah electropredachi vysokogo napryazheniya" [*Intellectual Electrical Engineering*], no. 2, pp. 78–89, 2023 (in Russian).
- [2] A. L. Kulikov, P. A. Kolobanov, A. A. Loskutov, A. R. Zhafyarov. "Ustoichiviy k reakrivnoi sostavlyausheu soprotivleniya povrezhdeniya metod odnostoronnego opredeleniya mesta povrezhdeniya vozduzhnoi linii electropredachi" [*In Proceedings of the 96th meeting of the International Scientific Seminar named after Yu.N. Rudenko "Methodological Issues of Reliability Research in Large Energy Systems"*]. Arkhangelsk, pp. 264-274, 2024 (in Russian).
- [3] Tekhnologicheskaya svyaz'. Pravila proyektirovaniya, stroitel'stva i ekspluatatsii VOLS na vozduzhnykh liniyakh electropredachi napryazheniyem 35 kV i vyshe [Federal Grid Company of Unified Energy System]. Introduced May 21, 2014. Technical regulation 56947007-33.180.10.172-2014., pp. 250, 2014 (in Russian).
- [4] Electrical Installation Regulations. Edition 7 [Ministry of Energy of the Russian Federation]. Approved by the order of the Ministry of Energy of the Russian Federation no. 204, from July 8, 2002 (in Russian).
- [5] Santoso S., Patel M., Gaikwad A., et al. Impedance-based Fault Location in Transmission Networks: Theory and Application [IEEE Access], no. 2:1-1, 2014.
- [6] Raju G. V., Nandiraju V. S. Single fuzzy inference-based fault detection and classification protection scheme for different types of short circuit faults on double circuit transmission lines [International Journal of Modeling and Simulation], no. 45(1), pp. 1-19, 2023.
- [7] Mukherjee A., Das A., Kundu P. K. Transmission Line Fault Localization With Mesh and Surface Analysis Using PCA Features [Electric Power Components and System], no. 50(11), 202

Секция 4. РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА, ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ И СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

УДК 621.311.1

А.Ф. Аккад**СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
И ПЕРСПЕКТИВЫ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ
НА ОСНОВЕ ВИЭ В СИРИИ**

Университет Алеппо

Аннотация. В статье анализируется текущее состояние электроэнергетики Сирийской Арабской Республики. Рассмотрены проблемы централизованного электроснабжения, планы развития и перспективы совершенствования электросетевого комплекса. Дана информация об инвестиционных проектах в энергетическом секторе Сирии. Показаны перспективы и эффективность использования распределенной генерации на основе возобновляемых источников энергии.

Ключевые слова: электроэнергетика Сирии, возобновляемые источники энергии, распределенная генерация

С 2011 г. энергетический сектор Сирии страдает от разрушений электростанций и линий электропередачи (ЛЭП), а также от нехватки топлива. Электроэнергетика Сирии является дефицитной. По официальным данным (до мая 2025 г.) [1] суммарная генерируемая мощность электростанций не превышала 1700 МВт при суммарной установленной мощности около 5000 МВт. При этом потребителям требуется около 6500 МВт.

Большинство электростанций Сирии работают на природном газе и нефтяном топливе, Суточная потребность в газе оценивается примерно в 23 млн м³, в то время как доступно только 6 млн м³ в день. Электростанциям также требуется 7000 т топлива в сутки, в то время как ежедневная доступность не превышает 3000 т, что создает проблему для стабильной выработки электроэнергии [2].

Централизованная электроэнергетическая система Сирии разделена на три уровня напряжения: высокое (400-230 кВ), среднее (66-20 кВ) и низкое (0.4 кВ). На понизительных подстанциях (ПС) в зависимости от уровня высокого напряжения используются трансформаторы: на ПС 400 кВ (трансформаторы 300 МВА); ПС 230 кВ (трансформатор 125 МВА); ПС 66 кВ (трансформаторы 30 МВА). Большинство потребителей получают электроэнергию на низком напряжении 0.4 кВ частотой 50 Гц и подключены к ПС 20/0.4 кВ [3].

На рис. 1 представлены тепловые электростанции (ТЭС) и их размещение в Сирийской Арабской Республике.

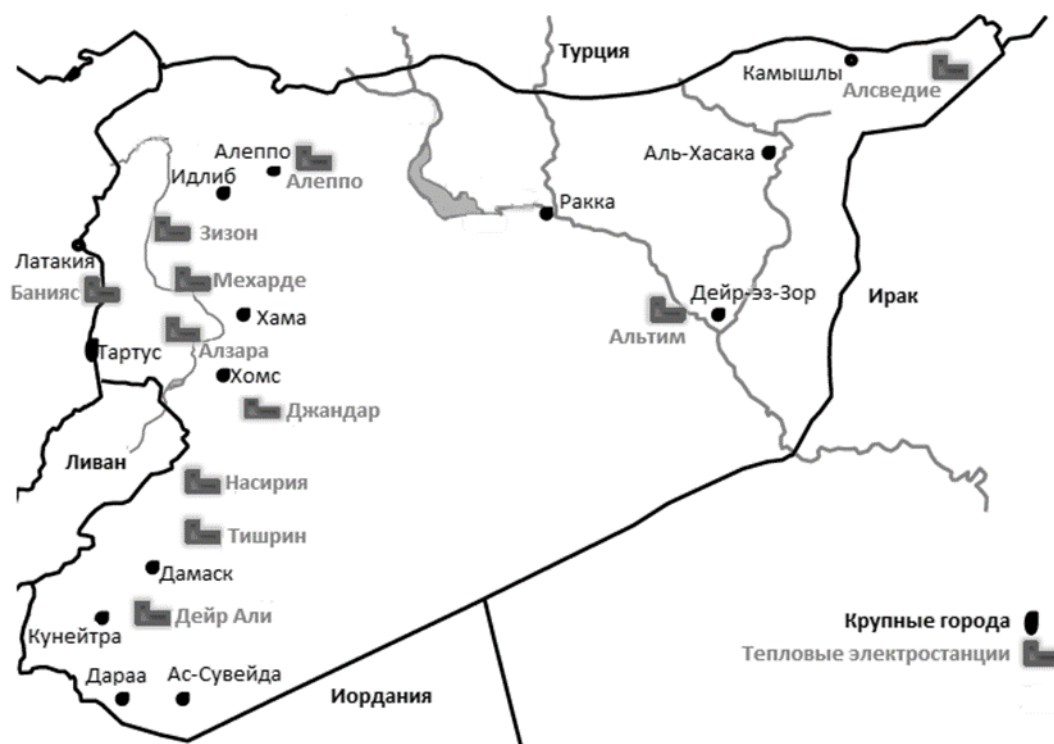


Рис. 1. Тепловые электростанции и их размещение в Сирийской Арабской Республике

С начала 2025 г. новое правительство Сирии работает над привлечением инвестиций и улучшением ситуации во всех секторах страны, включая электроэнергетический, что необходимо для возрождения экономики. Министерство энергетики Сирии разработало план по улучшению ситуации с электроэнергией [4], включающий три этапа:

- первый этап (аварийный) направлен на проведение срочного технического обслуживания электрооборудования, с целью обеспечить электроэнергией потребителей, а также нефтепродуктами для работы существующие ТЭС;
- второй этап предусматривает реконструкцию и обслуживание электростанций, ПС и ЛЭП, одновременно поддерживая проекты возобновляемой энергетики с целью увеличения объема производства электроэнергии и доли электропотребления;
- третий этап (развития) направлен на достижение самообеспеченности электроэнергией через создание новых электростанций и ЛЭП с учетом роста населения, а также распределения электроэнергии 24 часа в сутки.

Среди проектов по техническому обслуживанию ТЭС, реализуемых Министерством энергетики Сирии, можно выделить: четвертый блок ТЭС «Банияс» (150 МВт); первый блок ТЭС «Махарда» (150 МВт), третий блок ТЭС «Аль-Зара»; пятый блок ТЭС «Алеппо» и второй блок ТЭС «Насирия». Будут завершены такие стратегические проекты как ТЭС «Латакия» (526 МВт), второй блок ТЭС «Дейр-Али» (750 МВт), реконструкция электростанции Алеппо (600 МВт) [5].

По обеспечению топливом, необходимым для работы действующих ТЭС, Министерством энергетики Сирии было достигнуто соглашение о поставках 2-х млн м³ газа в день из Катара через территорию Иордании, что позволило увеличить общую мощность генерации электростанций Дейр-Али и Насири на 400 МВт (длительность подачи электроэнергии потребителям была увеличена с 2-х до 4-6 ч в сутки [6]).

22 мая 2025 г. подписано соглашение о сотрудничестве между министерствами энергетики Сирии и Турции с целью развития и укрепления взаимодействия в энергетической сфере. Соглашение включает:

- Турция будет поставлять Сирии около 6 млн м³ газа в день по прямому трубопроводу из турецкого города Килис в сирийский город Алеппо, являющийся крупным узлом сирийской электросети. Это позволит вырабатывать около 1200 МВт-ч электроэнергии [7];

- работы по завершению процедуры подключения ЛЭП напряжением 400 кВ, которая соединит Турцию с Сирией и обеспечит поставку в Сирию около 500 МВт-ч электроэнергии. Ожидается, что подключение будет завершено к началу 2026 г. [7].

29 мая 2025 г. подписано соглашение между Министерством энергетики Сирии и четырьмя международными энергетическими компаниями [8] (*UCC* (Катар), *Power International* (США), *Kalyon Energy* (Турция) и *Cengiz Energy* (Турция)). Крупнейшая сделка по электроэнергии в Сирии стоимостью 7 млрд \$ [8], соглашение включает в себя строительство четырех электростанций с комбинированным циклом работы газовых турбин (ПГУ) в Дейр-эз-Зор, Мехарде и Зизун в Хама, а также Трифави в Хомс общей мощностью генерации примерно 4000 МВт, а также солнечной электростанции мощностью 1000 МВт на юге Сирии [8].

Учитывая низкую надежность централизованной электросети и дефицит топлива, распределенная генерация (РГ) на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) имеет важное значение для повышения надежности электроснабжения потребителей, поддержки энергосистемы и сокращения потребления ископаемого топлива.

Благодаря географическому положению и климату Сирия подходит для развития РГ на основе ВИЭ и совместной выработки электроэнергии с центральными ТЭС. Сирия обладает неограниченным потенциалом солнечной энергии и значительным потенциалом энергии ветра [9]. Средняя солнечная радиация составляет около 5.1 кВт-ч/м² в день (что эквивалентно 1825 кВт-ч в год). В табл. 1 показаны средние значения солнечной радиации в крупных городах Сирии на горизонтальном уровне и при оптимальном угле наклона (около 30 градусов).

Как показано в табл. 1, уровень радиации под углом 30° колеблется в пределах от 5.5 до 6 кВт/м² в сутки.

Все сирийские регионы [10] имеют высокий уровень солнечной радиации и относительно большое количество солнечных дней. Годовой солнечный период составляет от 2820 до 3270 ч, а количество пасмурных дней – от 38 до 85 дней.

Таблица 1

Распределение средней солнечной радиации на горизонтальном уровне и при оптимальном угле наклона

Город	Среднее значение горизонтальной солнечной радиации, кВт/м ² в сут.	Среднее значение солнечной радиации (под углом 30°), кВт/м ² в сут.
Дамаск	5.2	5.7
Латакия	5.1	5.7
Кунейтра	5.4	5.9
Аль-Хасака	5	5.6
Алеппо	4.9	5.4
Ар-Ракка	4.9	5.5
Дараа	5.3	5.7
Дейр-эз-Зор	5	5.6
Хама	4.8	5.3
Хомс	4.9	5.4
Идлиб	4.9	5.4
Тартус	5.1	5.7
Ас-Сувейда	5.5	6
Среднее значение	5.1	5.6

Ветер также относится к перспективным возобновляемым энергоресурсам Сирии. Более чем на 20 станциях, расположенных по территории страны, проводились измерения скорости ветра для оценки потенциала энергии ветра экономической целесообразности ее использования. Территория страны была разделена на четыре зоны по ветру (A, B, C, D). В зоне A скорость ветра колеблется в пределах 5-12 м/с семь месяцев в году. В зоне B скорость ветра составляет 4,5-10 м/с четыре месяца в году. В зонах C и D скорость ветра считается умеренной 3,5-7 м/с [10]. На рис. 2 показана карта распределения скорости ветра на высоте 50 м по территории Сирии.

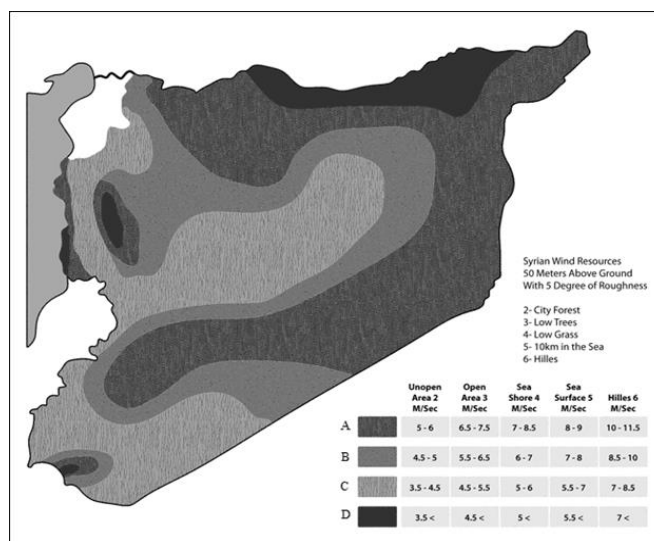


Рис. 2. Карта распределения ветра в Сирийской Арабской Республике на высоте 50 м

Из-за перебоев в подаче электроэнергии из централизованной электросети (ЦЭС) и ограниченного её объёма многие потребители перешли на РГ на основе солнечных панелей. Они высокоэффективны в Сирии и устанавливаются на крышах домов и заводов во многих сирийских городах для обеспечения электроэнергией, параллельно ЦЭС. На рис. 3 показаны солнечные панели, установленные на крышах зданий в Дамаске, обеспечивающие электроснабжение потребителей на напряжении 220 В.



Рис. 3. Солнечные панели на крышах зданий в Дамаске

Существуют проекты по использованию РГ (солнечных панелей) для освещения улиц и парков Алеппо [11]. На рис. 4 показано освещение улиц в Алеппо с помощью солнечных панелей и аккумуляторных батарей (АБ).



Рис. 4. Освещение улиц в Алеппо с помощью солнечных панели и АБ

РГ (солнечные панели) также используется на крышах многих фабрик, школ и некоторых университетов. Среди них – солнечные панели суммарной мощностью 700 кВт на крыше Университета Дамаска. Также установка солнечных батарей на крышах промышленных объектов (различных заводов мощно-

стью 100, 500 и 30 кВт) промышленного города Хасия. Имеется также ряд источников РГ большей мощности, подключенных к распределительным сетям напряжением 20 и 0,4 кВ, в том числе названные далее.

Солнечная электростанция (СЭС) 1,5 мВт, предназначенная для электро-снабжения водопроводных станций в Идлибе (рис. 5). Новая СЭС состоит из 2300 солнечных панелей и является крупнейшей, предназначенной для поддержки водного сектора в регионе, СЭС работает на основе сетевой системы, что обеспечивает максимальное использование вырабатываемой электроэнергии [12].



Рис. 5. Солнечная электростанция в городе Идлиб

Фотоэлектрическая станция (ФЭС) мощностью 1,26 МВт в Аль-Кисве подключена к распределительной сети 20 кВ, состоит из 6000 солнечных панелей, вырабатывает электроэнергию около 2 млн кВт-ч в год, что достаточно для освещения 500 домов в течение года. Работа ФЭС позволяет ежегодно экономить 500 т топлива. ФЭС.

ФЭС мощностью 1 МВт (рис. 6) в городе Хама подключена к сети низкого напряжения 0,4 кВ. Годовая выработка электроэнергии достигает 1,8 млн кВт-ч в год, обеспечивая экономию более 450 т топлива.



Рис. 6. ФЭС в городе Хама

ФЭС мощностью 1 МВт в промышленном городе Аль-Хасия подключена к электрической сети через инверторы. ФЭС состоит из 5400 панелей мощностью 550 Вт каждая с 30 инверторами единичной мощностью 110 кВт.

Подключение к электрической сети двух ФЭС (500 и 320 кВт) в районе Аль-Кисве, вырабатываемая производственная мощность составляет около 70000 и 45 000 кВт-ч в мес., соответственно.

Подключение к электросети четырех СЭС мощностью 18.6 МВт в городе Тартус.

Проект по созданию новой СЭС 100 МВт в районе Вади-эль-Раби около Дамаска [13].

Ветроэлектрическая станция в городе Хомс, состоящая из двух ветроустановок мощностью 5 МВт, подключена к распределительной электрической сети.



Рис 8. Ветроэлектрическая установка в городе Хомс

Открываются новые возможности для инвестиционных проектов в области ВИЭ. Так, министерства энергетики Сирии и Саудовской Аравии обсудили перспективы инвестиций в сферу ВИЭ в Сирии, включая солнечную и ветровую энергетику [14]. Постоянный представитель Программы развития ООН (ПРООН) в Сирии и министр международного развития Норвегии подписали соглашение о разработке генерального плана по ВИЭ для Сирии (заявление ПРООН от 26 мая 2025 г.). План определит будущий спрос на энергию и определит долю ВИЭ в удовлетворении спроса [15].

Основные задачи генерального плана по ВИЭ:

- повышение надежности и доступности энергоснабжения для населения Сирии;
- усиление положительного экономического воздействия за счет создания рабочих мест и развития местного предпринимательства;
- повышение экологической устойчивости и сокращение выбросов парниковых газов;
- содействие устойчивому использованию энергии во всех секторах, поощрение практики энергосбережения;
- предоставление требований и рекомендаций по интеграции существующей сети передачи и распределения с предлагаемыми ВИЭ;
- установка контрольных показателей и индикаторов для отслеживания прогресса в достижении целей в области ВИЭ.

Выводы

Энергетический сектор в течение многих лет страдал от серьезного дефицита электроэнергии из-за нанесенного ущерба электросети и нехватки топлива, необходимого для работы действующих электростанций.

Новое сирийское правительство работает над улучшением энергетической ситуации, привлечением инвестиций, а также обеспечением и импортом нефтепродуктов, необходимых для работы электростанций.

В Сирии высокий потенциал солнечной радиация и скорости ветра, позволяющий широко использовать РГ на основе ВИЭ. Сирия движется к созданию и развитию РГ на основе ВИЭ и открывает двери для инвестиций в возобновляемую энергетику с целью улучшения ситуации с электроэнергией.

Библиографический список

1. Сирийская корпорация по передаче и распределению электроэнергии, [Электронный ресурс]. – URL: <https://tde.gov.sy/ar> (дата обращения 25.05.2025).
2. Количество газа, необходимое Сирии, Сирийское арабское информационное агентство(SANA), [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.sana.sy/> (дата обращения 25.05.2025)
3. Министерство энергетики Сирии, [Электронный ресурс]. – URL: <https://moe.gov.sy/news/> (дата обращения 25.05.2025).
4. План Министерства энергетики по улучшению ситуации с электроэнергией, Сайт по финансам и экономике бизнеса «eqtsad», [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.eqtsad.net/> (дата обращения 26.05.2025).
5. Техническое обслуживание электростанций в Сирии, сайт «yallasyrianews» [Электронный ресурс]. – URL: www.yallasyrianews.com/ (дата обращения 26.05.2025).
6. Катар объявляет о поставках природного газа в Сирию через Иорданию, Газета «Ашарк Аль-Аусат», [Электронный ресурс]. – URL: <https://aawsat.com/> (дата обращения 26.05.2025).
7. Сирия и Турция подписывают крупное соглашение о поставках газа и электроэнергии, Энергетическая платформа [Электронный ресурс]. – URL: <https://attaqa.net/> (дата обращения 26.05.2025).
8. Сирия подписывает энергетическое соглашение с международными компаниями, [Электронный ресурс]. – URL: https://www.aleqt.com/2025/05/29/article_2761931.html (дата обращения 30.05.2025).
9. Ali Al-Mohamad, Renewable energy resources in Syria, Renewable Energy 24 (2001) 365–371.
10. Ханун Али, Омар Хасан, Аль-Мустафа Аль-Самавиль, Саиф Аль-Дин Мухаммад Хадер, Разработка оптимальной стратегии энергоснабжения Сирии с целью сокращения выбросов парниковых газов и защиты климата с наименьшими затратами, Сирийское управление по атомной энергии, 2010.
11. Освещение улиц Алеппо с помощью возобновляемой энергии, сайт «yallasyrianews», [Электронный ресурс]. – <https://www.yallasyrianews.com/> (дата обращения 27.05.2025).
12. Солнечная электростанция в городе Идлиб, сайт «solarabic», [Электронный ресурс]. – URL: <https://solarabic.com/> (дата обращения 26.05.2025).
13. Сирия объявляет о крупном проекте по использованию солнечной энергии, сайт «ecogenarabia», [Электронный ресурс]. – URL: <https://ecogenarabia.com/> (дата обращения 27.05.2025).
14. Сирия и Саудовская Аравия изучают возможности инвестиций в проекты возобновляемой энергетики. Официальный сайт Сирийского новостного канала «alikhbariah», [Электронный ресурс]. – <https://alikhbariah.com/> (дата обращения 27.05.2025).
15. План ООН по поддержке и восстановлению «возобновляемой энергетики» в Сирии, сайт «athrpress» [Электронный ресурс]. – <https://www.athrpress.com/> (дата обращения 28.05.2025).

A.F. Akkad

THE CURRENT STATE OF THE ELECTRIC POWER INDUSTRY AND PROSPECTS FOR DISTRIBUTED RENEWABLE ENERGY GENERATION IN SYRIA

University of Aleppo
Syrian Arab Republic

Abstract. The article analyzes the current state of the Syrian Arab Republic's electric power industry. The problems of centralized power supply, development plans and prospects for improving the electric grid complex are considered. Information is provided on investment projects in the Syrian energy sector. The prospects and efficiency of using distributed generation based on renewable energy sources are shown.

Key words: energy of Syria, renewable energy sources, distributed generation.

References

- [1] Syrian Electricity Transmission and Distribution Corporation, [Online].Available at: <https://tde.gov.sy/ar> [Accessed: 25.05.2025].
- [2] Amount of gas needed by Syria, Syrian Arab News Agency (SANA), [Online].Available at: <https://www.sana.sy/> [Accessed: 25.05.2025]
- [3] Ministry of Energy of Syria, [Online].Available at: <https://moe.gov.sy/news/> [Accessed: 25.05.2025].
- [4] The Ministry of Energy's Plan to Improve the Electricity Situation, Business Finance and Economics Website «eqtsad», [Online].Available at: <https://www.eqtsad.net/> [Accessed: 26.05.2025].
- [5] Maintenance of power plants in Syria, yallasyrianews website [Online].Available at: www.yallasyrianews.com/ [Accessed: 26.05.2025].
- [6] Qatar announces natural gas supplies to Syria via Jordan, Asharq Al-Awsat newspaper, [Online].Available at: <https://aawsat.com/> [Accessed: 26.05.2025].
- [7] Syria and Turkey sign major agreement on gas and electricity supplies, Energy Platform [Online].Available at: <https://attaqa.net/> [Accessed: 26.05.2025].
- [8] Syria signs energy deal with international companies,[Online].Available at: https://www.aleqt.com/2025/05/29/article_2761931.html [Accessed: 30.05.2025].
- [9] 9.Ali Al-Mohamad, Renewable energy resources in Syria, Renewable Energy 24 (2001) 365–371.
- [10] Hanoun Ali, Omar Hassan, Al-Mustafa Al-Samawil, Saif Al-Din Muhammad Khader, Developing an optimal energy supply strategy for Syria to reduce greenhouse gas emissions and protect the climate at the lowest cost, Syrian Atomic Energy Authority, 2010.
- [11] Lighting the streets of Aleppo with renewable energy, yallasyrianews website, [Online].Available at: <https://www.yallasyrianews.com/> [Accessed: 27.05.2025].
- [12] Solar power plant in Idlib, solarabic website, [Online].Available at: <https://solarabic.com/> [Accessed: 26.05.2025].
- [13] Syria announces a major solar energy project, ecogenarabia website, [Online].Available at: <https://ecogenarabia.com/> [Accessed: 27.05.2025].
- [14] Syria and Saudi Arabia explore investment opportunities in renewable energy projects. Official website of the Syrian news channel "alikhbariah", [Online].Available at:<https://alikhbariah.com/> [Accessed: 27.05.2025].
- [15] A UN plan to support and rehabilitate "renewable energy" in Syria, athrpress website [Online].Available at: <https://www.athrpress.com/> [Accessed: 28.05.2025].

УДК 621.317

П.А. Алешин, А.А. Кралин, И.А. Липужин, А.В. Серебряков, Н.А. Серебряков

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ВЫХОДА ИЗ СТРОЯ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. В статье рассмотрена схема мониторинга батарей, также предложена структурная схема макета диагностики аккумуляторных батарей. Разработан алгоритм предиктивного диагностирования АКБ, а также система предиктивного оповещения выхода батарей из строя. Разработан график зависимости коэффициента увеличения интенсивности отказов α_c конденсаторной батареи от коэффициента нагрузки K_H и температуры окружающей среды.

Ключевые слова: аккумуляторная батарея, система диагностики, алгоритмы диагностики, уровень работоспособности, уровень заряда, наработка на отказ, интенсивность отказов.

В настоящее время большое количество оборудования используется совместно с аккумуляторными батареями (АКБ), и их работоспособность значительно зависит от работоспособности АКБ. Отказ в работе может привести к тяжелым последствиям: отключение систем жизнеобеспечения, выход из строя источника бесперебойного питания (ИБП), нарушение функционирования электротранспорта, выход из строя банковских и пожароохранных систем, а также к другим неблагоприятным ситуациям, связанным с АКБ [1].

Во избежание подобных ситуаций необходимо контролировать изменение технического состояния АКБ, например, путем плановой диагностики внешними средствами, либо оперативно с помощью системы предиктивного диагностирования [2].

Как правило, батареи выходят из строя не одновременно, а по одной. При этом нагрузка на соседние батареи возрастает. Система мониторинга батарей и предиктивный прогноз выхода их из строя позволит заранее заказать замену деградирующей батареи и повысить надежность работы системы [2].

Наиболее частые причины деградации аккумуляторных батарей следующие:

- неправильный заряд / разряд;
- наличие в цепи неисправного АКБ;
- высокое внутреннее сопротивление и температура батареи;
- сульфатация пластин.

Для своевременного контроля состояния батареи следует использовать систему диагностики, которая в режиме реального времени будет отслеживать рабочие характеристики и в случае отклонения параметров от нормы будет подавать сигнал о неисправности элемента.

Большинство существующих систем диагностики [3] батарей состоят из датчика тока, датчиков напряжения и датчика тока. Если датчик тока, который ставится на группу аккумуляторов, и будет выдавать корректные значения тока, так как аккумуляторы соединены последовательно [4], то при установке одного датчика температуры на всю батарею получим, что измеренные значения будут отличаться от фактических. Некорректные значения температуры могут привести либо к деградации, либо к ошибочному сигналу об ошибке. Исходя из этого можно сделать вывод, что для более точного значения следует устанавливать датчик температуры не на батарею, а на каждый аккумулятор. Это приведет к удорожанию системы, но в результате позволит повысить надежность системы диагностики. Измеренные значения температуры, тока и напряжения с датчиков передаются на контроллер, где обрабатываются, и по сети *Ethernet* передаются на локальный терминал оператора.

Принципиальная схема представлена на рис. 1.

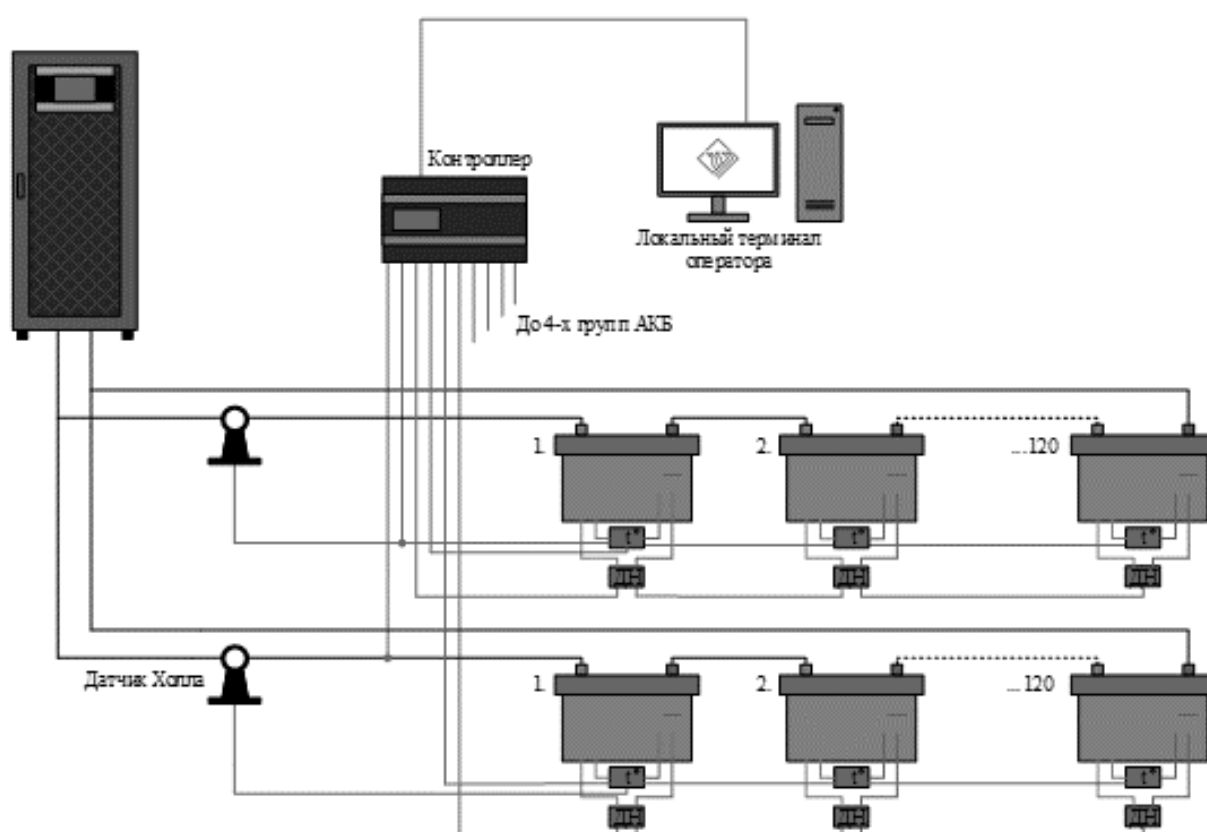


Рис. 1. Принципиальная схема системы мониторинга

Для тестирования предложенного решения необходимо разработать макет контроллера системы управления, который необходим для управления процессами зарядки и разрядки аккумулятора, счета циклов, регистрации состояния

всех компонентов, распределения и балансировки токов между компонентами, защиты подключения к нагрузке и отключения. Это устройство является одной из основных частей системы мониторинга АКБ.

В ходе тестирования будет проводиться запись мгновенных значений напряжения и температуры аккумулятора, а также мгновенное значение тока для группы аккумуляторов. На основании полученных данных на панель оператора будут выводиться зарядно-разрядные характеристики батареи, остаточный ресурс АКБ, а также уровень заряда батареи на всем интервале рабочего времени АКБ. Структурная схема предлагаемого макета представлена на рис. 2.

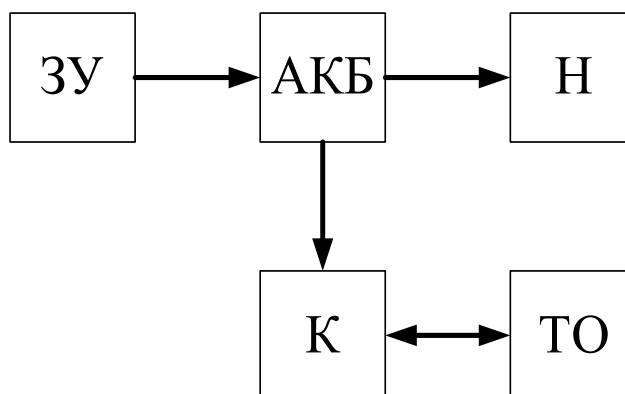


Рис. 2. Структурная схемы системы мониторинга:

ЗУ – зарядное устройство; АКБ – аккумуляторная батарея; Н – нагрузка; К – контроллер; ТО – терминал оператора.

Для решения задачи диагностики АКБ разработан алгоритм системы оповещения о выходе АКБ из строя, который в реальном времени отслеживает изменение параметров АКБ и проводит диагностику состояния АКБ, определяя уровень работоспособности аккумулятора (*state-of-health*, (*SoH*)) и уровень заряда батареи (*state-of-charge* (*SoC*)) (рис 3) [5].

$$SoC = \frac{U_{\text{батареи}} - U_{\min}}{U_{\max} - U_{\min}} 100\%, \quad (1)$$

$$SoH = \frac{I t}{C_{\text{ном}}} 100\%, \quad (2)$$

где $U_{\text{батареи}}$ – текущее значение напряжения на выводах АКБ, В; U_{\max} – минимальное значение напряжения, соответствующие полностью заряженной АКБ, В; U_{\min} – минимально допустимое значение напряжения АКБ, В; I – текущее значение силы тока, А; t – время, с; $C_{\text{ном}}$ – номинальная емкость АКБ.

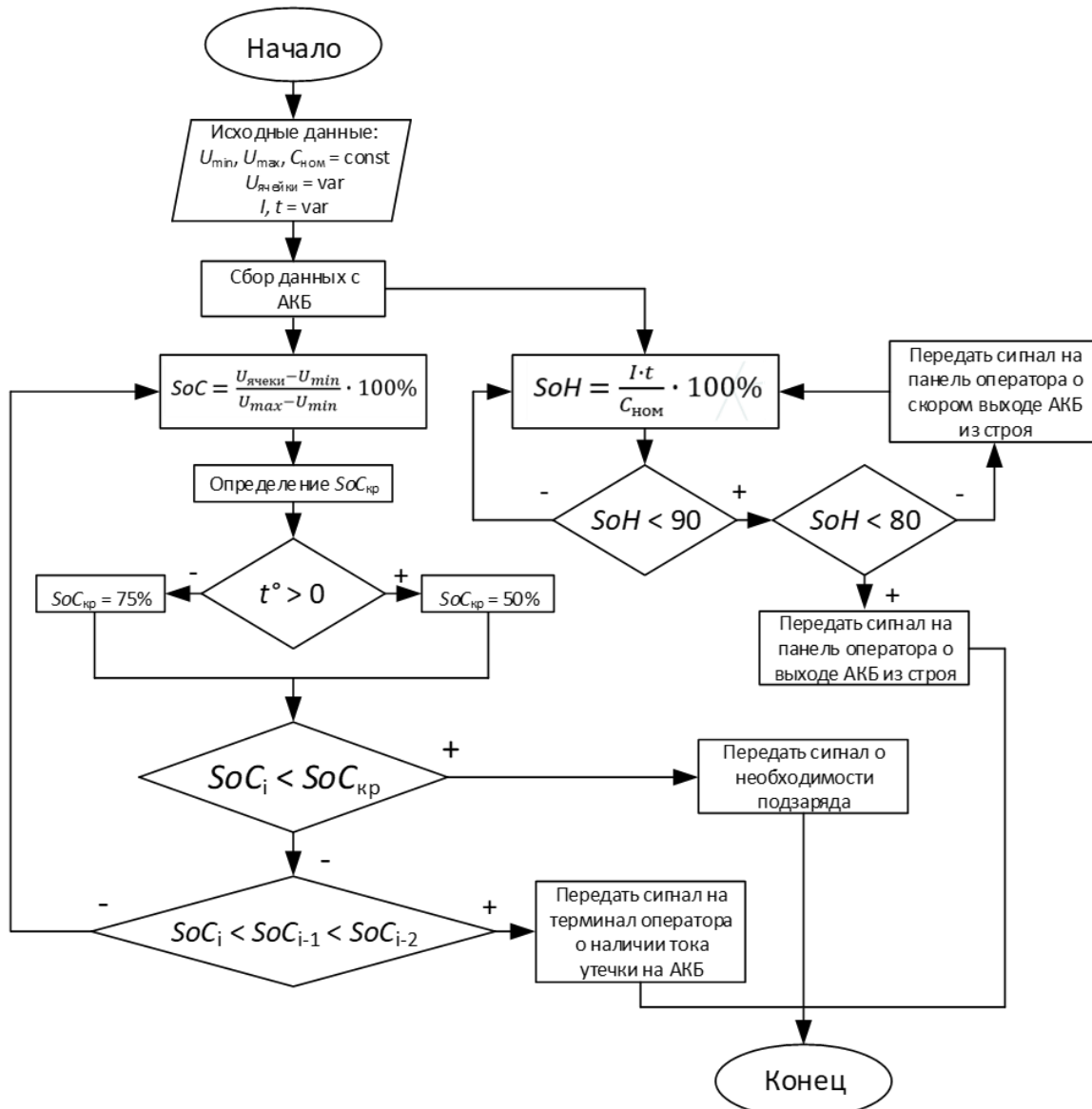


Рис. 3. Алгоритм системы диагностики АКБ

Первым этапом работы алгоритма является сбор данных с установки, которые в дальнейшем требуются для дальнейших расчетов, вторым действием вычисляется степень заряженности АКБ, которая является важным параметром, позволяющим установить эффективность работы системы электроснабжения. Его изменение в процессе эксплуатации может быть вызвано отрицательным зарядным балансом, либо наличием тока утечки. Если вычисленное значение SOC меньше критического (50 % при температуре больше 0), то на контроллер подается сигнал о необходимости принудительного подзаряда АКБ. Но помимо этого необходимо также определить уровень работоспособности аккумуляторной батареи. Чтобы система работала без остановок, нужно заблаговременно отследить уровень работоспособности, для этого снимаем значения для двух диапазонов. Когда значение SoH находится в диапазоне от 80 до 90 %, то на терминал оператора поступает сигнал о скором выходе аккумулятора из строя, в данном случае требуется дополнительная диагностика, при помощи которой можно будет сделать более детальный анализ состояния АКБ, в дальнейшем потребуется ремонт

или замена. Если значение SoH меньше 80 %, подается сигнал о необходимости срочной замены АКБ.

Помимо диагностики немаловажным этапом является анализ надежности, поиск неисправностей и прогнозирование технического состояния. Основной фактор анализа надежности базируется на применении экспоненциального закона распределения времени безотказной работы [6]. Но, кроме этого, важной процедурой является расчет средней наработки на отказ, это величина по своему значению обратна величине интенсивности отказов, она определяется по выражению (3):

$$\lambda = \alpha \cdot \lambda_0, \quad (3)$$

где α - коэффициент увеличения интенсивности отказов; λ_0 - исходная интенсивность отказов.

Исходная величина интенсивности отказов элементов λ_0 выбирается исходя из экспертных оценок [7]. На основе математических моделей прогнозирования интенсивности отказов выбираются коэффициенты увеличения интенсивности отказов α АКБ.

Одним из основных этапов определения состояния аккумулятора следует считать задачу прогнозирования, то есть предсказания технического состояния, в которой необходимо рассмотреть исследуемый объект в некоторой будущий момент времени. Этап прогнозирования технического состояния важен, в частности, для организации их обслуживания. Задача прогнозирования заключается в следующем [8]. Техническое состояние во многом зависит от изменения физических и химических свойств объекта \bar{X} , также техническое состояние зависит от внешних и внутренних помех \bar{Y} (рис. 4).

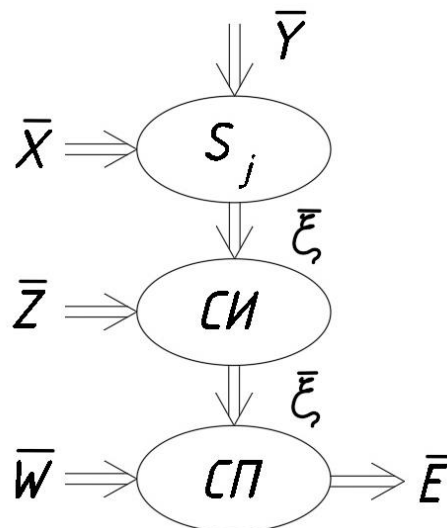


Рис. 4 Однолинейная схема системы прогнозирования:
СИ - средства измерения; СП - средства прогнозирования.

При помощи погрешности параметра \bar{Z} определяются прогнозирующие параметры. Помимо этого, на прогнозирующие факторы также оказывает влияние

погрешности прогнозирования (\bar{W}). В общем и целом, прогнозируемое техническое состояние объекта имеет следующую зависимость:

$$\bar{E} = f(\bar{X}, \bar{Y}, \bar{Z}, \bar{W}). \quad (4)$$

В ходе работы была разработана математическая модель прогнозирования отказов. Пробой диэлектрика, пробой между обкладками или обрыв выводов уменьшения емкости – это виды отказов аккумуляторов. Их надежность во многом зависит от нагрузки и факторов окружающей среды. Коэффициент электрической нагрузки – это отношение рабочего напряжения к допустимому:

$$K_H = \frac{U_{\phi}}{U_{\text{доп}}}. \quad (5)$$

Коэффициент увеличения интенсивности отказов α_c отражает влияние коэффициента электрической нагрузки на показатель надежности конденсатора.

На графиках отражены зависимости α_c от температуры окружающей среды при различных коэффициентах электрической нагрузки K_H .

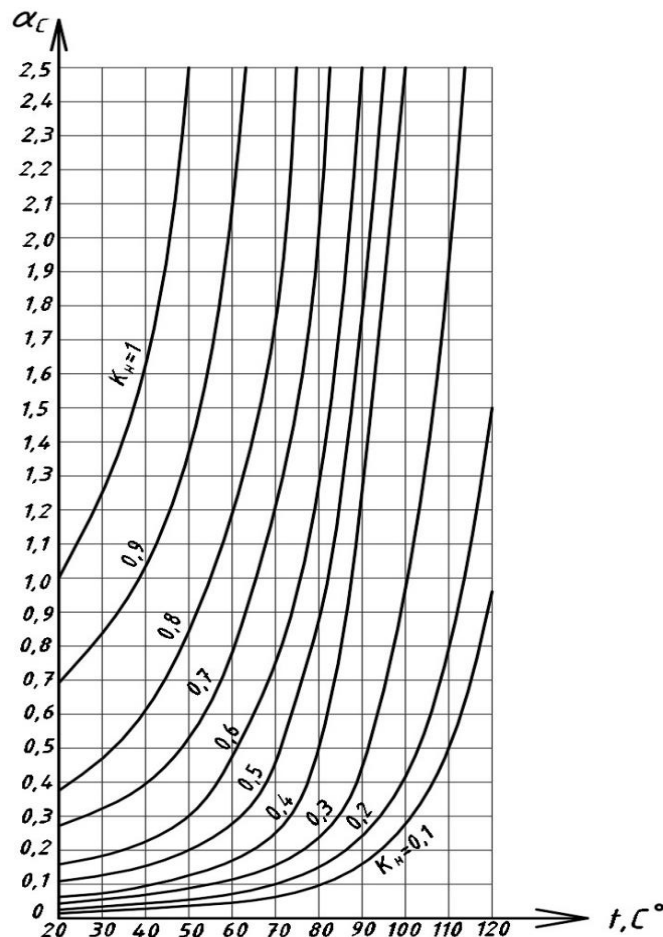


Рис.5. Зависимость коэффициента увеличения интенсивности отказов α_c конденсаторной батареи от коэффициента нагрузки K_H и температуры окружающей среды

Таким образом, системы управления, контроля и мониторинга состояния АКБ являются важнейшей частью для поддержания аккумуляторных батарей в

рабочем состоянии. При установке дополнительных датчиков на каждой батарее появляется возможность вовремя проводить техническое обслуживание, диагностику аварий и ремонт выведенных из строя элементов, чтобы продлить срок службы аккумулятора.

Исследование выполнено в рамках государственного задания в сфере научной деятельности (тема №FSWE-2025-0001).

Библиографический список

1. **Чупин, Д.П.** Параметрический метод контроля эксплуатационных характеристик аккумуляторных батарей: дис. ... к-та техн. наук 05.11.13 / Чупин Д.П. – Омск, 2014. – 203с.
2. **Кузьмин, И.Н.** Электротехнический комплекс специализированного источника питания на основе проточного аккумулятора: дис. ... к-та техн. наук 2.4.2 / Кузьмин И.Н. – Н. Новгород, 2024. – 144с.
3. **Дергач, А.Е.** Система мониторинга бесперебойного электропитания / Дергач А.Е., Лобанов Д.К. // Актуальные проблемы авиации и космонавтики – 2022 г. № 1. с. 600-602.
4. **Бажуков, И.М.** Контроль электрических характеристик аккумуляторов ИБП как один из способов повышения надежности электроснабжения / Бажуков И.М. // Автоматизация в промышленности – 2017 г. №10. с. 34-36.
5. **Смирнов, Д.А.** Разработка алгоритма контроля технического состояния стартерной аккумуляторных батарей / Смирнов Д.А., Пузаков А.В. // Шаг в науку. – 2022. - №3. – с. 39-44.
6. **Рукин, М.В.** Методика определения наработки на отказ установки электроцентробежного насоса / М.В. Рукин, В.А. Молчанова, К.Р. Уразаков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 12. 219–229.
7. **Патент** на описание полезной модели RU 168615 U1, МНК H02P 9/48 (2006.1). Автономная электростанция переменного тока/А.Б. Дарьенков, С.А. Гузев // Заявл. №2016118233 от 11.05.2016; опубл. 13.02.2017. Бюл. №5.
8. **Верзаков, Г.Ф.** Введение в техническую диагностику / Г.Ф. Верзаков, Н.В. Киншт, В.И. Рабинович, Л.С. Тимонен. - М.: Энергия, 1968. – 224 с.

P.A. Aleshin, A.A. Kralin, I.A. Lipuzhin, A.V. Serebryakov, N.A. Serebryakov

DIAGNOSTICS AND PREDICTION OF BATTERY FAILURE

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article considers the battery monitoring scheme, and also proposes a structural diagram of the battery diagnostics model. An algorithm for predictive battery diagnostics, as well as a predictive battery failure notification system, have been developed. A graph of the dependence of the failure rate increase coefficient α_C of a capacitor bank on the load factor K_H and ambient temperature has been developed.

Key words: battery, diagnostic system, diagnostic algorithms, performance level, charge level, mean time between failures, failure rate.

References

- [1] Chupin, D.P. Parametric method for monitoring operational characteristics of storage batteries: dis. ... c-te tech. sciences 05.11.13 / Chupin D.P. – Omsk, 2014. – 203 pp.
- [2] Kuzmin, I.N. Electrical engineering complex of a specialized power source based on a flow battery: dis. ... Cand. of Technical Sciences 2.4.2 / Kuzmin I.N. - N. Novgorod, 2024. - 144 pp.
- [3] Dergach, A.E. Uninterruptible power supply monitoring system / Dergach A.E., Lobanov D.K. // Actual problems of aviation and cosmonautics - 2022, No. 1. pp. 600-602.
- [4] Bazhukov, I.M. Monitoring the electrical characteristics of UPS batteries as one of the ways to improve the reliability of power supply / Bazhukov I.M. // Automation in industry - 2017, No. 10. pp. 34-36.
- [5] Smirnov, D.A., Puzakov, A.V. (2022) Development of an algorithm for monitoring the technical condition of a starter battery. *Shag v nauku* [Step into science]. Vol. 3, pp, 39-43.
- [6] Rukin, M.V., Molchanova, V.A., Urazakov, K.R. Method for determining the mean time between failures of esp units. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering. Vol. 333, № 12. pp. 219–229.
- [7] Patent for description of utility model RU 168615 U1, MNK H02P 9/48 (2006.1). Autonomous AC power plant/A.B. Dar'enkov, S.A. Guzev // Claim. No. 2016118233 dated 11.05.2016; published 13.02.2017. Bulletin No. 5.
- [8] Verzakov, G.F. Introduction to technical diagnostics / G.F. Verzakov, N.V. Kinsht, V.I. Rabino-vich, L.S. Timonen. - M.: Energy, 1968. - 224 p.

УДК 621.039.003

Н.А. Аникин, Д.Д. Лошак, А.С. Стеклов, С.М. Брыкалов, П.А. Горбунов**РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА: ПЭБ КАК ПУТЬ К ДОСТУПНОЙ ЭНЕРГИИ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ**

АО «ОКБМ Африкантов»

Аннотация. В статье рассмотрены проблемы потребности отдаленных регионов Российской Федерации в электроснабжении и пути их решения с помощью проектов плавучих энергоблоков. Представлены находящиеся в эксплуатации и разрабатываемые на базе малых модульных реакторов модели плавучих энергоблоков и возможности их использования в сфере развития распределенной энергетики в отдаленных районах Российской Федерации.

Ключевые слова: распределенная энергетика, отдаленные районы, плавучий энергоблок, малые модульные реакторы.

В настоящее время в России становится все более актуальной проблема рационального ресурсопотребления и электрогенерации. В Энергетической Стратегии России до 2035 г. распределенная генерация относится к технологиям, применение которых может способствовать переходу энергетики на новый технологический базис [1]. Отдаленные районы (такие, как Арктическая часть) в настоящий момент являются одной из пилотных площадок для реализации энергетических проектов распределенной генерации и внедрения новых технологий малой энергетики [2,3]. В полярных регионах уже реализованы такие проекты, как Кольская ветровая электростанция, вырабатывающая энергию для Мурманской области, ветродизельный комплекс в поселке Тикси и др. [3]. Реализации такого рода проектов целесообразна в условиях низкой плотности населения – 0,1-0,2 чел/км², дороговизны и сложности возведения капитальных строений, тяжелых климатических условий, сложности логистики, необходимости использования транспортируемых энергетических установок. Эти факторы в комплексе делают постройку крупных энергообъектов чрезвычайно сложной и дорогой. Таким образом, объекты местной малой генерации становятся привлекательными ввиду простоты постройки, отсутствия необходимости создания крупных передающих сетей и обеспечения их работы [4].

Одним из путей преодоления этих трудностей и внедрения распределенной генерации в российскую энергетическую сеть может стать использование атомных плавучих энергоблоков (далее – ПЭБ) как масштабируемых и, что самое главное, транспортабельных единиц производства электрической энергии, нацеленной на создание устойчивых региональных систем, снижающих нагрузку на окружающую среду при своей деятельности. В настоящее время в мире наблю-

дается устойчивый интерес к атомным станциям малой мощности ввиду их способности удовлетворять потребность в энергообеспечении пользователей, удаленных от центральных энергосетей.

К преимуществам ПЭБ относятся:

- непрерывная выработка энергии;
- маневренность (быстрое изменение мощности энергоисточника);
- сокращение выбросов CO₂;
- заводское сооружение полностью готового к эксплуатации объекта;
- серийное строительство, технические решения не зависят от площадки размещения;
- зеленая площадка после завершения эксплуатации;
- конкурентоспособность по сравнению с источниками на газе [4].

Результаты расчетов и сравнения технико-экономических показателей плавучей газовой электростанции и ПЭБ показали, что в современных условиях ПЭБ демонстрирует устойчивую экономическую эффективность в долгосрочной перспективе, высокую рентабельность и устойчивость к внешним воздействиям (таким как, колебания стоимости топлива и др.), в то время как газовая электростанция имеет меньший срок строительства, требует меньших изначальных капиталовложений, но несет серьезные эксплуатационные риски и подвержена влиянию таких факторов, как волатильность цен на СПГ, высокие фрахтовые издержки и т.д.

Отличительной чертой концепции ПЭБ в контексте распределенной энергетики является ее адаптируемость под индивидуальные потребности заказчика: при потребности в большей или меньшей мощности заказчику может быть предложено соответственно большее или меньшее количество плавучих энергоблоков с пропорционально большей или меньшей мощностью электрогенерации.

В мае 2020 г. введен в промышленную эксплуатацию первый плавучий энергоблок «Академик Ломоносов», оборудованный двумя реакторными установками КЛТ-40С. Базируясь в чукотском порту Певек, он снабжает электроэнергией и теплом бытовых потребителей в Чукотском автономном округе, а также обеспечивает до 70 % электроэнергии в Чаун-Билибинском энергоузле. За время своей эксплуатации ПЭБ «Академик Ломоносов» выработал свыше 1 млрд кВт*ч электроэнергии с планомерным увеличением выработки ежегодно. Предотвращены выбросы в атмосферу эквивалента углекислого газа в объеме, превышающем 300 тыс. тонн. Помимо бытовых потребителей, станция снабжает электроэнергией горнодобывающие компании в Чаун-Билибинском энергоузле [4].

В настоящее время Госкорпорацией «Росатом» ведется разработка проектов других типов атомных энергоблоков. Создание флота таких ПЭБ позволит создать основу для комплексного развития региона. Примером может служить кейс рудных зон в Арктике. Планируется применение нового типа плавучих энергоблоков – ПЭБ-106 с двумя реакторными установками нового типа для подачи электроэнергии на комбинаты, занимающиеся добычей меди и драгметаллов. Ожидаемым результатом от внедрения ПЭБ-106 будут являться:

- увеличение добычи меди и драгоценных металлов;
- рост рабочих мест и развитие социальной структуры;
- увеличение валового продукта в Арктических регионах;
- увеличение энергогенерации при минимизации выбросов углекислого газа [4,5].

Как результат, применение ПЭБ позволит создать условия для развития и других отдаленных регионов, благодаря своей масштабируемости и мобильности. ПЭБы могут стать основой для энергосистем регионов, развитие которых было ограничено изолированностью и/или удаленностью от крупных энергосетей и инфраструктуры; стать конкурентоспособным решением и дополнением к гибридным системам вместе с газовыми, ветряными и солнечными энергоисточниками [4].

Технические характеристики ПЭБ приведены в табл. 1.

Таблица 1

Технические характеристики плавучих энергоблоков[5]

Ряд	ПЭБ «Академик Ломоносов» пилотный проект	ПЭБ-106	ПЭБ-180
Тип судна	Несамоходное стоечное судно		
Длина х ширина х осадка (м)	144 х 30 х 5,6	143,3 х 30 х 5,5	191,7 х 33,6 х 7
Водоизмещение	22 516 т	21 261 т	41 104 т
Тип реактора	2 х КЛТ-40С	2 х РИТМ-200С	2 х РИТМ-400М
Электрическая мощность (выдаваемая на берег)	70 МВт	106 МВт	175 МВт
Интервал между перегрузками	2,5-3 года	5-7 лет	5-6 лет
Срок службы	40 лет	40 лет	40 лет
Персонал (с учетом сменности)	366 человек	128 человек	128 человек

Выводы

Распределенная энергетика в условиях отдаленных и изолированных регионов может быть поддержана за счет внедрения плавучих энергоблоков благодаря их устойчивости к колебаниям стоимости топлива, долгому времени бесперывной работы без перегрузок топлива, экологичности и мобильности. Дальнейшее развитие этой технологии позволит создать устойчивую модель развития регионов, где возведение капитальных станций не является целесообразным.

Библиографический список

1. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Утверждена распоряжением Правительства РФ № 1523-р от 09.06.2020.
2. **Селезнёв, В.** Развитие распределенной генерации на Дальнем Востоке и в Арктике / В. Селезнёв, М. Губанов, В. Потемкин // Энергетическая политика. – 2022. - № 7. – С. 58 – 69. – URL: <https://energypolicy.ru/wp-content/uploads/2022/08/ep-%E2%84%967173-2022.pdf> (дата обращения: 10.06.2025).
3. **Кузнецов, Н.М.** Распределенная энергетика регионов арктической зоны Российской Федерации / Н.М. Кузнецов, В.А. Маслобоев, О.Е Коновалова // Арктика 2035: актуальные вопросы, проблемы, решения. - 2021. – №1. - С. 11-21. – URL: https://porarctic.ru/upload/ARKTIKA_1-2021.pdf (дата обращения: 10.06.2025).
4. **Брыкалов С.М.** Плавающие энергоблоки как основа развития промышленных кластеров с нулевыми выбросами в удаленных районах / П.А. Горбунов, Н.А. Сальникова / материалы междунар. науч. фор. 67 Генеральной Конференции МАГАТЭ., Вена, 26-27 сент. 2023. – 10 с.
5. **Брыкалов С.М., Сальникова Н.А., Беляева К.Д.** Презентация доклада «Технологии плавающих атомных энергоблоков для российского и зарубежного рынков». Разрешение на информационный обмен № 39.18-297/2024 от 21.08.2024.

N.A. Anikin, D.D. Loshak, A.S. Steklov, S.M. Brykalov, P.A. Gorbunov

DISTRIBUTED ENERGY: FPU AS A WAY TO AFFORDABLE ENERGY AT THE RUSSIAN MARKET

OKBM Afrikantov
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article deals with problems of the electrical energy demands of remote areas of the Russian Federation and the ways of their solving by the floating power unit projects. Models of small modular reactor based floating power units in operation and development and the possibility of their use in the development of distributed energy in remote areas of the Russian Federation are presented.

Key words: distributed energy, remote areas, floating power unit, small modular reactors.

References

- [1] Energeticheskaya strategiya Rossii na period do 2035 goda. [Energy strategy of Russia until 2035]. Approved by the order of the Government of the Russian Federation №1523-r from Jun. 09, 2020 (in Russian).
- [2] V. Seleznyov, M. Gubanov, V. Potyomkin, Razvitie raspredelyonnoy generatsii na Dalnem Vostoke i v Arktike [Development of the distributed generation at the Far East and in Arctic], *Energeticheskaya politika* [Energy policy], no. 7, pp. 58-59, 2022 (in Russian). Available at: <https://energypolicy.ru/wp-content/uploads/2022/08/ep-%E2%84%967173-2022.pdf>
- [3] N.M. Kuznetsov, V.A. Masloboev, O.E. Konovalova, Raspredelyonnaya energetika regionov arkticheskoy zony Rossiyskoy Federatsii [Distributed energy of the regions of Arctic zone of Russian Federation], *Arktika 2035: aktualnye voprosy, problemy, resheniya* [Arctic 2035: current questions, problems, solutions], no. 1, pp. 11-21, 2021 (in Russian). Available at: https://porarctic.ru/upload/ARKTIKA_1-2021.pdf
- [4] S.M. Brykalov, P.A. Gorbunov, N.A. Salnikova, Plavuchie energobloki kak osnova razvitiya promyshlennykh klasterov s nulevymi vybrosami v udalennykh rayonakh [Floating power units as the basics of development of industrial clusters in remote areas], Materials of *Scientific Forum of 67th Regular IAEA General Conference*, Vienna, 2023 (in Russian).
- [5] S.M. Brykalov, N.A. Salnikova, K.D. Belyaeva, Presentation of the report «Tekhnologii plavuchikh atomnykh energoblokov dlya rossiyskogo i zarubezhnogo rynkov» [Technologies of the floating nuclear power units for Russian and foreign markets]. Informational exchange permission no. 39.18-297/2024 from Aug. 21, 2024 (in Russian).

УДК 621.31

М.Е. Блинников, В.И. Пантелеев**СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ
МОЩНОСТЬЮ СИНХРОННОЙ МАШИНЫ МАХОВИЧНОГО
НАКОПИТЕЛЯ ЭНЕРГИИ**

Сибирский федеральный университет

Аннотация. В работе рассмотрены структуры систем управления активной и реактивной мощностью синхронной машины маховичного накопителя энергии. Приведено описание математической модели синхронной машины. Предложен частотный пуск синхронной машины по арктангенциальному закону. Выполнено математическое моделирование в среде имитационного моделирования SimInTech.

Ключевые слова: маховичный накопитель энергии, частотный пуск, имитационное моделирование.

Мощные и энергоёмкие отрасли, например, металлургия и добыча полезных ископаемых, уступают или равны по годовому уровню потребления непромышленным потребителям. Вместе со сферой внешнеэкономической деятельности годовое электропотребление бытовыми потребителями составило 26%. При этом суточный график нагрузки, особенно у бытовых потребителей, отличается значительной неравномерностью [1]. Альтернативой выделения резервов мощности на электростанциях и подстанциях является применение накопителей энергии. Применение накопителей энергии является одним из необходимых требований для осуществления Энергетического перехода согласно актуальной Энергостратегии России.

В данной работе в качестве накопителя энергии рассматривается маховичный накопитель энергии. Благодаря быстродействию, способности развивать большие мощности, экологичности, большому ресурсу циклирования и теоретическому неограниченному пределу накопления энергии маховичные накопители остаются актуальным устройством, технические решения с которыми продолжают разрабатываться и совершенствоваться. В 2024 г. в Китае запущена маховичная электростанция мощностью 30 МВт, обеспечивающая баланс активной мощности в энергосистеме и регулирование частоты [2]. В отечественной энергетике массовое применение маховичных накопителей отсутствует.

В работе [3] рассматривалась концепция обратимого преобразователя энергии – электротехнического комплекса, подключаемого к шинам низшего напряжения трансформаторной подстанции жилых и общественных зданий, на базе маховичного накопителя энергии (МНЭ). В данной работе предлагается система управления активной и реактивной мощностью синхронной машины как электромеханического преобразователя энергии маховичного накопителя.

Экспериментальная часть работы выполнена в имитационной модели в среде *SimInTech*. В качестве синхронной машины выбран синхронный генератор МС500-1000 [4] с номинальным напряжением 230 В и мощностью 500 кВт. Маховичный накопитель задаётся увеличенным моментом инерции на валу генератора. Математическая модель синхронной машины основана на уравнениях Парка-Горева [5].

Основными режимами работы маховичного накопителя энергии являются пусковой режим синхронной машины, заряд накопителя или разгон в двигательном режиме и разряд МНЭ или торможение в генераторном режиме синхронной машины.

Плавный разгон синхронной машины осуществляется по арктангенциальному закону:

$$v = \frac{\arctg\left(\frac{2t\chi}{T_{\Pi}} - \chi\right) + \arctg(\chi)}{2\arctg(\chi)} \quad (1)$$

где t – время моделирования, с; T_{Π} – продолжительность пуска, с; χ – величина, характеризующая плавность нарастания частоты; фактически диапазон $[-\chi; \chi]$ представляет собой область определения арктангенса.

От выбора величин χ и T_{Π} зависит продолжительность пуска, максимальный электромагнитный момент и максимальный потребляемый ток в течение пускового режима. При малом T_{Π} или χ ротор может долго не входить в синхронизм с полем, что приведёт к появлению колебаний угла нагрузки, момента и тока, а также к невозможности запуска машины. Увеличение χ даст жёсткие участки характеристики $v(t)$ в начале и конце пуска, но при этом резкое ускорение скорости и значительное увеличение момента и тока машины на половине продолжительности пуска. В примере для моделирования, чтобы ток не превышал 0,5-0,6 от номинального тока машины, приняты значения $T_{\Pi} = 60$ с, $\chi = 10$.

В рассматриваемой модели источник напряжения задан системой уравнений для мгновенных значений напряжений с регулируемой амплитудой и частотой напряжения, В,

$$\begin{cases} u_a = \alpha U_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2}{3}} \sin(2\pi f_6 vt + \psi); \\ u_b = \alpha U_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2}{3}} \sin\left(2\pi f_6 vt - \frac{2\pi}{3} + \psi\right); \\ u_c = \alpha U_{\text{ном}} \sqrt{\frac{2}{3}} \sin\left(2\pi f_6 vt + \frac{2\pi}{3} + \psi\right), \end{cases} \quad (2)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжения машины, В; f_6 – базисная частота, Гц; ψ – начальная фаза колебаний, рад; ν – относительная частота вращения поля, о.е.; α – относительное значение напряжения.

Частотный пуск осуществляется по закону М.П. Костенко, при котором в пусковом режиме $\alpha = \nu$, а при скоростях выше синхронной обеспечивается работа в режиме ослабленного поля, для которого амплитуда напряжения равна номинальной $\alpha = 1$, а частота свыше номинальной изменяется по закону $\nu = 1 + \nu_{\text{рег}}$, где величина $\nu_{\text{рег}}$ задаётся системой управления.

Система управления активной мощностью представлена на рис. 1. В качестве уставки задаётся ток $i_{q\text{уст}}$. Система управления включается после $T_{\text{п}}$. Включение регулятора выполнено с плавным увеличением коэффициентов ПИ-регулятора (6) пропорциональной и интегральной составляющих от нуля до заданных k_p и k_i . Для уменьшения колебаний при включении регулятора в качестве уставки изначально задаётся сглаженный и запаздывающий сигнал $i_{q\text{сг}}$ тока обратной связи i_q с помощью апериодического звена (2). Переключения тока задания на сигнал уставки осуществляется в блоке (3) через заданный промежуток времени после достижения коэффициентов ПИ-регулятора (6) выставленных значений. Для плавного изменения величины уставки ток задания $i_{q\text{зад}}$ проходит через апериодическое звено (4) с малой постоянной времени. Полученный сигнал заводится на отрицательный вход компаратора (5). На положительный вход компаратора (5) заводится ток обратной связи i_q через блок запаздывания на шаг интегрирования (1) модели для устранения алгебраических петель. Блок (7) формирует закон управления относительными амплитудой и частотой напряжения и содержит алгоритм частотного пуска.

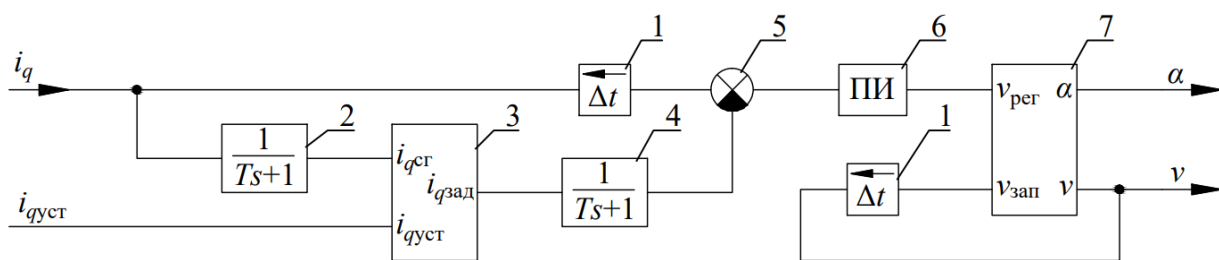


Рис. 1. Система управления активной мощностью:

1 – блок запаздывания на шаг интегрирования; 2, 4 – апериодическое звено I порядка; 3 – блок переключения уставки тока задания; 5 – компаратор сигналов; 6 – ПИ-регулятор; 7 – блок формирования закона частотного управления

Система управления реактивной мощностью представлена на рисунке 2. Система управления включается после трети времени пуска, когда ускорение ротора стабильно, и благодаря инерции ротора, утяжелённого маховиком, возможные колебания тока возбуждения и реактивного тока машины не нарушат пусковой режим. Аналогично СУ активной мощностью в СУ реактивной

мощностью при включении ПИ-регулятора (8) коэффициенты регулятора возрастают плавно от нуля, а уставка i_d по току принимается по сглаженному запаздывающему сигналу обратной связи i_{dcr} , формируемому блоком апериодического звена (2). После половины времени пуска, когда пик электромагнитного момента пройдёт, с помощью блока (3) ток задания $i_{dзад}$ переключается на значение выставленной уставки $i_{dуст}$. Как и в СУ активной мощностью, для плавного изменения уставок на отрицательных вход компаратора (7) сигнал задания тока подаётся через апериодическое звено (6). Блок (9) ограничивает напряжение возбуждения до допустимых значений. Верхней границей выступает потолочное напряжение возбуждения для выбранной модели машины из справочных данных [4], нижняя граница соответствует напряжению равному нулю. Поскольку с увеличением нагрузки предел регулирования реактивной мощности синхронной машины снижается согласно угловой характеристики реактивной мощности на выходе ПИ-регулятора (8) может формироваться сигнал напряжения возбуждения выше допустимого. Несмотря на ограничения напряжения возбуждения блоком (9), ошибка регулирования на входе ПИ-регулятора не устраняется, и сигнал на выходе регулятора продолжает в таком случае возрастать. Для увеличения быстродействия СУ реактивной мощности, когда уставка $i_{dуст}$ по току окажется снова в доступной для регулирования зоне, на отрицательный вход компаратора (7) через сумматор (4) ток задания уставки подаётся с учётом компенсационной составляющей, формируемой П-регулятором (5). На вход П-регулятора (5) подаётся сигнал $\Delta U_f = U_{fвх} - U_{fвх}$, формируемый в блоке (9). Номинальное напряжение возбуждения действует до включения регуляторов, а после включения складывается с выходным сигналом ПИ-регулятора (8).

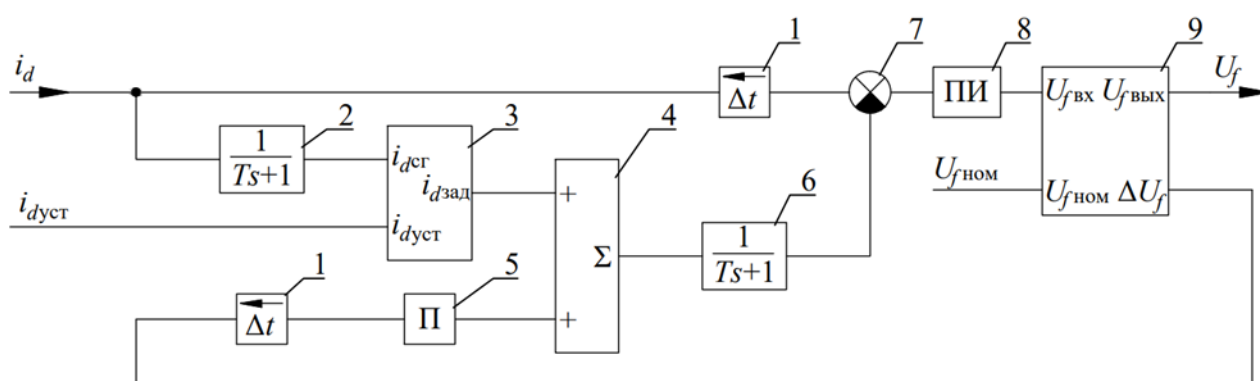


Рис. 2. Система управления реактивной мощностью:

1 – блок запаздывания на шаг интегрирования; 2, 6 – апериодическое звено I порядка; 3 – блок переключения уставки тока задания; 4 – сумматор сигналов; 5 – П-регулятор; 7 – компаратор сигналов; 8 – ПИ-регулятор; 9 – блок ограничения задания напряжения возбуждения

Рассмотрим пример моделирования. Осциллограммы токов приведены на рис. 3, скорость и электромагнитный момент приведены на рис. 4, все величины в относительных единицах. Продолжительность пуска 60 с. Включение ПИ-

регулятора СУ реактивной мощностью в течении 26-28 с, задание уставки тока $i_d = 0,2$ в 35 с. Включение ПИ-регулятора СУ активной мощности в течении 60-62 с, задание уставки тока $i_q = 0,1$ в 63 с.

Задание уставки $i_q = 0,5$ в 65 с и тока $i_d = 0,6$ в 70 с. Уставка по току $i_d = 0,6$ не может быть выставлена. На рис. 3 по снижению тока возбуждения видно, что СУ реактивной мощностью начала уменьшать напряжение возбуждения. При достижении минимального значения, компенсационная составляющая уставки снижает ток задания уставки. Задание уставки тока $i_d = -0,2$ в 75 с и тока $i_q = -0,2$ в 80 с. Окончание моделирования в 85 с.

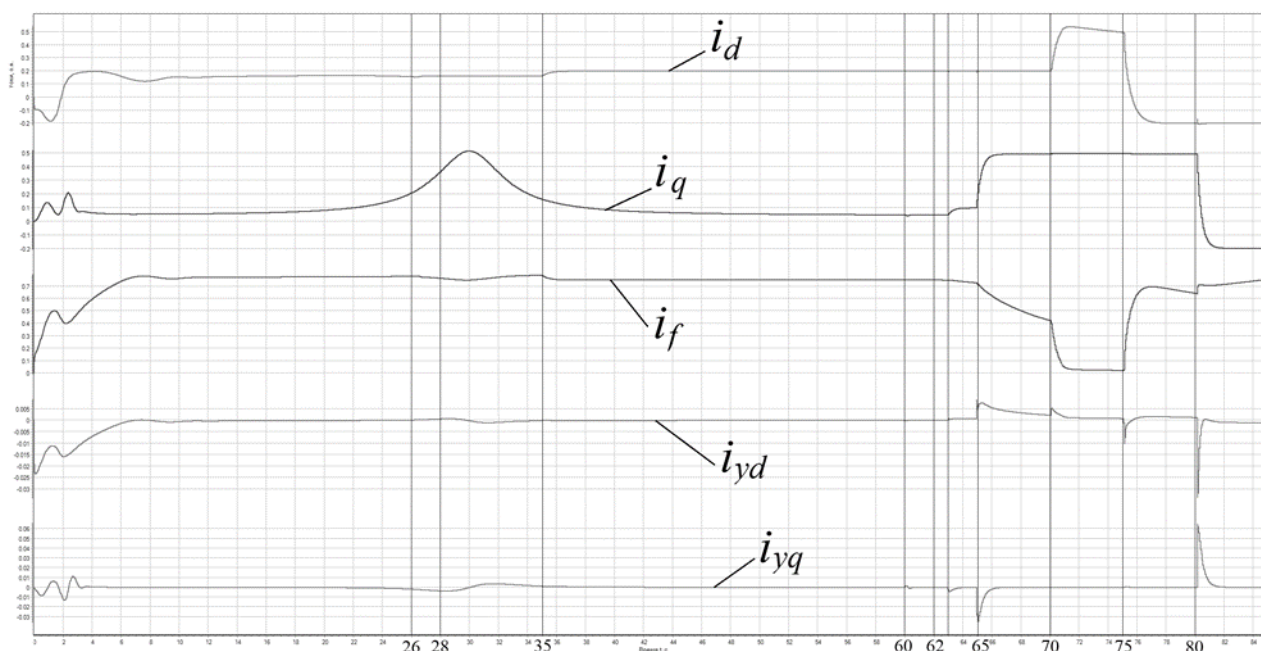


Рис. 3. Осциллограммы токов синхронной машины

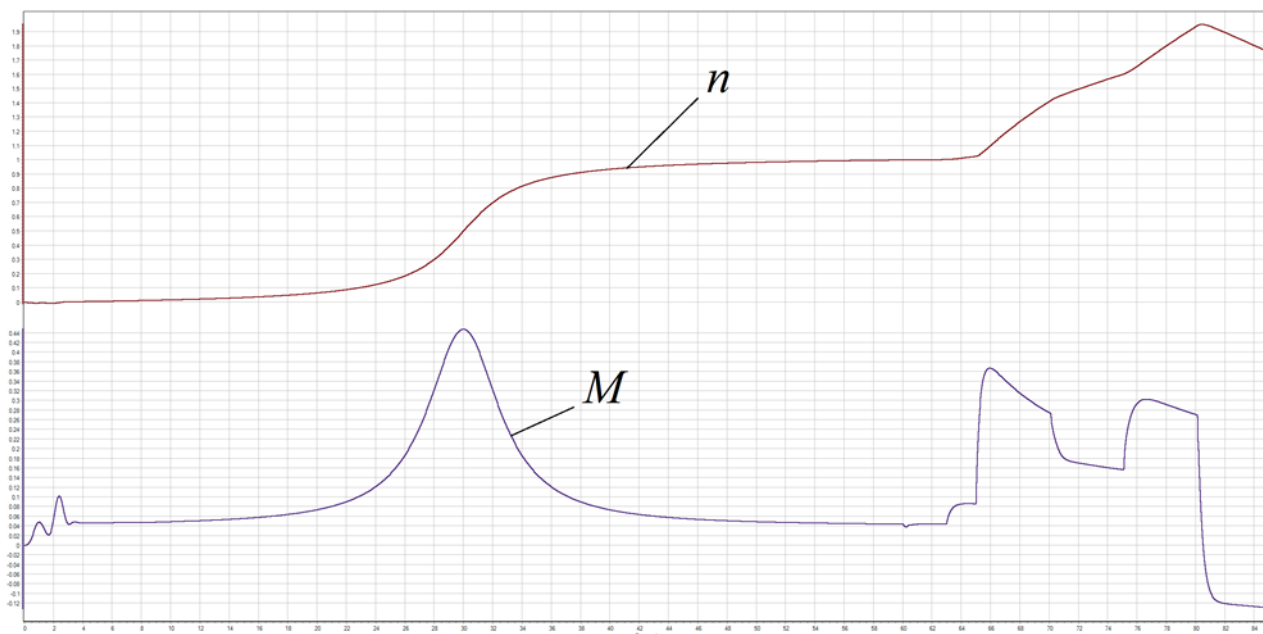


Рис. 4. Осциллограммы скорости и электромагнитного момента синхронной машины

Разработанные структуры управления активной и реактивной мощностью синхронной машины маховичного накопителя энергии обеспечивают возможность задания уставок токов i_q и i_d в относительных единицах в dq -координатах. Система управления активной мощностью предусматривает частотный пуск по арктангенциальному закону. Работоспособность систем управления активной и реактивной мощностью подтверждают результаты имитационного моделирования. Полученная имитационная модель требует уточнения в части задания источника энергии, источника возбуждения, нагрузки вспомогательных устройств накопителя энергии. Также должны быть уточнены и алгоритмически заданы величины, характеризующие закон пуска, время включения регуляторов, коэффициенты пропорциональной и интегральной составляющих применяемых регуляторов от мощности и характеристик синхронной машины и используемого маховика для создания общей математической и универсальной имитационной моделей.

Библиографический список

1. **Пантелеев В.И., Блинников М.Е.** Формирование требований к основным параметрам маховичных накопителей энергии // Электроэнергия. Передача и распределение, 2023. № 6 (81). С. 92–99.
2. Новостной сайт об энергосбережении // Сантехника. Отопление. Кондиционирование [Электронный ресурс]. URL: https://www.c-o-k.ru/market_news/kitay-vvel-v-ekspluatatsiyu-pervyu-krupnomasshtabnyu-mahovichnyu-nakopitel-energii?ysclid=ma0l30gkiy517833047 (дата обращения 27.04.2025).
3. **Блинников, М. Е., Пантелеев, В. И.** Имитационная модель синхронной машины с маховичным накопителем энергии в среде SimInTech // Энергетические системы. 2024. № 3.
4. **Яковлев Г. С.** Судовые электроэнергетические системы: учебник для судостроит. техникумов. Л.: Судостроение, 1980. – 287 с.
5. **Сипайлов Г. А., Кононенко Е. В., Хорьков К. А.** Электрические машины (специальный курс): учебник для вузов по спец. «Электрические машины». – М.: Высш. шк., 1987. – 287 с.

M. E. Blinnikov, V. I. Panteleev

CONTROL SYSTEM OF ACTIVE AND REACTIVE POWER OF SYNCHRONOUS MACHINE OF FLYWHEEL ENERGY STORAGE

SibFU, Polytechnic school
Krasnoyarsk, Russia

Abstract. The paper considers the structures of control systems for active and reactive power of a synchronous machine of a flywheel energy storage device. The description of the mathematical model of the synchronous machine is given. A start by underfrequency relay of a synchronous machine according to the arctangent law is developed. Simulation modeling was carried out in the SimInTech simulation environment.

Key words: flywheel energy storage, start by underfrequency relay, simulation modeling.

References

- [1] **M.E Blinnikov and V.I. Panteleev**, “*Formirovanie trebovanij k osnovny`m parametram maxovichny`x nakopitelej e`nergii*” [Formation of requirements for the main parameters of flywheel energy storage devices], *E`lektroe`nergiya. Peredacha i raspredelenie* [Electricity. Transmission and distribution], vol. 6, no. 81, pp. 92–99, 2023 (in Russian).
- [2] *Novostnoj sajt ob e`nergoberezenii* [Energy Saving News Website]. [Online]. Available at: https://www.c-o-k.ru/market_news/kitay-vvel-v-ekspluataciyu-pervyy-krupnomasshtabnyy-mahovichnyy-nakopitel-energii?ysclid=ma0l30gkiy517833047. [Accessed: Apr. 27, 2025] (in Russian).
- [3] **M.E Blinnikov and V.I. Panteleev**, “*Imitacionnaya model`sinxronnoj mashiny`s maxovichny`m nakopitelem e`nergii v srede SimInTech*” [Simulation model of a synchronous machine with a flywheel energy storage in a SimInTech environment], *E`nergeticheskie sistemy`* [Energy systems], no. 3 (in Russian).
- [4] **G. S.Yakovlev**, “*Sudovy`e e`lektroe`nergeticheskie sistemy`: uchebnik dlya sudostroito. tekhnikov*” [Marine electric power systems: a textbook for shipbuilding technical schools]. Leningrad: Sudostroenie, 1980 (in Russian).
- [5] **G. A. Sipajlov, E. V. Kononenko and K. A. Xor`kov**, “*E`lektricheskie mashiny` (special`ny`j kurs): uchebnik dlya vuzov po specz. «E`lektricheskie mashiny`»*” [Electric machines (special course): textbook for universities specializing in «Electric machines»]. Moscow: Vy`sshaya shkola, 1987 (in Russian).

УДК 621.311

И.Д. Георгиевский

СТАБИЛИЗАЦИЯ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ НА ОСНОВЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ В ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМАХ ЗА СЧЕТ СОВМЕСТНОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ИХ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Национальный исследовательский университет «МЭИ»

Аннотация. В условиях растущей доли ветровых (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций в территориальных энергосистемах усиливаются колебания выдаваемой мощности, что усложняет планирование и управление режимами. В статье анализируется потенциал использования ВИЭ с гарантированной мощностью для повышения управляемости территориальных энергосистем. Обоснована необходимость внедрения распределённой системы управления ВИЭ с прогнозированием и регулированием суммарной выдаваемой мощности, а также обозначены институциональные и рыночные барьеры её реализации в России.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, возобновляемые источники энергии, ветровая электростанция, солнечная электростанция, гарантированная мощность, тепловая электростанция на биомассе, малая гидроэлектростанция.

Введение

Одной из ключевых проблем, с которой сталкиваются диспетчеры энергосистем по всему миру, является высокая степень неопределенности и резкие колебания мощности, выдаваемой ветровыми (ВЭС) и солнечными (СЭС) электростанциями [1]. Их выработка зависит от метеорологических и астрономических факторов. Это создаёт значительные технические и экономические сложности при планировании и управлении режимами работы энергосистем [2].

По данным на февраль 2025 года, установленная мощность электростанций на основе ВИЭ в России составляет 6,59 ГВт (2,56% в структуре генерирующих мощностей), при этом ВЭС и СЭС занимают почти равные доли — 2,57 и 2,55 ГВт соответственно. К 2035 году планируется увеличение суммарной установленной мощности электростанций ВИЭ до более чем 12 ГВт [3]. Несмотря на невысокую долю ВИЭ в целом, в отдельных регионах, например, в Республике Калмыкия и Астраханской области, она существенно выше.

При планировании оптимальной структуры генерирующих мощностей территориальных энергосистем электростанции ВИЭ часто рассматриваются как однородная группа электростанций с стохастическим характером выработки электроэнергии. Однако различные технологии ВИЭ основаны на принципах

ально разных природных явлениях, что определяет различия в графиках выдаваемой мощности. Игнорирование этих фактов может привести к неэффективному управлению энергосистемой и снижению надежности энергоснабжения.

Целью исследования является оценка потенциала интеграции электростанций ВИЭ с гарантированной мощностью в территориальные энергосистемы для обеспечения управляемости их режимами при высокой доле ВЭС и СЭС в структуре генерирующих мощностей.

Перспективы развития различных типов электростанций на основе ВИЭ в России

Различные виды ВИЭ обладают уникальными характеристиками, определяемыми природой поступающего первичного ресурса. Это обуславливает отличия профилей выдаваемой мощности во времени и степени управляемости выдачей мощности [4].

Малые гидроэлектростанции (МГЭС), приливные электростанции (ПЭС), биотопливные тепловые электростанции (БиоТЭС), мусоросжигающие ТЭС и геотермальные электростанции (ГеоТЭС) обладают более стабильной и управляемой мощностью. Например, МГЭС используют энергию течения малых рек, ПЭС — приливные циклы, а ГеоТЭС — геотермальное тепло, практически не зависящее от погодных условий. БиоТЭС позволяют гибко регулировать выдаваемую мощность за счёт управления подачей биотоплива.

Однако в стратегических документах наблюдается несоответствие между декларируемыми целями и реальной приоритизацией развития территориальных энергосистем России. Так, в утверждённой в 2025 г. Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 г. подчёркивается развитие ВЭС и СЭС, но отсутствуют планы по строительству электростанций ВИЭ с гарантированной мощностью. Это противоречит положениям Энергетической стратегии РФ до 2035 года, которая акцентирует внимание на развитии распределённой энергетики и использовании местных энергоресурсов регионов.

Экономический и технический потенциал различных типов ВИЭ в России значителен, но используется крайне неравномерно. Потенциал малой гидроэнергетики оценивается в 200 млрд кВт·ч в год, но используется менее чем на 2%. Развитие биоэнергетики возможно в аграрных и лесных регионах, а мусоросжигающие ТЭС актуальны для крупных городов. Геотермальные ресурсы сосредоточены на Камчатке и Курилах, а приливные и волновые — в северных и дальневосточных морских акваториях.

Особенности функционирования территориальных энергосистем при высокой доле ВЭС и СЭС

При достижении доли ВЭС и СЭС около 25–30 % в структуре генерирующих мощностей существенно возрастает их влияние на режимы работы территориальных энергосистем. В этих условиях возрастает риск возникновения значительных мгновенных небалансов активной мощности, что может приводить к перегрузке электросетевого оборудования, отключению генерирующих установок,

срабатыванию устройств противоаварийной автоматики, а также развитию аварийных ситуаций, сопровождающихся массовым нарушением электроснабжения потребителей электроэнергии [5].

На рис. 1 представлены графики для энергосистемы с долей ВЭС и СЭС 30 % (200 МВт и 100 МВт соответственно) и долей традиционных ТЭС 70 % (700 МВт) в структуре генерирующих мощностей. Энергосистема соединена со смежными энергосистемами посредством двух ЛЭП напряжением 110 кВ с суммарным максимально допустимым перетоком мощности равным 165 МВт.

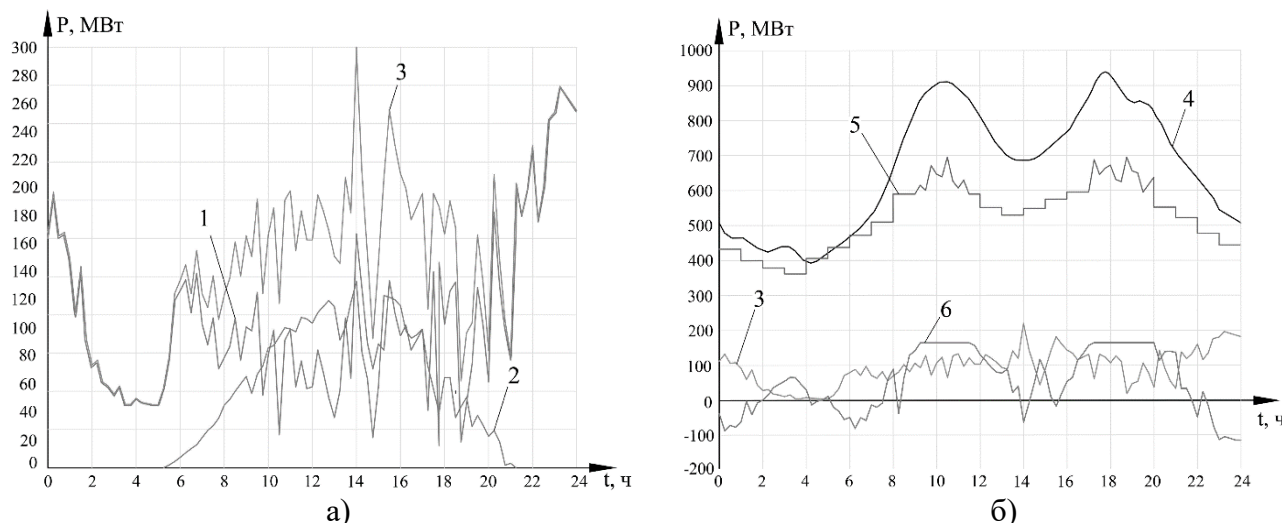


Рис. 1. Влияние выдаваемой мощности ВЭС и СЭС на режим работы энергосистемы:
 а) суточные графики выдаваемой мощности ВЭС и СЭС; б) суточные графики нагрузки традиционных электростанций, перетока мощности в/из энергосистему и график нагрузки энергосистемы (1 – мощность ВЭС; 2 – мощность СЭС; 3 – суммарная мощность ВЭС и СЭС; 4 – график нагрузки энергосистемы; 5 – мощность традиционных электростанций; 6 – переток мощности из/в энергосистему)

Как правило, графики выдачи мощности ВЭС и СЭС имеют разнонаправленный характер: периоды высокой выработки СЭС часто совпадают с пониженной выработкой ВЭС и наоборот [6]. Однако возможны интервалы синхронного поведения, сопровождающиеся одновременными максимумами или минимумами выдачи мощности. Рис. 1, а демонстрирует, что суммарный график выдачи мощности от ВЭС и СЭС частично сглаживается за счёт взаимной компенсации, однако сохраняет выраженную неравномерность и содержит значительное количество резких флуктуаций, создающих дополнительные трудности для оперативно-диспетчерского управления режимами энергосистем.

В таких условиях компенсация флуктуаций мощности ВЭС и СЭС в энергосистеме осуществляется в основном за счёт межсистемных перетоков мощности. При этом нагрузка традиционных ТЭС остаётся близкой к заданному диспетчерскому графику на сутки вперед, учитывая их низкую маневренность.

Однако в периоды пикового потребления электроэнергии, при достижении предельных значений пропускной способности межсистемных связей, необходимость балансирования мощности вынужденно переносится на традиционные ТЭС (рис. 1, б). Это приводит к их эксплуатации в режимах высокой динамики

изменения мощности с амплитудой регулирования до 15 % от их установленной мощности в течение длительных временных интервалов (например, с 9:00 до 12:00 и с 17:00 до 20:00). Подобный режим сопровождается ускоренным износом оборудования, снижением топливной эффективности и ухудшением экологических показателей, что в совокупности ограничивает надёжность и устойчивость энергосистемы при высокой доле ВЭС и СЭС [7].

Распределенная система управления электростанциями ВИЭ

Наиболее перспективным направлением стабилизации выдачи мощности электростанций ВИЭ является создание распределённой системы управления, обеспечивающей их скоординированную работу. В рамках такой системы каждая электростанция оснащается собственной системой автоматического управления (САУ), функционирующей независимо, при этом согласованность действий между электростанциями обеспечивается за счёт координирующего верхнего уровня (рис. 2). Данная система должна включать модели точного прогнозирования выработки электростанций ВИЭ на основе метеорологических данных и интеллектуальные алгоритмы принятия решений, что позволяет значительно повысить точность и оперативность диспетчерского управления.

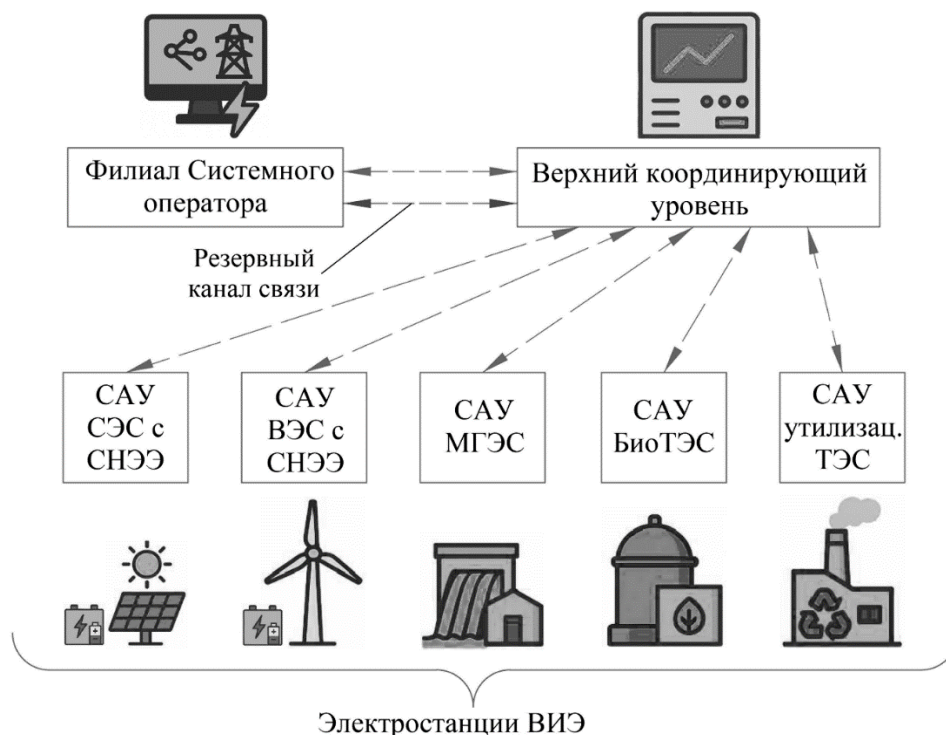


Рис. 2. Упрощенная схема распределенной системы управления электростанциями ВИЭ

Основной задачей распределённой системы управления электростанциями ВИЭ является стабилизация выдачи суммарной мощности ВИЭ в сеть и обеспечение предсказуемости изменения мощности в соответствии с заданными диспетчерскими графиками. Ключевым элементом данной системы выступает координация между ВИЭ с переменной и гарантированной мощностью, позволяющая

реализовать принцип взаимодополнения. Верхний уровень управления агрегирует данные от всех электростанций ВИЭ и формирует требуемый график суммарной выдаваемой мощности с учётом как внутренних технических ограничений, так и внешних факторов, относящихся к режимам работы энергосистемы.

Несмотря на наличие технологических решений в России имеются существенные институциональные и рыночные барьеры, ограничивающие практическую реализацию такого подхода. К ним относятся: отсутствие механизмов совместного управления электростанциями с различной формой собственности, ограничения, налагаемые на объекты, построенные в рамках ДПМ ВИЭ, а также правовая и экономическая неоднородность субъектов, эксплуатирующих ВИЭ.

Для эффективного внедрения распределенной системы управлениями электростанциями ВИЭ необходима нормативно-правовая трансформация. Она должна включать законодательное закрепление понятий агрегаторов и операторов распределённых систем управления электростанциями ВИЭ, механизмов регистрации их суммарной мощности, а также разработку гибких моделей участия таких систем в функционировании оптового рынка электроэнергии и мощности, а также системных услуг.

Заключение

Эффективная интеграция электростанций ВИЭ в территориальные энергосистемы возможна только при комплексном подходе к их развитию, основанном на учёте различий между типами ВИЭ и особенностями их работы. Работа ВЭС и СЭС совместно с электростанциями ВИЭ, имеющими гарантированную мощность, позволяет компенсировать флуктуации ВЭС и СЭС, повысить устойчивость энергосистем и надёжность электроснабжения потребителей. Ключевым условием является создание распределённой системы управления электростанциями ВИЭ, основанной на прогнозировании, координации и автоматическом регулировании суммарной мощности. Для реализации такого подхода требуется устранение институциональных ограничений, совершенствование нормативной базы и внедрение экономических механизмов, обеспечивающих интеграцию данных решений в общий контур функционирования энергосистем.

Библиографический список

1. **Белобородов, С. С.**, Гапо Е.Г., Ненашев А.В. Возобновляемые источники энергии и водород в энергосистеме: проблемы и преимущества // Издательство "Наукоемкие технологии". – Санкт-Петербург : Наукоемкие технологии, 2021. – 151 с.
2. **IRENA.** Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2022. [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021> (дата обращения: 15.06.2025).
3. **АРВЭ.** Рынок возобновляемой энергетики России: текущий статус и перспективы развития. 2024. [Электронный ресурс]. – URL: <https://clck.ru/3Mj9x8> (дата обращения: 05.06.2025)
4. **Bloomfield H.C.,** Brayshaw D.J., Gonzalez P.L.M., Charlton-Perez A. Sub-seasonal forecasts of demand and wind power and solar power generation for 28 European countries // Earth System Science Data. – 2021. – Vol. 13(5), P. 2259-2274.

-
5. **Илюшин, П. В.** Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в Единой энергетической системе России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению // Вестник Московского энергетического института. Вестник МЭИ. – 2022. – № 4. – С. 98-107.
 6. **Дерюгина, Г. В.,** Игнатъев Е.В., Тет М.Т. Определение оптимальной конфигурации солнечных и ветровых электростанций в составе энергетической системы Мьянмы // Вестник Московского энергетического института. – 2024. – № 3. – С. 31-41.
 7. **Аминов, Р. З.,** Шкрет М.В., Гариевский М.В. Оценка ресурсных и экономических показателей работы паротурбинных энергоблоков ТЭС при переменных режимах // Теплоэнергетика. – 2016. – № 8. – С. 25-31.

I. D. Georgievskiy

STABILIZATION OF THE OUTPUT CAPACITANCE OF POWER PLANTS BASED ON RENEWABLE ENERGY SOURCES IN TERRITORIAL POWER SYSTEMS BY JOINT MANAGEMENT OF THEIR OPERATING MODES

National Research University "Moscow Power Engineering Institute"

Abstract. In the context of the growing share of wind (WPP) and solar (PPS) power plants in territorial power systems, fluctuations in output capacitance are increasing, which complicates planning and regime management. The article analyzes the potential of using RES with firm capacity to increase the manageability of territorial power systems. The necessity of introducing a distributed RES management system with forecasting and regulation of total output capacity is substantiated, and institutional and market barriers to its implementation in Russia are identified.

Key words: power system, renewable energy sources, wind power plant, photovoltaic power stations, firm capacitance, biomass thermal power plant, small hydroelectric power plant.

References

- [1] Beloborodov, S. S., Gasho E.G., Nenashev A.V. Vozobnovlyayemye istochniki energii i vodorod v energosisteme: problemy i preimushchestva // izdatel'stvo "Naukoemkie tekhnologii". – Saint Petersburg: Naukoemkie tekhnologii, 2021. – 151 p. (in Russian)
- [2] IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. 2022. [Online]. Available at: <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021> (Accessed: June. 15, 2025).
- [3] ARVE. Rynok vozobnovlyajemyj energetiki rossii: tekushchij status i perspektivy razvitiya. 2024. [Online]. Available at: <https://clck.ru/3Mj9x8> (Accessed: June. 05, 2025)
- [4] Bloomfield H.C., Brayshaw D.J., Gonzalez P.L.M., Charlton-Perez A. Sub-seasonal forecasts of demand and wind power and solar power generation for 28 European countries // Earth System Science Data. – 2021. – Vol. 13(5), P. 2259-2274.
- [5] Ilyushin, P. V. Integraciya elektrostancij na osnove vozobnovlyajemyh istochnikov energii v Edinoj energeticheskoj sisteme Rossii: obzor problemnyh voprosov i podhodov k ih resheniyu // Vestnik Moskovskogo energeticheskogo instituta. Vestnik MPEI. – 2022. – № 4. – P. 98-107.
- [6] Deryugina, G. V., Ignat'ev E.V., Tet M.T. Opredelenie optimal'noj konfiguracii solnechnyh i vetrovyh elektrostancij v sostave energeticheskoj sistemy M'yanmy // Vestnik Moskovskogo energeticheskogo instituta. – 2024. – № 3. – P. 31-41.
- [7] Aminov, R. Z., Shkret M.V., Garievskij M.V. Ocenka resursnyh i ekonomicheskikh pokazatelej raboty paroturbinnih energoblokov TES pri peremennyh rezhimah // Teploenergetika. – 2016. – № 8. – P. 25-31

УДК 621.311:658.15:004.94

В.Э. Зинуров, В.А. Вдовина

ПРИМЕНЕНИЕ АДДИТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРОИЗВОДСТВЕ КОМПОНЕНТОВ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ: ЭКОНОМИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПОДХОД ДЛЯ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Казанский государственный энергетический университет

Аннотация. Рассматриваются возможности использования 3D-печати для создания компонентов систем накопления энергии в контексте распределенной генерации. Проведен экономический и технологический анализ, выявлены преимущества аддитивных технологий в снижении себестоимости и сроков производства. Представлены рекомендации по их внедрению в малую энергетику.

Ключевые слова: распределённая энергетика, 3D-печать, системы накопления энергии, аддитивные технологии, экономическая эффективность, локализованное производство, возобновляемые источники энергии, жизненный цикл.

Мировая энергетика переживает глубокую трансформацию. Рост доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ), децентрализация генерации, развитие «умных» сетей и повышение роли автономных систем создают потребность в эффективных и доступных технологиях накопления энергии. Без них стабильность и надёжность электроснабжения в условиях нестабильной генерации из ВИЭ невозможны.

Системы накопления энергии (СНЭ) выступают в роли буфера между генерацией и потреблением, сглаживая колебания мощности, обеспечивая аварийный резерв и повышая энергетическую независимость объектов. Однако стоимость таких систем остаётся значительной, особенно при их масштабировании на локальном уровне.

Одновременно развиваются цифровые технологии производства, в частности – аддитивные технологии или 3D-печать. Они предоставляют возможность гибкого, быстрого и локализованного производства компонентов без необходимости масштабной промышленной инфраструктуры. Это особенно актуально для распределенной энергетики, работающей в удалённых и нестабильных регионах.

Настоящая статья посвящена исследованию потенциала 3D-печати в создании компонентов СНЭ с экономической и технологической точки зрения. Особое внимание уделено снижению себестоимости, ускорению прототипирования, адаптации к местным условиям и повышению общей эффективности проектов в сфере распределённой энергетики.

Спрос на автономные источники энергии, в том числе в составе микросетей, растёт как в развитых странах, так и в развивающихся регионах. СНЭ играют ключевую роль в этих системах. Но именно компоненты накопителей (корпуса, теплоотводы, изоляция, крепёж и др.) часто определяют как капитальные затраты, так и сроки реализации проектов.

Производственные сложности усиливаются в условиях удалённости объектов:

- высокие затраты на логистику компонентов;
- необходимость складирования запасных частей;
- сложность адаптации типовых решений к нестандартным условиям;
- низкая ремонтпригодность стандартных решений.

3D-печать, напротив, позволяет производить компоненты «по месту», по индивидуальному проекту, с минимальными отходами и без необходимости хранения большого количества запчастей. Также важна возможность быстрой замены или доработки конструкции без дополнительных затрат на оснастку.

Таким образом, 3D-печать выступает как технологический и экономический инструмент развития устойчивой распределённой энергетики.

Развитие аддитивных технологий в мировой практике демонстрирует уверенное проникновение в различные отрасли – от авиастроения и медицины до архитектуры и производства электронной техники. Энергетика, традиционно консервативная в отношении новых технологий, постепенно адаптирует 3D-печать для решения прикладных задач – особенно в условиях, когда требуются индивидуальные, быстро масштабируемые и экономически оправданные решения. Мировые энергетические гиганты начали активно внедрять 3D-печать в производственные и ремонтные процессы:

- *General Electric* использует 3D-печать при изготовлении деталей газовых турбин. В частности, были разработаны топливные форсунки для турбин, выполненные методом селективного лазерного плавления (SLM), что позволило сократить массу детали на 25% и повысить её надёжность [1];
- *Siemens Energy* применяет аддитивное производство в сервисных центрах по ремонту лопаток турбин. Использование 3D-печати позволило сократить срок ремонта с 12 недель до 4 [2];
- *Shell* и *BASF* инвестируют в 3D-печать корпусов и монтажных элементов для пилотных водородных установок и накопителей энергии [3].

Хотя подобные решения касаются в основном крупной энергетики, они демонстрируют зрелость технологий и возможность их масштабирования.

В области распределённой генерации и возобновляемых источников энергии 3D-печать используется для:

- печати корпусов литий-ионных аккумуляторов (чаще – из *PETG*, реже – из нейлона или поликарбоната) в проектах мобильных систем энергоснабжения [4];
- изготовления пассивных систем охлаждения – радиаторы, вентиляционные решетки, воздушные каналы для батарей, особенно в жарких климатах (Индия, страны Африки) [5];

- производства защитных кожухов, корпусов контроллеров и инверторов, где необходимы компактные, устойчивые к влаге и механическим воздействиям изделия.

Например, в ряде пилотных проектов в Бразилии для автономных систем электроснабжения сельских школ были напечатаны корпуса блоков СНЭ из ABS на промышленных *FDM*-принтерах. Это позволило отказаться от дорогостоящей доставки стандартных корпусов и адаптировать изделия под климат региона [6].

В системах теплового накопления (*Thermal Energy Storage*) 3D-печать применяется:

- для изготовления теплообменных элементов сложной формы, способных выдерживать температурные колебания;
- в виде модульных керамических или металлических структур с высокой теплопроводностью;
- в опытных установках, использующих гравий, фазы смены агрегатного состояния или парафин, – корпуса, направляющие и разделители из термостойких полимеров (*PEEK*, *PPSU*) или алюминиевых сплавов печатаются методом *SLS* или *DMLS* [7].

В России аддитивные технологии в энергетике также начинают внедряться:

- в Сколково разрабатываются энергоэффективные корпуса контроллеров и аккумуляторов для ветроустановок;
- Казанский энергетический университет экспериментирует с печатью теплоизоляционных корпусов для систем микрогенерации;
- в рамках проектов Минэнерго в Якутии реализованы первые прототипы автономных установок с напечатанными элементами охлаждения [8].

Однако, несмотря на растущий интерес, промышленное применение пока носит единичный характер, и в основном ограничено прототипированием и образовательными проектами. Это связано с отсутствием отраслевых стандартов, слабой локализацией производства принтеров и материалов, а также инерционностью энергетической отрасли.

Анализ существующих решений показывает:

- 3D-печать уже доказала свою эффективность в производстве отдельных компонентов энергетического оборудования;
- для распределённой энергетики и ВИЭ наиболее перспективны решения с использованием термостойких и прочных полимеров;
- максимальный эффект достигается в условиях удалённых и автономных объектов, где логистика традиционных компонентов затруднена;
- применение технологии в России требует стимулирования, стандартизации и примеров успешных внедрений.

Цель исследования – оценить эффективность применения 3D-печати для изготовления компонентов систем накопления энергии с учётом экономических и технологических факторов.

Задачи

1. Проанализировать типовые компоненты СНЭ с точки зрения возможности аддитивного производства.

2. Сравнить затраты на производство традиционным способом и с применением 3D-печати.

3. Оценить сроки, гибкость и ремонтпригодность 3D-печатных решений.

4. Рассчитать экономический эффект в рамках пилотного проекта.

В качестве объекта исследования выбран пилотный проект – автономная фотоэлектрическая станция (ФЭС) мощностью 25 кВт с системой накопления на 100 кВт·ч, реализованная в отдалённом посёлке на территории Республики Татарстан. Проект предусматривал использование аддитивных технологий при создании:

- корпусов аккумуляторов;
- элементов охлаждения;
- крепёжных и монтажных конструкций;
- кабельных вводов и технических заглушек.

Печать осуществлялась на FDM-принтере *Bambu Lab P1S* и промышленном принтере *Picasso Designer X Pro S2*. Использовались материалы *PETG*, *PLA+*, *ABS* и *TPU*. В расчётах учитывались:

- себестоимость материалов;
- амортизация оборудования;
- энергозатраты;
- трудозатраты;
- срок жизненного цикла.

Дополнительно при расчёте затрат на каждый комплект компонентов учитывались капитальные расходы на приобретение 3D-принтеров (с пропорциональным распределением стоимости по количеству произведённых изделий за срок службы оборудования), расходы на доставку расходных материалов, техническое обслуживание оборудования, а также затраты на логистику в случае традиционного способа производства. Это позволило объективно сопоставить полную стоимость компонентов, полученных различными методами. В дальнейших исследованиях планируется проведение анализа удельной стоимости компонентов (в тыс. руб./шт.) в зависимости от объёма производства, поскольку при серийном выпуске традиционный способ может оказаться более экономически выгодным.

Технологические итоги

1. Срок изготовления одного комплекта компонентов (на 100 кВт·ч) составил 4 дня.

2. Снижение массы конструкции за счёт решётчатых структур – до 12 %.

3. Все компоненты выдержали испытания на устойчивость к вибрациям, температуре до 50°C и влажности 85 %.

4. Элементы охлаждения снизили среднюю рабочую температуру аккумуляторов на 5,2 °C по сравнению с контрольной группой.

Экономические итоги отображены в табл. 1.

Таблица 1

Сравнительная таблица затрат (на 1 комплект системы)

Компонент	Традиционный способ (тыс. руб.)	3D-печать (тыс. руб.)	Экономия
Корпуса модулей	210	145	31 %
Элементы охлаждения	85	51	40 %
Крепёж и вводы	38	22	42 %
Итого	333	218	34,5 %

Дополнительно:

- устранена потребность в складировании запасных частей;
- возможность печати при повреждении деталей — прямо на месте;
- снижение сроков реализации проекта на 12 рабочих дней.

Новизна исследования – в практическом анализе применения 3D-печати в действующем энергопроекте, с комплексной экономико-технологической оценкой. Вклад автора:

- проектирование 3D-моделей компонентов;
- оптимизация геометрии для снижения массы и времени печати;
- организация процесса тестирования в реальных условиях;
- расчёт модели полной стоимости владения (*Total Cost of Ownership, TCO*).

Предложенный подход применим в следующих областях:

- автономные установки в отдалённых районах;
- резервные источники питания для социально значимых объектов;
- энергоснабжение мобильных и временных объектов;
- микроэнергетика сельскохозяйственных кластеров.

Перспективы развития включают:

- использование металлической 3D-печати для токопроводящих компонентов;
- разработку композитных материалов с улучшенной теплопроводностью;
- интеграцию CAD-проектов с цифровыми двойниками энергетических установок;
- стандартизацию компонентов для более широкого внедрения в промышленность.

Использование 3D-печати в производстве компонентов для систем накопления энергии представляет собой эффективный инструмент в условиях распределённой энергетики. Исследование показало значительное сокращение затрат, повышение гибкости и ускорение внедрения таких решений. В перспективе планируется расширение исследования на серийное и крупносерийное производство, а также расчёт удельной стоимости компонентов при разных масштабах выпуска. Дополнительно планируются работы по разработке методик стандартизации 3D-печатных компонентов для энергетики, созданию цифровых библиотек

моделей, а также оценке жизненного цикла изделий с учётом факторов устойчивого развития.

Библиографический список

1. International Energy Agency. Energy Storage Tracking Report 2023. – [Электронный ресурс]. – URL: <https://www.iea.org/reports/energy-storage>
2. **Ngo T.D., Kashani A., Imbalzano G., Nguyen K.T.Q., Hui D.** Additive manufacturing (3D printing): A review of materials, methods, applications and challenges // *Composites Part B: Engineering*. — 2018. — Vol. 143. — P. 172–196.
3. **Khalil A., Ibrahim M., Khidir E., Mahmoud S.** Design and 3D printing of a passive cooling system for lithium-ion batteries in solar applications // *Energy Reports*. – 2020. – Vol. 6. – P. 1936-1944.
4. **Panwisawas C., Brooks J.W., Moat R.J.** Additive Manufacturing of Heat Exchangers: A Review // *Applied Thermal Engineering*. – 2021. – Vol. 183. – Article 116196.
5. **Жданов С.М., Юров А.В.** Применение аддитивных технологий в энергетике // *Инженерный вестник Дона*. – 2021. – № 3. – С. 85-92.
6. **Киселев С.В.** Оценка жизненного цикла энергетических установок // *Энергетическая политика*. – 2020. – № 2. – С. 49-57.
7. **Мешков А.А., Воронков Д.А.** Экономическая эффективность внедрения 3D-печати в энергомашиностроении // *Вестник машиностроения*. – 2022. – № 7. – С. 40-45.
8. **McKinsey & Company.** The Future of Additive Manufacturing. – McKinsey Insights, 2022. – URL: <https://www.mckinsey.com>

V.E. Zinurov, V.A. Vdovina

APPLICATION OF ADDITIVE TECHNOLOGIES IN THE PRODUCTION OF COMPONENTS OF ENERGY STORAGE SYSTEMS: AN ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL APPROACH FOR DISTRIBUTED ENERGY

Kazan State Power Engineering University
Kazan, Russia

Abstract. The possibilities of using 3D printing to create components of energy storage systems in the context of distributed generation are being considered. An economic and technological analysis has been carried out, and the advantages of additive technologies in reducing production costs and production time have been identified. Recommendations for their implementation in the small energy sector are presented.

Key words: distributed energy, 3D printing, energy storage systems, additive technologies, economic efficiency, localized production, renewable energy sources, life cycle.

References

- [1] International Energy Agency. Energy Storage Tracking Report 2023. — [Electronic resource]. — URL: <https://www.iea.org/reports/energy-storage>
- [2] Ngo T.D., Kashani A., Imbalzano G., Nguyen K.T.Q., Hui D. Additive manufacturing (3D printing): A review of materials, methods, applications and challenges // *Composites Part B: Engineering*. — 2018. — Vol. 143. — P. 172–196.
- [3] Khalil A., Ibrahim M., Khidir E., Mahmoud S. Design and 3D printing of a passive cooling system for lithium-ion batteries in solar applications // *Energy Reports*. — 2020. — Vol. 6. — P. 1936–1944.
- [4] Panwisawas C., Brooks J.W., Moat R.J. Additive Manufacturing of Heat Exchangers: A Review // *Applied Thermal Engineering*. — 2021. — Vol. 183. — Article 116196.
- [5] Zhdanov S.M., Yurov A.V. Application of additive technologies in power engineering // *Engineering Bulletin of the Don*. - 2021. — No. 3. — pp. 85-92.
- [6] Kiselev S.V. Life cycle assessment of power plants // *Energy Policy*. - 2020. — No. 2. — pp. 49-57.
- [7] Meshkov A.A., Voronkov D.A. Economic efficiency of the introduction of 3D printing in power engineering // *Bulletin of Mechanical Engineering*. - 2022. — No. 7. — pp. 40-45.
- [8] McKinsey & Company. The Future of Additive Manufacturing. — McKinsey Insights, 2022. — URL: <https://www.mckinsey.com>

УДК 621.311.001.57

Е.Г. Какушина, Н.М. Шайтор, Б.А. Якимович

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМ ТРИГЕНЕРАЦИИ И ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

ФГАОУ ВО «Севастопольский государственный университет»

Аннотация. Энергосистема России претерпевает значительные изменения, обусловленные технологическим прогрессом, экологическими требованиями, экономическими факторами и государственной политикой. Системы тригенерации позволяют максимально эффективно использовать первичные энергоресурсы за счет одновременного производства электроэнергии, тепла и холода. Это особенно важно для региональных энергокомплексов, где требуется обеспечение стабильного энергоснабжения при минимизации потерь.

Ключевые слова: тригенерация, региональные системы, локальные системы энергоснабжения.

Введение

Потребление электроэнергии в России в ближайшие годы будет определяться экономическим ростом, технологической модернизацией, климатической политикой и структурными изменениями в промышленности (табл.1) [2-3].

Таблица 1

Региональные различия в энергопотреблении

Регион	Текущее потребление (2024)	Прогноз на 2035 (базовый сценарий)	Основные факторы роста
Центральная Россия	~300 млрд кВт·ч	~360 млрд кВт·ч (+20%)	ЦОД, электромобили, промышленность
Урал и Сибирь	~280 млрд кВт·ч	~340 млрд кВт·ч (+21%)	Металлургия, нефтегаз, ВИЭ
Юг России	~120 млрд кВт·ч	~150 млрд кВт·ч (+25%)	Агропром, курортная инфраструктура
Дальний Восток	~80 млрд кВт·ч	~100 млрд кВт·ч (+25%)	Развитие портов, СПГ-проекты

По данным Минэнерго РФ и аналитических агентств, спрос на электроэнергию к 2035 году может вырасти на 15-30 %, в зависимости от сценария развития (табл.2) [2-3]. Прогнозы потребления электрической энергии в Крыму и Севастополе до 2035 года зависят от множества факторов, включая экономическое развитие региона, рост населения, внедрение энергоэффективных технологий, развитие промышленности и туристической отрасли, а также климатические условия. Прогнозы могут быть получены на основе анализа данных от энергетических компаний и государственных органов, таких как Министерство энергетики РФ [1, 4].

Таблица 2

Сценарии потребления электроэнергии до 2035 года

Перечень показателей	Базовый сценарий (умеренный рост)	Инновационный сценарий (высокие темпы)	Консервативный сценарий (низкие темпы)
Рост потребления	1,5-2 % в год	2,5-3 % в год	0,5-1 % в год
Общий прирост к 2035 году	~20 % (до 1,25-1,3 трлн. кВт·ч)	~30 % (до 1,4-1,5 трлн. кВт·ч)	~10 % (до 1,1-1,15 трлн. кВт·ч)
Основные драйверы	Промышленность, ЖКХ, частичная электрификация транспорта	Массовая электромобильность, цифровизация, водородная энергетика	Стагнация экономики, медленная электрификация

Локальные системы энергоснабжения (ЛСЭ) в России приобретают все большую значимость на фоне необходимости повышения энергоэффективности, снижения потерь в сетях и обеспечения устойчивого энергоснабжения удаленных, энергетически дефицитных и изолированных территорий.

Значительную поддержку в развитии локальных систем энергоснабжения оказывает государство. На законодательном уровне - ФЗ №35 "Об электроэнергетике" (с поправками) (регулирует вопросы микрогенерации (до 15 кВт, разрешает продажу излишков в сеть по "зеленым тарифам"); энергетическая стратегия РФ до 2035 года (акцент на развитие распределенной генерации, план доведения доли возобновляемых источников энергии в изолированных энергорайонах до 15%); постановление №1449 (специальные тарифы для изолированных энергосистем, компенсация части затрат на топливо для дизельных электростанций) [5].

Для локальных систем электроснабжения тригенерация является дальнейшим этапом, использующим утилизированное тепло при выработке электроэнергии. Современные технологии тригенерации активно применяются в различных секторах: от промышленности и коммерческих зданий до жилых домов. Они обеспечивают высокую энергоэффективность, снижение затрат и экологичность. Примеры выше демонстрируют, как тригенерация может быть адаптирована под разные нужды и источники энергии [6-7].

Особенности применения систем тригенерации

Тригенерационные системы представляют собой эффективное решение для комплексного энергоснабжения, способствующее устойчивому развитию и снижению экологической нагрузки. На промышленном предприятии тригенерационная система может использовать природный газ для выработки электроэнергии. Тепло, выделяемое в процессе, направляется на отопление цехов или нагрев воды, а также используется для производства холода через абсорбционную холодильную машину, которая охлаждает помещения или технологическое оборудование [8-9].

1. *Тригенерация на основе газовых турбин.* Например, больница в Германии (Кельн). В 1998 г. там ввели в эксплуатацию электростанцию, созданную на базе четырёх установок *JMS 616 GS-N.LC*, работающих на природном газе. В энергоблоке применялись двигатели *J 616 GS*. Суммарная мощность вырабатываемой энергии тепла и холода составляла более 2 МВт с каждого энергоблока. Особенности данной технологии - используется газотурбинная установка для производства электроэнергии. Тепло от выхлопных газов утилизируется для отопления здания и нагрева воды. Абсорбционная холодильная машина производит холод для системы кондиционирования. На рис. 1 показана газотурбинная тригенерация.

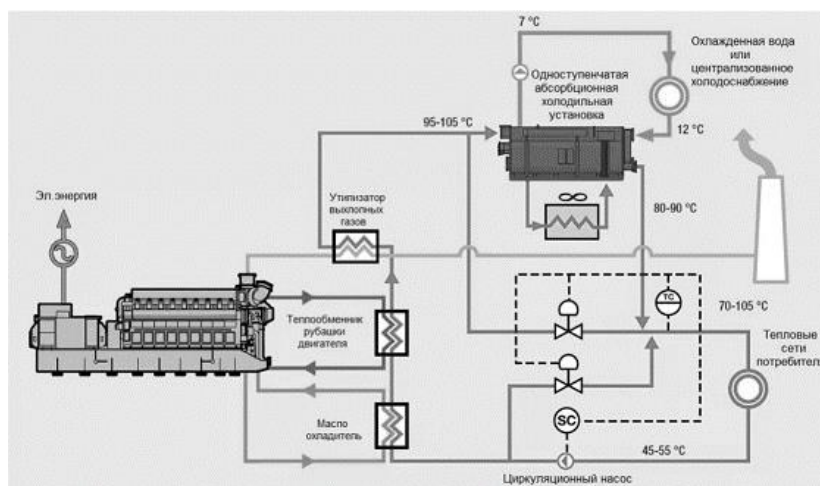


Рис. 1. Газотурбинная тригенерация [11]

2. *Тригенерация на основе биомассы.* Например, завод по переработке сельскохозяйственных отходов в Италии. Италия активно развивает технологии использования биомассы для производства энергии. Один из примеров — завод, который перерабатывает сельскохозяйственные отходы (например, солому, отходы виноделия, оливковые косточки, скорлупу орехов и другие органические материалы) в электроэнергию, тепло и холод. В регионах, где развито виноделие (например, Тоскана или Пьемонт), отходы винограда (выжимки, стебли) используются для производства энергии. В южных регионах, где выращивают оливки, отходы оливкового производства (косточки, жмых) также перерабатываются в биомассу. В сельскохозяйственных районах солома и другие растительные отходы используются для тригенерации. Специфика рассматриваемой технологии

заключается в: биомасса (например, отходы древесины или сельхозкультур) сжигается для производства электроэнергии и тепла. Тепло используется для абсорбционных холодильных машин, которые охлаждают помещения для хранения продукции. На рис. 2 показана тригенерация на биомассе.



Рис. 2. Тригенерация на биомассе [11]

3. *Тригенерация на основе солнечной энергии.* Например, солнечная тригенерационная система в Испании. В Испании, благодаря высокому уровню солнечной инсоляции, такие системы становятся всё более популярными, особенно в промышленных и коммерческих секторах. Электростанция *Gemasolar*, которая в 2011 г. начала выдавать полезную энергию в испанской Севилье, вблизи Фуэнтес-де-Андалусии. Это была первая электростанция на солнечной энергии, которую использовали в коммерческой деятельности. Расчётная мощность — порядка 20 МВт (100 ГВт-ч электрической энергии в год) при условии работы 9 месяцев в 24-часовом режиме. На рис. 3 показана принципиальная схема тригенерационной системы, работающей на солнечной энергии.

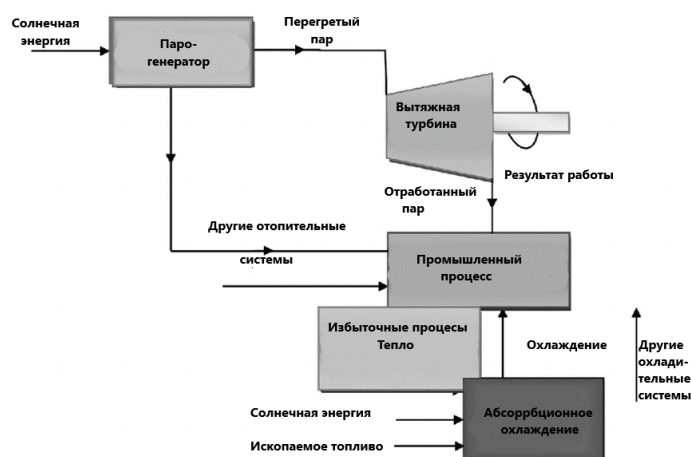


Рис. 3. Принципиальная схема тригенерационной системы, работающей на солнечной энергии [13]

4. *Тригенерация на основе топливных элементов.* Например, офисное здание в Японии (Токио). В Японии, где энергоэффективность и экологичность являются приоритетами, тригенерационные системы на основе топливных элементов активно внедряются. Один из примеров – офисное здание в Токио, где такая система обеспечивает энергоснабжение, отопление и кондиционирование. Отличительные свойства данной технологии – это когда водородные топливные элементы вырабатывают электроэнергию и тепло. Тепло используется для отопления и питания абсорбционных холодильных машин. А основными компонентами системы являются: топливные элементы (например, на основе технологии PEM или SOFC) – преобразуют химическую энергию водорода или природного газа в электричество и тепло, высокий КПД (до 60-90 % с учётом использования тепла); абсорбционная холодильная машина использует тепло, вырабатываемое топливными элементами, для производства холода; система рекуперации тепла – утилизирует тепло от топливных элементов для отопления и горячего водоснабжения; система управления энергией – оптимизирует работу системы для минимизации энергозатрат. На рис. 4 показана схема системы тригенерации *PEMFC*.

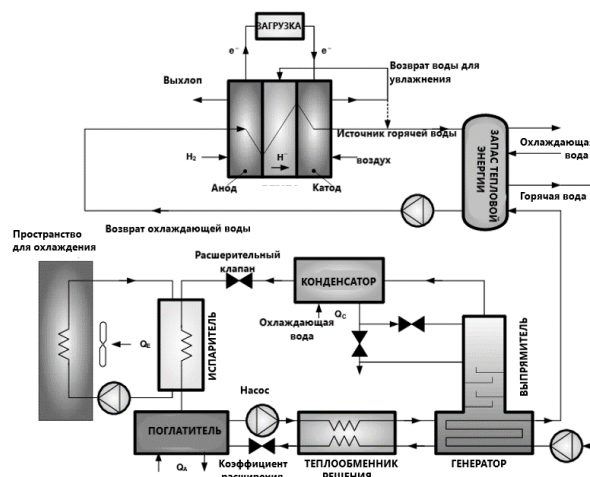


Рис. 4. Схема системы тригенерации PEMFC [14]

5. *Микротригенерация для жилых домов.* Например, жилой комплекс в США (Калифорния). В Калифорнии, где климат позволяет использовать системы кондиционирования большую часть года, микротригенерация идеально подходит для обеспечения комфорта жильцов и снижения энергозатрат. Ключевые аспекты этой технологии - микротурбины или двигатели Стирлинга вырабатывают электроэнергию и тепло. Тепло используется для отопления и производства холода через абсорбционные машины. Основные компонентами системы выступают: микротурбина или топливный элемент производит электричество и тепло, может работать на природном газе или биогазе; абсорбционный чиллер использует тепло от микротурбины или топливного элемента для производства холода; теплообменник утилизирует тепло для отопления и горячего водоснабжения; система управления энергией оптимизирует работу системы для максимальной эффективности. На рис. 5 показана микротригенерационная система для жилого дома.

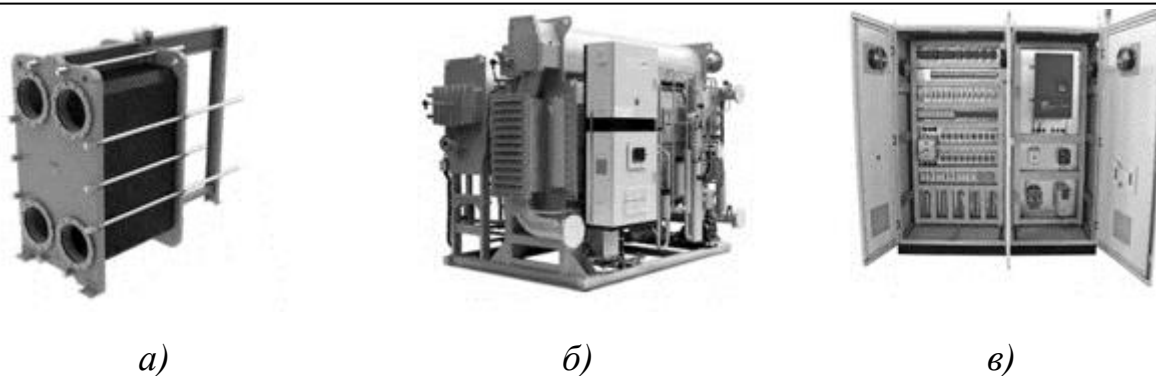


Рис. 5. Микротригенерационная система для жилого дома [15]:
(а) рекуперация теплоты; (б) абсорбционный чиллер; (в) мастер системы управления (МС)

6. *Тригенерация в промышленности.* Например, завод *Coca-Cola* в Мексике. *Coca-Cola* активно внедряет устойчивые технологии для снижения своего углеродного следа. На одном из своих заводов в Мексике компания использует тригенерационную систему для обеспечения производства энергией, теплом и холодом. Основные характеристики данного технологического решения – газовые двигатели вырабатывают электроэнергию. Тепло утилизируется для нагрева воды и производства холода для охлаждения напитков. Основные компоненты системы: газовая турбина или двигатель, который производит электричество для питания оборудования завода, использует природный газ в качестве топлива; абсорбционная холодильная машина преобразует тепло, вырабатываемое турбиной, в холод для охлаждения напитков и процессов кондиционирования; система рекуперации тепла утилизирует тепло для нагрева воды, паровых котлов или других технологических процессов. На рис. 6 показана тригенерационная система на промышленном объекте.

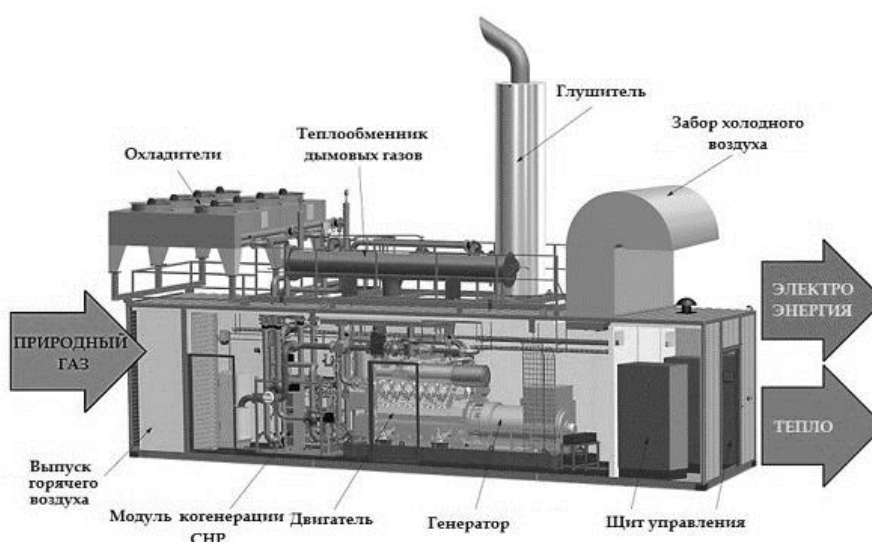


Рис. 6. Тригенерационная система на промышленном объекте [16]

Для успешного внедрения и масштабирования тригенерационных решений целесообразно реализовать комплекс мер, охватывающих научно-техническую, экономическую и образовательную сферы: научные исследования и технологические разработки, государственное стимулирование, подготовка квалифицированных кадров, реализация пилотных проектов [8-10].

Ключевое преимущество тригенерационных систем заключается в исключительно высоком общем коэффициенте полезного действия, достигающем 75-90 %, что существенно превосходит показатели традиционных генерирующих объектов. Такой впечатляющий результат становится возможным благодаря комплексной утилизации тепловой энергии, которая в обычных электростанциях чаще всего просто теряется. На фоне тригенерации традиционные технологии выглядят менее эффективными. Современные парогазовые установки, считающиеся одним из наиболее совершенных видов тепловых электростанций, демонстрируют электрический КПД на уровне 50-60 %, но без использования теплового потенциала. Угольные теплоэлектростанции, долгое время составлявшие основу энергосистемы, и вовсе ограничиваются 35-45 % эффективности. Особенно заметно отставание дизельных генераторов, которые при скромных 30-40 % КПД отличаются еще и максимальной стоимостью производимой энергии. При рассмотрении экономических показателей тригенерационных систем важно учитывать, что тригенерация позволяет одновременно получать три вида энергоресурсов, создавая дополнительную ценность для потребителя. Первоначальные инвестиции в такие установки достаточно велики, но их эксплуатационные расходы оказываются умеренными. Это обеспечивает срок окупаемости проектов около 5-10 лет, что вполне сопоставимо с другими видами генерации. Экологический аспект также говорит в пользу тригенерационных решений. Выбросы CO_2 от таких систем составляют 350-500 грамм на кВт·ч, что в 2-3 раза ниже показателей угольных станций и заметно меньше, чем у дизельных генераторов. При использовании биогаза или других возобновляемых видов топлива экологический след может быть уменьшен еще значительно.

Практическая реализация систем тригенерации в южных регионах РФ

Южные регионы России демонстрируют значительный потенциал для внедрения систем тригенерации благодаря благоприятным климатическим условиям и развитой промышленно-курортной инфраструктуре.

В Краснодарском крае успешно функционируют тригенерационные комплексы на курортных объектах. Например, в Сочи такие системы обеспечивают энергоснабжение крупных гостиничных комплексов, где газопоршневые установки мощностью 2-5 МВт вырабатывают электроэнергию, а утилизируемое тепло преобразуется в холод для кондиционирования через абсорбционные чиллеры. Это позволяет сократить энергозатраты на охлаждение помещений на 35-40 % по сравнению с традиционными электрическими системами [11].

Ростовская область применяет тригенерационные технологии в агропромышленном секторе. На пищевых предприятиях и винодельческих заводах установки обеспечивают одновременное производство электроэнергии для технологического оборудования, тепла для пастеризации и холода для хранения готовой продукции. Особый интерес представляют проекты с использованием биогаза, где в качестве топлива применяются отходы сельскохозяйственного производства.

В Республике Крым тригенерационные системы находят применение в курортно-санаторном комплексе. Комбинированные установки, работающие на природном газе, обеспечивают энергонезависимость объектов, что особенно важно для региона с ограниченными возможностями централизованного энергоснабжения. В последние годы здесь также тестируются гибридные решения, сочетающие традиционную тригенерацию с солнечными электростанциями [17-18].

Техническая реализация таких проектов требует тщательного подхода к выбору оборудования. Наиболее распространены газопоршневые установки мощностью 1-10 МВт, работающие в паре с абсорбционными холодильными машинами бромистолитиевого типа. Современные системы оснащаются автоматизированными системами управления, позволяющими оптимизировать режимы работы в зависимости от текущей нагрузки [11-12].

Экономические расчеты показывают, что срок окупаемости тригенерационных систем в южных регионах составляет 4-6 лет. Основными факторами, влияющими на эффективность, являются: стоимость природного газа, тарифы на электроэнергию и продолжительность отопительного/холодильного сезона. Важным преимуществом является возможность получения статуса квалифицированного генерирующего объекта, что дает право на дополнительные тарифные преференции.

В среднесрочной перспективе (до 2035 г.) тригенерация может занять 1-3 % рынка генерации в России (что соответствует 1,5-5 ГВт установленной мощности) с фокусом на южные регионы (Краснодарский край, Ростовская область, Крым, Ставрополье – жаркий климат и высокий спрос на кондиционирование летом + отопление зимой), промышленные зоны (Татарстан, Башкортостан, Самарская область, Нижний Новгород – нефтехимия, металлургия, перерабатывающие заводы) и изолированные энергорайоны (Дальний Восток (Якутия, Камчатка, Сахалин), Арктика – дорогая электроэнергия, зависимость от дизеля).

Выводы

Проведенный комплексный анализ региональных энергосистем позволил выявить ключевые закономерности их функционирования и определить перспективные направления развития тригенерации.

Проведенные исследования выявили существенные различия в экономических показателях тригенерационных систем между регионами, обусловленные в первую очередь стоимостью топлива, тарифами на энергию и климатическими условиями. Наибольший экономический эффект от внедрения тригенерации достигается в регионах с высокими тарифами на электроэнергию и длительным

отопительным периодом, где срок окупаемости проектов не превышает 4-5 лет. Определяющее влияние на различие в экономических показателях при прочих равных условиях оказывает различное построение структурно-функциональных систем тригенерации.

Перспективным направлением дальнейших исследований является создание комплексных моделей систем тригенерации с разработкой методики их расчета и исследования, с целью получения наиболее эффективных структурно-функциональных схем тригенерации, с применением ВИЭ.

Для достижение указанной цели следует решить перечисленные задачи:

- 1) провести комплексный анализ применимости систем тригенерации в региональных энергетических системах;
- 2) рассмотреть варианты состава и структуры систем тригенерации (состав, структура, методы);
- 3) разработать комплекс моделей функционирования системы тригенерации;
- 4) разработать показатели оценки эффективности систем тригенерации.
- 5) выполнить технико-экономическое обоснование эффективности систем тригенерации;
- 6) предложить рациональные решения применения систем тригенерации на примере Крыма и Севастополя.

Библиографический список

1. Министерство энергетики РФ. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года (с дополнениями) // 2023.
2. Правительство РФ. Программа развития электроэнергетики на 2021–2035 годы (Постановление № 1623) // 2021.
3. Системный оператор ЕЭС. Перспективный баланс мощности ЕЭС России на 2024–2035 годы // 2023.
4. Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО. Сценарии развития электроэнергетики России до 2035 года: влияние энергоперехода // 2022.
5. **Губашов М.Б.** Когенерация, тригенерация, квадрогенерация: мировой опыт // Турбины и дизели. 2020. № 3 (90). С. 26-29.
6. **Панцырная Т.В., Парабин В.А., Дьяков А.В.** Тригенерация как способ повышения энергетической эффективности // Эффективное антикризисное управление. 2013. № 6 (81). С. 82-87.
7. **Смирнова С.В.** Опыт применения и перспективы развития систем тригенерации в России и мире // Энергоэксперт. 2019. № 4 (72). С. 70-73.
8. **Wang, J., Mao, T., Sui, J., & Jin, H.** Recent advances in tri-generation systems: A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020. 120, 109639.
9. **Wang, J., Wu, J., & Zheng, C.** Optimal design and operation of trigeneration systems for hospitals // Applied Energy, 2020. 261, 114387.
10. **Khan, M.I., & Al-Ghamdi, S.G.** Adaptation of Trigenation Systems to Hot Climates: Case Study of Sochi // Energy Conversion and Management, 2021. 235, 113987.
11. **Иванова М.П., Сидоренко Г.И.** Эффективность тригенерационных систем на винодельческих предприятиях Краснодарского края // Альтернативная энергетика и экология, 2021. 8(2), 112-125.

-
12. **Смирнов Е.О.** Адаптация абсорбционных чиллеров к климату южных регионов России // Холодильная техника, 2023. № 4, 18-30.
 13. **Kuznetsov D., Smirnov A.** Arctic Trigenation Systems: Technological and Economic Aspects // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022. vol. 156, 111234.
 14. Институт энергетике НИУ ВШЭ. Адаптация тригенерационных систем к российским климатическим условиям//2023
 15. **Панцырная Т.В., Парабин В.А., Дьяков А.В.** Тригенерация как способ повышения энергетической эффективности // Эффективное антикризисное управление. 2013. № 6 (81). С. 82-87.
 16. **Клименко А.В., Агабабов В.С., Борисова П.Н., Петин С.Н., Корягин А.В.** Бес-топливная тригенерационная установка на станциях технологического уменьшения давления транспортируемого природного газа // Теплоэнергетика. 2018. № 11. С. 23-31.
 17. **Кувшинов В.В., Какушина Е.Г., Якимович Б.А., Соломенникова С.И., Стаценко А.К.** Модель использования возобновляемой энергетике в курортно-рекреационной системе республики Крым // Энергетические установки и технологии. 2021. Т. 7. № 2. С. 87-91.
 18. **Кувшинов В.В., Какушина Е.Г., Кулемина А.П., Куренкова А.В., Портнова Е.Р.** Экспериментальные исследования плоских солнечных коллекторов, используемых для нужд автономных потребителей в южных регионах Российской Федерации // Энергетические установки и технологии. 2020. Т. 6. № 2. С. 51-57.

E.G. Kukushkina, N.M. Shaitor, B.A. Yakimovich

COMPREHENSIVE ANALYSIS OF REGIONAL ENERGY SYSTEMS USING TRIGENERATION SYSTEMS AND RENEWABLE ENERGY SOURCES

Sevastopol State University
Sevastopol, Russia

Abstract. The Russian energy system is undergoing significant changes due to technological progress, environmental requirements, economic factors and government policy. Trigeneration systems make it possible to maximize the use of primary energy resources through the simultaneous production of electricity, heat and cold. This is especially important for regional energy complexes, where stable energy supply is required while minimizing losses. Trigeneration systems make it possible to maximize the use of primary energy resources through the simultaneous production of electricity, heat and cold. This is especially important for regional energy complexes, where stable energy supply is required while minimizing losses.

Key words: trigeneration, regional systems, local power supply systems, trigeneration technologies

References

- [1] The Ministry of Energy of the Russian Federation. Energy Strategy of the Russian Federation for the period up to 2035 (with additions) // 2023 (in Russian)
- [2] Government of the Russian Federation. Electric Power Industry Development Program for 2021-2035 (Resolution No. 1623) // 2021 (in Russian)
- [3] The UES system operator. Prospective capacity balance of the UES of Russia for 2024-2035 // 2023 (in Russian)
- [4] The Energy Center of the Moscow School of Management SKOLKOVO. Scenarios for the development of the Russian electric power industry until 2035: the impact of energy transition // 2022 (in Russian)
- [5] **Gubashov M.B.** Cogeneration, trigeneration, quadrogeneration: world experience // Turbines and diesels. 2020. No. 3 (90). pp. 26-29 (in Russian)
- [6] **Pantsyrnaya T.V., Parabin V.A., Dyakov A.V.** Trigeneration as a way to increase energy efficiency // Effective crisis management. 2013. No. 6 (81). pp. 82-87 (in Russian)
- [7] **Smirnova S.V.** Experience of application and prospects of development of trigeneration systems in Russia and the world // Energoexpert. 2019. No. 4 (72). pp. 70-73 (in Russian)
- [8] **Wang, J., Mao, T., Sui, J., & Jin, H.** Recent advances in tri-generation systems: A review // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2020. 120, 109639. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109639
- [9] **Wang, J., Wu, J., & Zheng, C.** Optimal design and operation of trigeneration systems for hospitals // Applied Energy, 2020. 261, 114387.
- [10] **Khan, M.I., & Al-Ghamdi, S.G.** Adaptation of Trigeneration Systems to Hot Climates: Case Study of Sochi // Energy Conversion and Management, 2021. 235, 113987.
- [11] **Ivanova M.P., Sidorenko G.I.** Efficiency of trigeneration systems at wineries in the Krasnodar Territory // Alternative energy and ecology, 2021. 8(2), 112-125 (in Russian)
- [12] **Smirnov E.O.** Adaptation of absorption chillers to the climate of the southern regions of Russia // Refrigeration technology, 2023. № 4, 18-30 (in Russian)

-
- [13] **Kuznetsov D., Smirnov A.** Arctic Trigeneration Systems: Technological and Economic Aspects // Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2022. vol. 156, 111234.
- [14] Institute of Energy Higher School of Economics. Adaptation of trigeneration systems to Russian climatic conditions//2023 (in Russian)
- [15] **Pantsyrnaya T.V., Parabin V.A., Dyakov A.V.** Trigeneration as a way to increase energy efficiency // Effective crisis management. 2013. No. 6 (81). pp. 82-87 (in Russian)
- [16] **Klimenko A.V., Agababov V.S., Borisova P.N., Petin S.N., Koryagin A.V.** Fuel-free trigeneration plant at stations for technological pressure reduction of transported natural gas // Thermal power engineering. 2018. No. 11. pp. 23-31 (in Russian)
- [17] **Kuvshinov V.V., Kukushkina E.G., Yakimovich B.A., Solomennikova S.I., Statsenko A.K.** A model of using renewable energy in the resort and recreational system of the Republic of Crimea // Energy installations and technologies. 2021. Vol. 7. No. 2. pp. 87-91 (in Russian)
- [18] **Kuvshinov V.V., Kakushina E.G., Kulemina A.P., Kurenkova A.V., Portnova E.R.** Experimental studies of flat solar collectors used for the needs of autonomous consumers in the southern regions of the Russian Federation // Energy installations and technologies. 2020. Vol. 6. No. 2. pp. 51-57 (in Russian)

УДК 621.311.1

М.Д. Красько, М.Р. Куршев, А.А. Ладыгин

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ СОЛНЕЧНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Северо-Кавказский федеральный университет

Аннотация. В статье представлен сравнительный анализ эффективности различных моделей машинного обучения для автоматизированного определения потенциальных мест размещения солнечных электростанций (СЭС). Исследование базируется на обработке и анализе геопространственных данных, включая пиксельные характеристики RGB-каналов изображений рельефа местности, солнечной активности и региональной энергосистемы. Сравнивались линейная и логистическая регрессия, дерево решений, метод бустинга XGBoost и алгоритм кластеризации K-means. Оценка моделей проводилась с использованием стандартных метрик качества, позволяющих выявить оптимальный алгоритм для задачи определения местоположения СЭС.

Ключевые слова: машинное обучение, солнечная электростанция, классификация, регрессия.

Развитие возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является приоритетным направлением современной энергетики, что подтверждается международными соглашениями и национальными стратегическими документами, такими как Парижское соглашение 2015 года и постановление Правительства РФ от 05.03.2021 №328 [1]. Одним из ключевых этапов при внедрении ВИЭ является выявление оптимальных территорий для их размещения, что традиционно требовало значительных временных и трудовых затрат. Современные методы машинного обучения позволяют существенно упростить и ускорить этот процесс за счёт автоматизации анализа пространственных данных [2, 3].

Цель работы заключается в сравнении различных подходов машинного обучения для решения задачи автоматизированного определения местоположений СЭС на основе обработки изображений местности и сопутствующих геопространственных характеристик.

Исследование проводилось на интегрированном массиве геопространственных данных, сформированном из трёх слоёв изображений: гипсометрической модели местности, карты годовой суммарной солнечной инсоляции и схемы региональной энергосистемы, содержащей узлы генерации и магистральные линии электропередачи. Каждый слой был приведён к одинаковому разрешению с пространственным шагом 10 м и спроецирован в систему координат WGS-84; цветовые компоненты пикселей, нормированные по диапазону [0; 1], использовались как числовые признаки. Дополнительно рассчитывались градиенты вы-

сот, индекс солнечной активности и евклидово расстояние до ближайшей подстанции, после чего все признаки агрегировались в единую таблицу размерностью 100000×11 , где строки соответствовали дискретным точкам карты, а столбцы — значениям признаков [2, 3].

Поскольку задача ставилась как бинарная (наличие / отсутствие действующей или потенциально пригодной площадки для СЭС), обучающая выборка включила 100000 объектов, из которых 20000 относились к положительному классу. Для оценки обобщающей способности моделей выборка была случайным образом разделена в соотношении 75 % / 25 %, а баланс классов дополнительно контролировался методом стратифицированной выборки. Признаки масштабировались методом стандартного нормирования, а категориальные переменные кодировались *one-hot*-представлением [4].

Обучение моделей линейной и логистической регрессии осуществлялось с использованием стохастического градиентного спуска при ограничении числа эпох 1000 и коэффициенте регуляризации $L2 = 0,01$. Для дерева решений в качестве критерия использовалась энтропия, глубина ограничивалась значением 5, что позволяло сократить переобучение без значимой потери точности. Бустинговая модель *XGBoost* обучалась на 100 деревьях со скоростью обучения 0,1 и параметром *subsample* = 0,8; подбор гиперпараметров производился методом *RandomizedSearchCV* с пятирусной кросс-валидацией. Алгоритм *K-means* запускался с числом центроидов $k = 3$, выбранным по минимуму индекса силуэта, и осуществлял кластеризацию по евклидову расстоянию в пространстве отнормированных признаков [6].

Для классификационных моделей рассчитывались *accuracy*, *precision*, *recall*, *F1-score* и площадь под *ROC*-кривой; результаты представлены в табл. 1. Кластеризация оценивалась суммой внутрикластерных квадратов и графически интерпретировалась на тепловой карте плотности, совмещённой с геопозиционной основой (рис. 1).

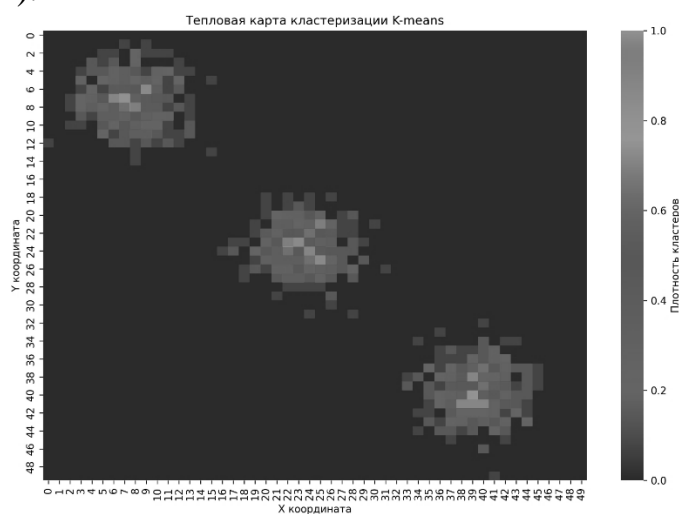


Рис. 1. Тепловая карта кластеризации K-means

Наилучшие показатели продемонстрировала модель *XGBoost*: при

$accuracy = 85 \%$, $precision = 82 \%$ и $recall = 88 \%$ значение $F1-score$ составило 0,85, а $AUC = 0,89$. Логистическая регрессия показала сопоставимую точность на тестовой выборке, однако чувствительна к мультиколлинеарности; дерево решений обеспечило визуально интерпретируемые правила, но требовало жёсткой регуляризации. Метод *K-means* выявил 3 компактных кластера, из которых два расположены в зонах с суммарной инсоляцией выше $1500 \text{ кВт} \cdot \text{ч}/\text{м}^2$ и близостью к узлам сети менее 5 км, что подтверждает их высокую перспективность для развития СЭС [1, 5].

Таблица 1

Метрики качества моделей

Модель	<i>Accuracy</i>	<i>Precision</i>	<i>Recall</i>	<i>F1-score</i>	<i>AUC</i>
Логистическая регрессия	0.83	0.8	0.86	0.83	0.87
Дерево решений	0.79	0.76	0.82	0.79	0.83
<i>XGBoost</i>	0.85	0.82	0.88	0.85	0.89

Геопривязанная визуализация классификационных результатов, представленная на рис. 2, демонстрирует пространственное распределение точек с вероятностью размещения СЭС выше порогового значения 0,75, задаваемого по максимальному значению $F1$ -меры. Взаимное наложение тепловых карт моделей *XGBoost* и *K-means* показывает качественную согласованность: области, выделяемые как перспективные бустингом, с точностью 85 % пересекаются с кластерами высокой солнечной активности. Таким образом, в совокупности методы позволяют сформировать единый цифровой демарш-план, пригодный для интеграции в геоинформационные системы энергетического планирования.

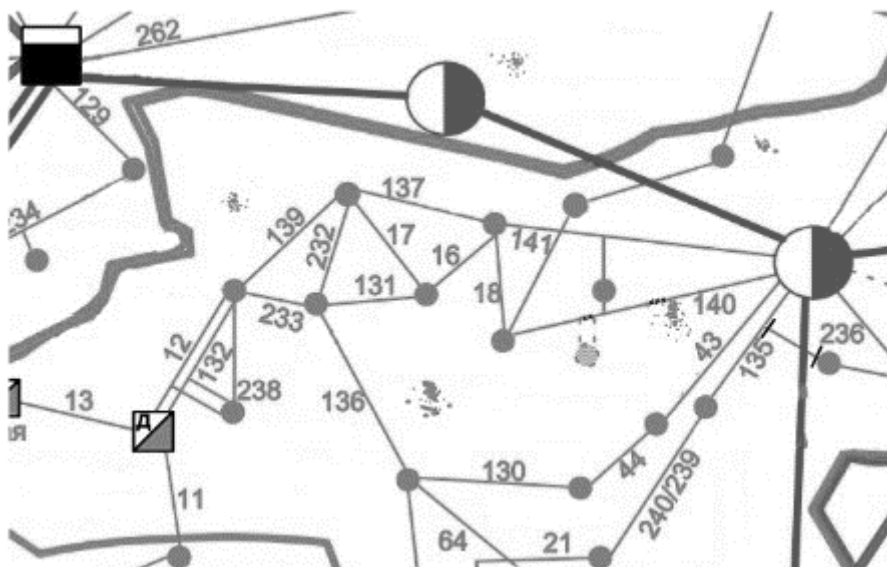


Рис. 2. Результаты работы программы

Полученные результаты согласуются с публикуемыми ранее данными о

применимости ансамблевых методов при анализе территориальных признаков для ВИЭ-проектов [7] и подтверждают вывод о преимуществах градиентного бустинга при значительной коррелированности характеристик. Представленное исследование формирует основу для дальнейших работ, включающих расширение выборки за счёт многолетних климатических рядов и развитие гибридных моделей, смешивающих предобученные свёрточные нейронные сети с ансамблевыми алгоритмами.

Библиографический список

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 05.03.2021 № 328 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности» // Собрание законодательства РФ. – 2021. – № 11. – Ст. 1793.
2. **Дегтярев К.** Подходы к географической экспертизе и районированию территорий для развития возобновляемой энергетики // Окружающая среда и энерговедение. – 2022. – № 4. – С. 10–25.
3. **Митин Д. В., Лаптев Д. А.** Обработка спутниковых изображений в задачах мониторинга // Вестник НГТУ. – 2021. – № 4 (129). – С. 91–96.
4. **Бишоп К.** Паттерн-распознавание и машинное обучение: Пер. с англ. – М.: Техносфера, 2011. – 784 с.
5. **Хасты Т., Тибширани Р., Фридман Дж.** Элементы статистического обучения: Добыча знаний, анализ и прогнозирование. – М.: ООО «И.Д. Вильямс», 2011. – 768 с.
6. **Журавлёв Ю. И., Кусраев А. Г., Сенько О. Н.** Математические методы распознавания образов. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2006. – 256 с.
7. **Goodfellow I., Bengio Y., Courville A.** Deep Learning. – Cambridge: MIT Press, 2016. – 775 p.

M.D. Krasko, M.R. Kurshev, A.A. Ladygin

COMPARATIVE ANALYSIS OF MACHINE LEARNING MODELS FOR DETERMINING THE LOCATION OF SOLAR POWER PLANTS

North Caucasus Federal University
Stavropol, Russia

Abstract. This paper considers the problem of automated determination of optimal or potential locations of solar power plants (SPP) based on the analysis of geospatial and visual data using machine learning methods. The pixel characteristics of three images (RGB channels) are used as input features, namely maps of terrain, solar activity, and the energy system. Five models are trained and compared: linear regression, logistic regression, decision tree, boosting model (XGBoost) and K-means clustering. The target feature is the presence or absence of SES in this area. The results obtained make it possible to evaluate the effectiveness of various algorithms and provide recommendations on the choice of models for the tasks of determining the location of solar power plants.

Key words: machine learning, solar power plant, classification, regression.

References

- [1] Resolution of the Government of the Russian Federation dated 03/05/2021 No. 328 "On Amendments to Certain Acts of the Government of the Russian Federation on Stimulating the Use of Renewable Energy Sources in the Wholesale Market of Electric energy and capacity" // Collection of Legislation of the Russian Federation. – 2021. – №. 11. – p. 1793.
- [2] **Degtyarev K.** Podhody k geograficheskoy ekspertize i rajonirovaniyu territorij dlya razvitiya vozobnovlyaemoj energetiki // Okruzhayushchaya sreda i energovedenie. – 2022. – № 4. – p. 10–25.
- [3] **Mitin D. V., Laptev D. A.** Obrabotka sputnikovyh izobrazhenij v zadachah monitoringa // Vestnik NSTU. – 2021. – № 4 (129). – p. 91–96.
- [4] **Bishop K.** Pattern Recognition and Machine Learning. – Springer, 2011. – 784 c.
- [5] **Hasti T., Tibshirani R., Fridman Dzh.** Elementy statisticheskogo obucheniya: Dobycha znaniy, analiz i prognozirovanie. - LLC «I.D. Vil'yams », 2011. – 768 p.
- [6] **Zhuravlyov Yu. I., Kusraev A. G., Sen'ko O. N.** Matematicheskie metody raspoznavaniya obrazov. – M.: FIZMATLIT, 2006. – 256 p.
- [7] **Goodfellow I., Bengio Y., Courville A.** Deep Learning. – Cambridge: MIT Press, 2016. – 775 p.

УДК 621.314

А.А. Лоскутов, Е.В. Крюков, Я.И. Петухов

ИССЛЕДОВАНИЕ ВИРТУАЛЬНОГО СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ИСТОЧНИКОМ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. В статье представлено исследование алгоритма виртуальной инерции для сетевого инвертора в составе источника распределенной генерации. Проведено имитационное моделирование в программном комплексе *RSCAD FX* для анализа работы алгоритма ВСГ в двух режимах: синхронизации с энергосистемой и автономного электроснабжения для оценки динамических характеристик и эффективности управления. Результаты исследования подтвердили способность ВСГ поддерживать стабильное напряжение и частоту на нагрузке.

Ключевые слова: виртуальная инерция, распределенная генерация, *RSCAD FX*, регулирование частоты, сетевой инвертор.

Введение

Распределенная генерация (РГ), особенно на основе возобновляемых источников энергии, активно внедряется в современные энергосистемы с целью повышения надежности и эффективности электроснабжения. Кроме того, производство электроэнергии непосредственно в местах потребления позволяет в значительной степени снизить потери при ее передаче.

Рост доли инверторных генерирующих установок приводит к снижению динамической устойчивости энергосистемы [1]. В инверторах отсутствует собственная кинетическая энергия вращающихся масс, поэтому их инерционный отклик на возмущения значительно ниже, чем у традиционных синхронных машин. Вследствие этого энергосистема становится более чувствительной к возмущениям, что увеличивает скорость и амплитуду изменения частоты. Данная проблема особенно актуальна для локальных энергосистем, где даже небольшие колебания частоты могут привести к серьезным последствиям.

Для компенсации недостаточной инерционности и обеспечения демпфирования колебаний при переходных процессах применяется технология виртуального синхронного генератора (ВСГ) [2]. Управление инвертором по алгоритму ВСГ позволяет ему имитировать инерционные и демпфирующие свойства синхронной машины. Ввод виртуальной инерции и дополнительного демпфирования в систему управления инвертором обеспечивает более плавные переходные процессы и поддерживает устойчивость частотного режима сети. Кроме того, ВСГ обладает высокой гибкостью настройки — виртуальную инерцию и коэффициент демпфирования можно изменять программно, что невозможно осуще-

ствить в механической конструкции синхронных генераторов. Особенно перспективно применение ВСГ в сочетании с системами накопления энергии, где он обеспечивает заранее заданный динамический отклик под различные режимы работы энергосистемы.

Таким образом, технология виртуального синхронного генератора выступает перспективным решением для современных энергосистем с источниками распределенной генерации.

Разработка и тестирование имитационной модели ВСГ

В рамках данного исследования выполнена разработка и тестирование компьютерной модели виртуального синхронного генератора в программном комплексе моделирования в реальном времени *RSCAD FX*. Результаты моделирования показали, что применение алгоритма ВСГ значительно снижает скорость изменения частоты, а также существенно сокращает продолжительность переходных процессов при возмущениях.

Основным элементом системы управления ВСГ является блок виртуальной инерции, принцип действия которого описывается с помощью уравнения [3]:

$$J \frac{d\omega}{dt} = \frac{P_e - P_m}{\omega_N} - D(\omega - \omega_N), \quad (1)$$

где P_m – мощность источника питания, P_e – выходная мощность инвертора, J – момент инерции ротора, D – коэффициент демпфирования, ω и ω_N – фактическая и номинальная угловая скорость вращения ротора.

Основная идея уравнения (1) заключается в увеличении или снижении выходной мощности инвертора в зависимости от изменения частоты. Также стоит отметить, что момент инерции ротора J может принимать любое значение, тем самым обеспечивая гибкую настройку виртуальной инерции. На рис. 1 изображена структурная схема управления ВСГ.

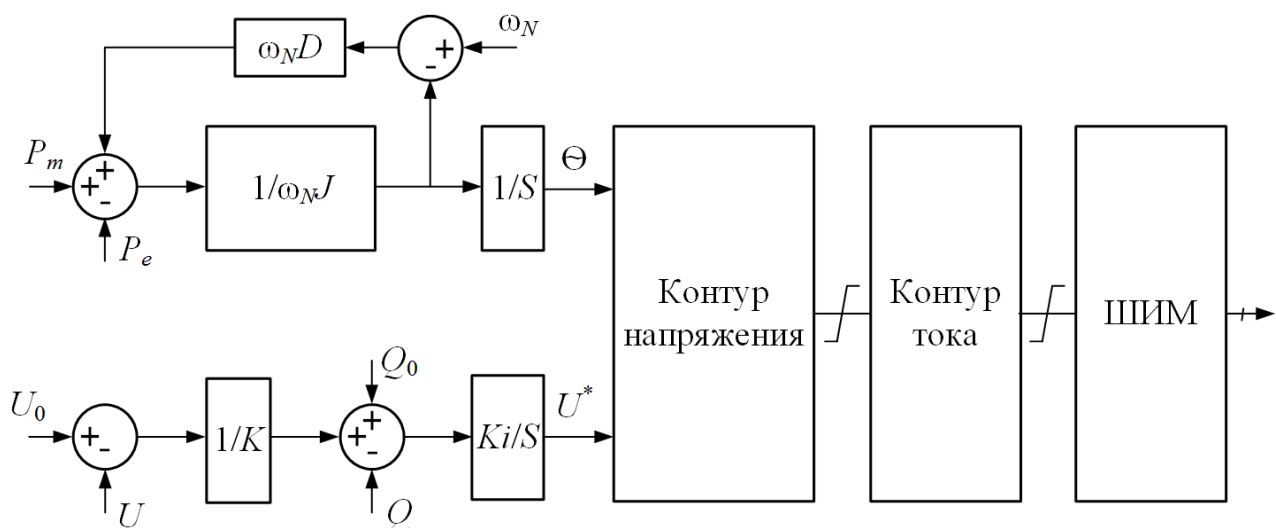


Рис. 1. Структурная схема управления ВСГ

В установившемся режиме, когда $d\omega/dt$ равно 0, уравнение (1) принимает вид:

$$\omega - \omega_N = \Delta\omega = \frac{\Delta P}{\omega_N D}, \quad (2)$$

где ΔP – изменение мощности ВСГ, $\Delta\omega$ – изменение частоты ВСГ.

Изменение частоты, вызванное изменением мощности, определяется коэффициентом демпфирования D , а скорость изменения частоты зависит от момента инерции J .

Уравнение (2) можно выразить через коэффициент K_p :

$$\Delta\omega = -K_p \Delta P, \quad (3)$$

где K_p – коэффициент, эквивалентный $1/\omega_N D$.

На рис. 2 изображен блок виртуальной инерции ВСГ в программном комплексе *RSCAD FX*. Основная идея реализации: определение скорости изменения частоты и использование этого значения для регулирования выходной мощности.

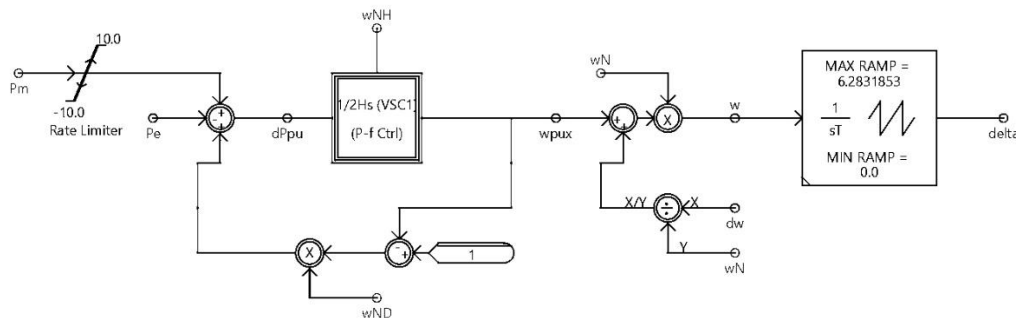


Рис. 2. Блок управления виртуальной инерцией ВСГ

Имитационная компьютерная модель системы электроснабжения с источником распределенной генерации представлена на рис. 3.

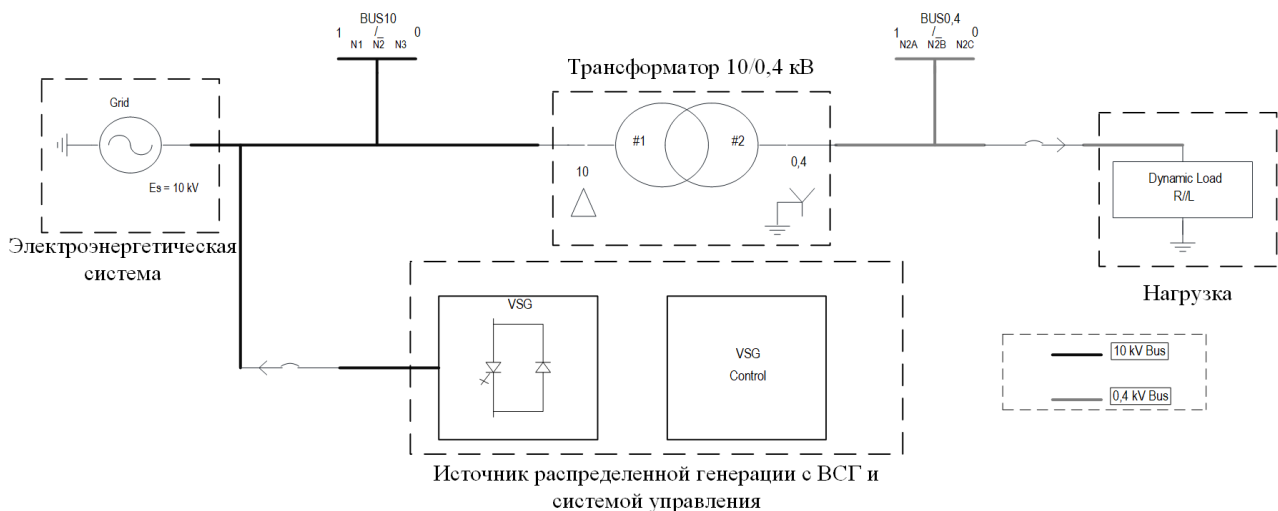


Рис. 3. Имитационная модель системы электроснабжения с источником распределенной генерации

Модель состоит из трехфазного источника напряжения/ электроэнергетической системы, трехфазного трансформатора 10/0,4 кВ, источника распределенной генерации с ВСГ (VSG) и системой управления ВСГ (VSG Control), нагрузки.

Для оценки инерционных свойств ВСГ было проведено моделирование различных режимов работы: подключение ВСГ к энергосистеме и питание нагрузки только от ВСГ.

Режим подключения ВСГ к сети

В начальном состоянии нагрузка получает питание только от энергосистемы, а ВСГ отключен. После подключения к сети ВСГ должен регулировать свою выходную частоту и напряжение в соответствии с параметрами энергосистемы, чтобы обеспечить стабильное электроснабжение потребителей. На рис. 4 представлены результаты моделирования режима подключения ВСГ к сети.

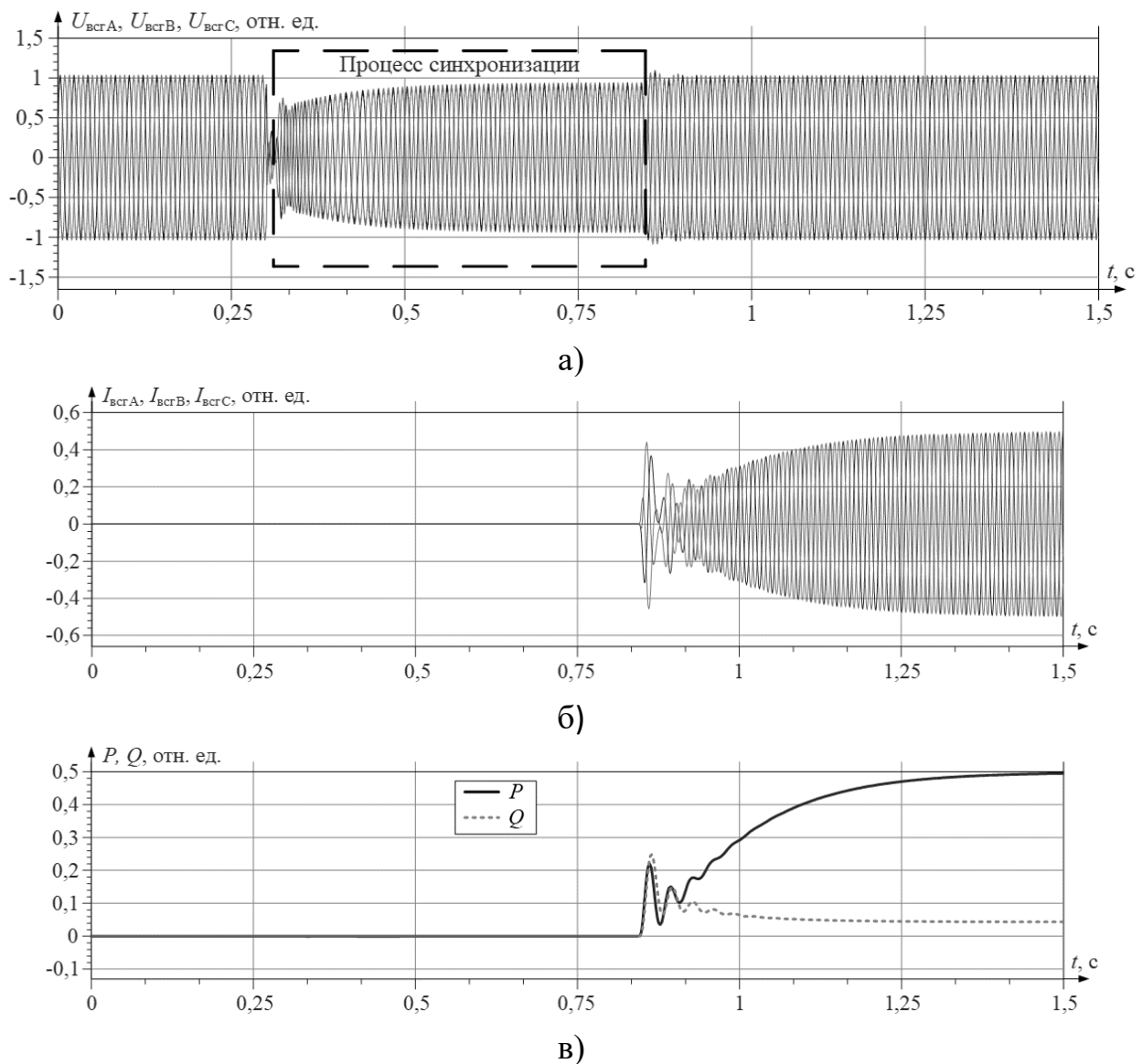


Рис. 4. Результаты моделирования режима подключения ВСГ к сети:

а – осциллограмма напряжения ВСГ, б – осциллограмма тока ВСГ,
в – активная и реактивная мощность ВСГ

В момент времени $t = 0$ ВСГ находится в работе, но не подключен к сети. Примерно в момент времени $t = 0,3$ секунды начинается процесс синхронизации, который отмечен в рамке на рис. 4, а. Как только синхронизация достигнута и управление синхронизацией отключается, то ВСГ начинает либо выдавать, либо потреблять мощность из сети, поддерживая напряжение.

Режим автономной работы ВСГ

Работа в автономном режиме означает ситуацию, когда нагрузка перестает получать электроэнергию от энергосистемы. ВСГ работает как единственный источник электроснабжения и отвечает за поддержание напряжения и частоты на нагрузке.

На рис. 5 изображены результаты моделирования автономного электроснабжения нагрузки от ВСГ. Примерно в момент времени $t = 0,3$ секунды происходит отключение от энергосистемы, ВСГ работает в автономном режиме. Из рис. 5, а видно, что напряжение на нагрузке остается неизменным. Номинальная мощность нагрузки составляет 1 отн. ед., что соответствует 1 МВт.

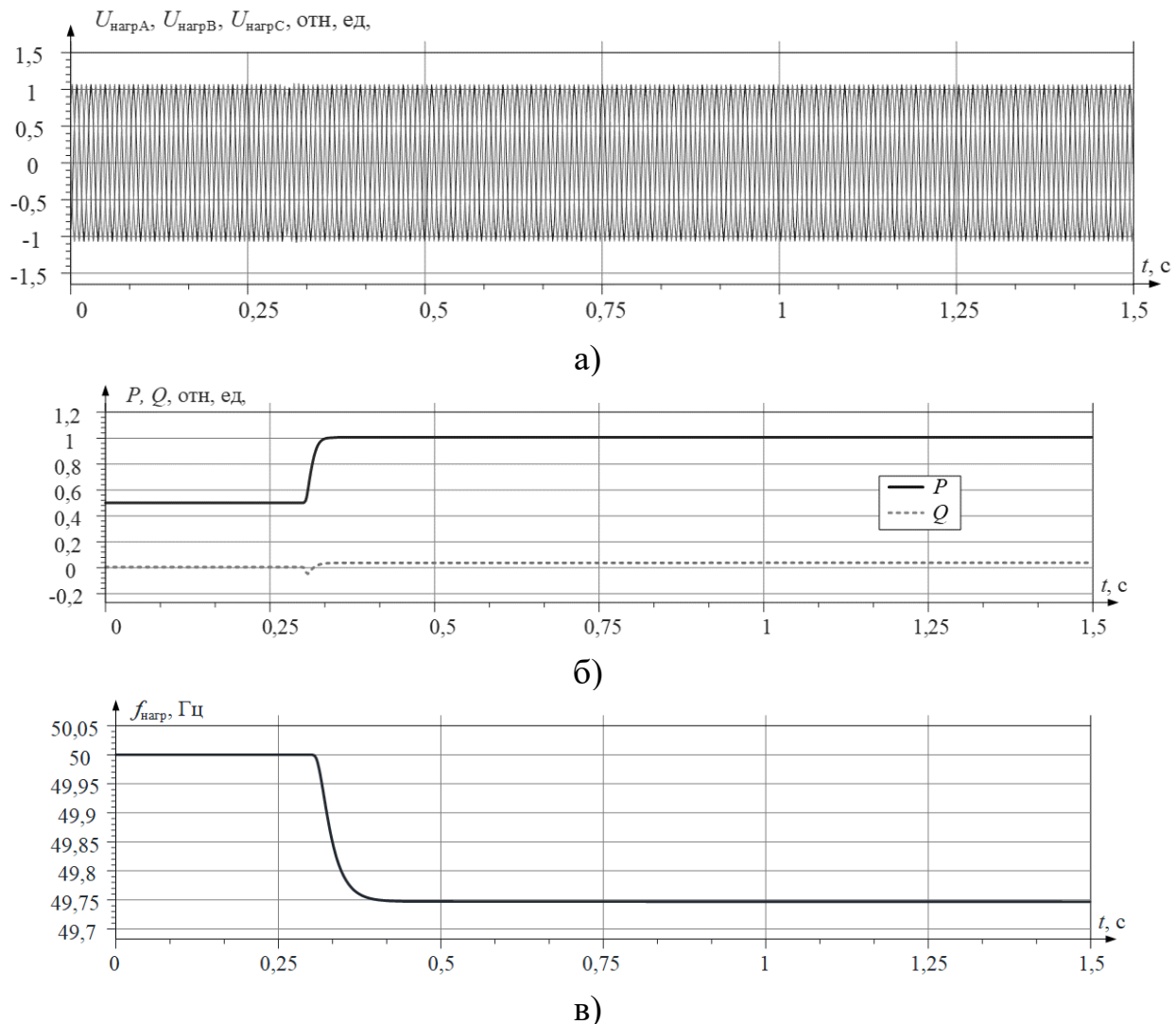


Рис. 5. Результаты моделирования автономного электроснабжения нагрузки от ВСГ:
а – осциллограмма напряжения на нагрузке, б – активная и реактивная мощность ВСГ, в – частота на нагрузке

Номинальная мощность источника распределенной генерации составляет 0,5 МВт. Оставшуюся часть мощности ВСГ выдает из системы накопления электроэнергии. Исходя из уравнения (2), это изменение активной мощности приводит к соответствующему изменению частоты. Поскольку коэффициент демпфирования D равен 100, а изменение активной мощности составляет -0,5 отн. ед., новая установившаяся частота равна 49,75 Гц, что соответствует уравнению (2).

Выводы

В статье представлена разработанная структура системы управления сетевым инвертором с виртуальной инерцией, а также имитационная модель в *RSCAD FX*. Проведенное исследование подтвердило эффективность применения ВСГ для стабилизации систем электроснабжения с распределенной генерацией. Результаты моделирования показали, что при подключении к системе электроснабжения ВСГ обеспечивает синхронизацию с энергосистемой и поддерживает стабильное напряжение на нагрузке, а в автономном режиме поддерживает частоту и напряжение нагрузки даже при резком отключении от энергосистемы. Полученные результаты обосновывают перспективность применения технологии ВСГ для интеграции объектов распределенной генерации инверторного включения.

Библиографический список

1. **Giuseppe, T., Giovanni M., Domenico S.** The Impact of Grid-Forming vs. Grid-Following Converters on Frequency Regulation: Comparing Centralised or Distributed Photovoltaic Generation. *Energies*. 2024. 17:5827. DOI: 10.3390/en17235827.
2. **Unruh, P., Nuschke, M., Strauß, P., Welck, F.** Overview on grid-forming inverter control methods. *Energies*. 2020. 13:2589. DOI: 10.3390/en13102589.
3. **Longhai W., Bo Y., Shuai L.** A VSG Power Decoupling Control with Integrated Voltage Compensation Schemes // *Energies*. 2025. 18:1878. DOI: 10.3390/en18081878.

A.A. Loskutov, E.V. Kryukov, Y.I. Petukhov

STUDY OF VIRTUAL SYNCHRONOUS GENERATOR IN POWER SUPPLY SYSTEMS WITH DISTRIBUTED GENERATION SOURCE

Nizhny Novgorod State Technical University n. a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article presents a study of the virtual inertia algorithm for a grid inverter as part of a distributed generation source. Simulation modeling in RSCAD FX in the mode of synchronization with the power system and in the autonomous mode of operation is carried out. The analysis of WASH algorithm operation in the mode of synchronization with the power system and in the mode of autonomous power supply was carried out. The results of the study confirmed the ability of WSC to maintain stable voltage and frequency at the load.

Key words: virtual inertia, distributed generation, RSCAD FX, frequency control, grid inverter.

References

- [1] Giuseppe, T., Giovanni M., Domenico S. The Impact of Grid-Forming vs. Grid-Following Converters on Frequency Regulation: Comparing Centralised or Distributed Photovoltaic Generation. *Energies*. 2024. 17:5827. DOI: 10.3390/en17235827.
- [2] Unruh, P., Nuschke, M., Strauß, P., Welck, F. Overview on grid-forming inverter control methods. *Energies*. 2020. 13:2589. DOI: 10.3390/en13102589.
- [3] Longhai W., Bo Y., Shuai L. A VSG Power Decoupling Control with Integrated Voltage Compensation Schemes // *Energies*. 2025. 18:1878. DOI: 10.3390/en18081878.

УДК 621.311.26

С.В. Митрофанов, Р.Р. Темиргалиев

ДВУХЭТАПНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ ГИБРИДНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА, РАБОТАЮЩЕГО НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКАХ ЭНЕРГИИ

Оренбургский государственный университет

Аннотация. В статье рассмотрены различные подходы к решению задачи оптимизации параметров гибридного энергетического комплекса: с учетом стандартного ряда мощностей оборудования и без него. Описан алгоритм оптимизации, проведено сравнение и анализ результатов. Рассмотрено использование метода роя частиц для решения заданной оптимизационной задачи.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, гибридный энергетический комплекс, оптимизация, метод роя частиц.

Одним из наиболее перспективных направлений освоения и развития возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на данный момент является создание гибридных энергетических комплексов (ГЭК), предполагающее совместное использование нескольких источников энергии. Данный подход получает все большее распространение, поскольку позволяет решить ряд проблем, возникающих при использовании комплексов, работающих на базе ВИЭ. Основным недостатком таких комплексов является непостоянство выработки электроэнергии и, следовательно, трудность их объединения с действующей энергосистемой. Реализация гибридного подхода способствует повышению адаптивности комплекса, снижая зависимость от погодных условий, и в целом повышает надежность и стабильность электроснабжения.

При этом важной задачей, влияющей на перспективу и экономическую целесообразность внедрения гибридных энергетических комплексов, является оптимизация ключевых параметров заданной конфигурации ГЭК, а именно, мощностей солнечного и ветрового модулей, а также емкости модуля накопления и хранения выработанной электрической энергии.

Разработанный алгоритм расчетного поиска оптимального решения предполагает два этапа. На первом этапе происходит определение множества конфигураций ГЭК, удовлетворяющих требованию надежности электроснабжения. В качестве критерия оптимизации на данном этапе используется показатель *LPSP* (вероятность потери электроснабжения), характеризующий общее время отсутствия электроснабжения от гибридного комплекса в течение года. Значение *LPSP* каждой конфигурации должно находиться ниже заранее установленного порогового уровня, что гарантирует минимально допустимую величину недоотпуска электроэнергии. Требуемый уровень *LPSP* в ходе расчетов был установлен

равным 0,05, что соответствует тому, что только 5 % нагрузки в течение рассматриваемого периода времени не будет покрыта.

Далее на втором этапе происходит определение наилучшей с экономической точки зрения конфигурации ГЭК, причем расчет идет среди конфигураций, отобранных на первом этапе и удовлетворяющих требованию надежности. При этом возможны два направления поиска оптимального решения. Первый вариант предполагает простой расчет величины капитальных затрат на реализацию ГЭК исходя из полученных значений мощностей солнечного и ветрового модулей и требуемой емкости аккумуляторных батарей, а также предполагаемых средних затрат на каждый из компонентов гибридного комплекса.

Во втором случае предлагается учет наличия стандартного ряда мощностей солнечных панелей, ветрогенераторов и аккумуляторных батарей, выпускаемых производителями. Итоговая конфигурация ГЭК при этом будет представлена наиболее оптимальной с экономической точки зрения комбинацией элементов, выбранных из стандартного ряда. Данный подход является более перспективным и рациональным по сравнению с первым, поскольку именно он отражает реалистичную картину при внедрении гибридного комплекса и обеспечивает применимость результатов на практике.

Математические модели компонентов ГЭК, используемые в процессе оптимизации, были разработаны ранее.

В качестве метода оптимизации в работе используется метод роя частиц, применение которого для оптимизации параметров установок, работающих на ВИЭ, анализировалось в работе [1]. Предварительно обзор методов оптимизации, используемых для решения рассматриваемой задачи, был произведен в работе [2], где метод роя частиц отмечался как один из перспективных [3]. Каждая частица представляет собой возможную конфигурацию ГЭК. На первом этапе оптимизации для каждой частицы рассчитывается величина показателя LPSP, определяющего уровень пригодности данной конфигурации. Далее на каждой итерации происходит обновление параметров каждой частицы, определяющееся скоростью их движения (скоростью изменения этих параметров).

На втором этапе расчета в качестве критерия оптимизации принимается минимум затрат на конфигурацию ГЭК.

Для программной реализации алгоритма используется язык программирования Python. Задание стандартного ряда происходит в виде списка списков, где каждый элемент внешнего списка сам является списком и содержит в себе данные о номинальной мощности элемента, составляющего модуль ГЭК, и его стоимости. Оценочные данные от ряда российских производителей (*Hevel*, *One-Sun*, *Rosvetro*, *EDS Group*) представлены в табл. 1.

Таблица 1

Стандартный ряд

	Солнечный модуль	Ветровой модуль	Модуль накопления энергии
Мощность	100, 125, 150, 200, 250, 300, 320, 380, 400, 450, 500 (Вт)	1,2,5,10,20 (кВт)	1, 5, 10, 15 (кВт·ч)
Стоимость	4500, 4600, 6500, 9450, 11280, 15000, 15990, 16500, 17700, 18000, 18500 (руб.)	135000, 218000, 592000, 810000, 2420000 (руб.)	54000, 156000, 340000, 390000 (руб.)

Рассмотрим результаты поиска оптимальной конфигурации ГЭК без учета наличия стандартного ряда мощностей компонентов гибридного комплекса, а затем с ним. На каждом этапе методу роя частиц требуется 50 итераций для нахождения оптимальных конфигураций ГЭК.

Результаты расчета без учета стандартного ряда представлены в табл.2.

Таблица 2

Конфигурация ГЭК без учета стандартного ряда

Солнечные панели, кВт	Ветрогенераторы, кВт	Аккумуляторы, кВт·ч	Стоимость, руб	<i>LPSP</i>
35,14	14,24	42,90	3549830,99	0,0373

Оптимальная конфигурация, полученная при расчете с учетом наличия стандартного ряда, представлена в табл.3.

Таблица 3

Конфигурация ГЭК с учетом стандартного ряда

Солнечные панели	Ветрогенераторы	Аккумуляторы	Стоимость, руб	<i>LPSP</i>
70 шт. по 0,5 кВт, 1 шт. по 0,125 кВт	1 шт. по 10,0 кВт, 2 шт. по 2,0 кВт	2 шт. по 15,0 кВт·ч, 1 шт. по 10 кВт·ч, 2 шт. по 1,0 кВт·ч	3773600,00	0,0379

Видно, что значение показателя надежности *LPSP* для конфигурации, полученной с использованием стандартного ряда мощностей, отличается от показателя, полученного в предыдущем подходе. Однако данная разница является незначительной и не оказывает влияния на итоговую оценку эффективности комплекса. Результаты также показывают, что затраты на реализацию найденной конфигурации ГЭК при учете стандартного ряда выше на 6,3 %, чем без него, что связано с необходимостью округления параметров, а также с использованием усредненных цен, неточно отражающих реальную стоимость оборудования.

В целом, данный подход дает более полное представление о внедряемом ГЭК, что позволяет детально планировать его структуру с учетом доступных на рынке компонентов. Тем не менее, конфигурации, получаемые с использованием стандартного ряда, в частности, конфигурация солнечного модуля в рассматриваемом примере, может не быть наиболее технически целесообразной, и в таком

случае требуется введение ограничения в виде возможности выбора только одного значения мощности из стандартного ряда для установок данного модуля. Дальнейшим направлением развития также является улучшение алгоритма оптимизации и увеличение скорости его сходимости.

Библиографический список

1. **Темиргалиев, Р.Р.** Использование метода роя частиц для оптимизации размеров гибридных электротехнических комплексов / Р.Р. Темиргалиев, С.В. Митрофанов // Университетский комплекс как региональный центр образования, науки и культуры: материалы Всероссийской научно-методической конференции; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2024. – С. 1245-1249.
2. **Митрофанов, С. В.** Методы оптимизации размеров гибридных энергетических комплексов, работающих на возобновляемых источниках энергии / С. В. Митрофанов, Р. Р. Темиргалиев // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2025. – Т. 25, № 1. – С. 5-16. – DOI 10.14529/power250101. – EDN ENQYDB.
3. **Mohammed, О.Н.** Particle swarm optimization of a hybrid wind/tidal/PV/battery energy system. Application to a remote area in Bretagne, France / О.Н. Mohammed, Y. Amirat, M. Benbouzid // Energy Procedia, 2019. – №162. – P. 87-96.

S.V. Mitrofanov, R.R. Temirgaliev

TWO-STAGE OPTIMIZATION OF THE PARAMETERS OF A HYBRID ENERGY SYSTEM POWERED BY RENEWABLE ENERGY SOURCES

Orenburg state university
Orenburg, Russia

Abstract. The article discusses various approaches to solving the problem of optimizing the parameters of a hybrid energy system: taking into account the standard range of equipment capacities and without it. The optimization algorithm is described, the results are compared and analyzed. The use of the particle swarm optimization to solve the problem is considered.

Key words: renewable energy sources, hybrid energy system, optimization, particle swarm optimization.

References

- [1] **Temirgaliev R.R., Mitrofanov S.V.** “Ispol’zovanie metoda roya chastits dlya optimizatsii razmerov gibridnykh elektrotekhnicheskikh kompleksov” [Usage of the particle swarm method to optimize the size of hybrid electrical systems], “Universitetskiy kompleks kak regional'nyy tsentr obrazovaniya, nauki i kul'tury” [The university complex as a regional center of education, science and culture], pp. 1245-1249, 2024 (in Russian).
- [2] **Mitrofanov S.V., Temirgaliev R.R.** “Metody optimizatsii razmerov gibridnykh energeticheskikh kompleksov, rabotayushchikh na vozobnovlyayemykh istochnikakh energii” [Methods for optimizing the size of hybrid energy complexes powered by renewable energy sources], “Vestnik Yuzhno-Ural'skogo gosudarstvennogo universiteta. Seriya: Energetika” [Bulletin of the South Ural state university. Series: Power engineering], vol. 25, no. 1, pp. 5-16, 2025 (in Russian). DOI 10.14529/power250101. – EDN ENQYDB.
- [3] **Mohammed O.H., Amirat Y., Benbouzid M.** Particle swarm optimization of a hybrid wind/tidal/PV/battery energy system. Application to a remote area in Bretagne, France. *Energy Procedia*. 2019. no.162, pp. 87-96.

УДК 681.51:621.311.25:621.352.6

А.В. Шалухо, И.А. Липужин**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ КОМПЛЕКСАМИ НА ОСНОВЕ ТОПЛИВНЫХ
ЭЛЕМЕНТОВ**Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. Статья посвящена вопросам повышения эффективности работы и сохранения эксплуатационного ресурса энергетических комплексов на основе топливных элементов с полимерной протонообменной мембраной с воздушным охлаждением (ПОМТЭ). Выполнены исследования эффективности применения алгоритмов равномерного и последовательного распределения мощности между ПОМТЭ в составе энергетического комплекса при различных сценариях работы. Проведен анализ полученных результатов, установлены достоинства и недостатки алгоритмов. Предложен подход к управлению энергетическими комплексами на основе ПОМТЭ, позволяющий минимизировать расход водорода и продлить срок эксплуатации комплекса.

Ключевые слова: энергетический комплекс, топливные элементы, система управления, деградация, адаптивность.

Введение

Одна из важных задач развития электроэнергетики России до 2050 года заключается в обеспечении технологического суверенитета и достижении лидирующих мировых позиций в области водородной энергетики [1]. Разработками водородных технологий, связанных с производством, хранением, транспортировкой и использованием водорода, занимаются крупнейшие промышленные компании (ПАО «Газпром», Госкорпорация «Росатом», ПАО «Новатэк» и др.) и научные организации (Центр Водородных технологий АФК «Система», ИФТТ РАН, МФТИ и др.).

Преобразование водорода в электроэнергию осуществляется с помощью топливных элементов (ТЭ). ТЭ представляет собой электрохимическое устройство, преобразующее химическую энергию топлива (водорода) и окислителя в электрическую энергию (постоянный ток) в результате электрохимической реакции. Топливо и окислитель хранятся вне ТЭ и подводятся к элементу по мере их расходования. Энергоустановки на основе ТЭ становятся все более конкурентоспособными и находят применение в системах электроснабжения объектов различных типов и мощностей (мобильные потребители, транспорт, стационарные потребители, системы с возобновляемыми источниками энергии) [2].

В настоящее время наиболее распространенным типом ТЭ являются ТЭ с полимерной протонообменной мембраной (ПОМТЭ). ПОМТЭ относятся к низкотемпературным ТЭ (рабочая температура до 100 °С), характеризуются высокой эффективностью (КПД до 60 %), коротким временем пуска-остановки, простотой эксплуатации [3].

Для создания энергетического комплекса мембрано-электродные блоки объединяются в батареи ТЭ, которые, в свою очередь, объединяются в модули. Энергетический модуль может состоять как из одной, так и из нескольких батарей ПОМТЭ, обеспечивающих питание общей нагрузки. При этом актуальной является задача оптимального распределения мощности нагрузки между батареями ПОМТЭ в составе энергетического комплекса. От распределения мощности зависит надежность и эффективность работы комплекса, сохранение эксплуатационного ресурса ТЭ. Сложность определения оптимального распределения заключается в том, что выходные характеристики ПОМТЭ в процессе эксплуатации изменяются и зависят от внутренних (деградация ТЭ) и внешних (температура и влажность окружающего воздуха) факторов [4, 5].

Цель статьи заключается в исследовании эффективности базовых алгоритмов распределения мощности между батареями ПОМТЭ при различных сценариях работы комплекса и разработке подхода, позволяющего повысить надежность и эффективность работы комплекса за счет возможности адаптивного управления.

Структурная схема и алгоритмы работы энергетического комплекса

Объектом исследований является энергетический комплекс с тремя батареями ПОМТЭ (далее ПОМТЭ). Структурная схема приведена на рис. 1.

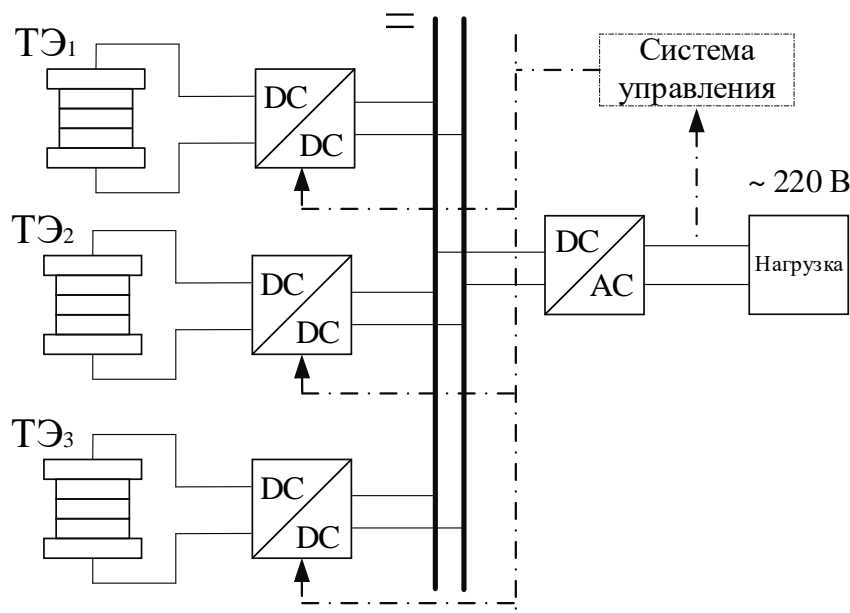


Рис. 1. Структурная схема исследуемого энергетического комплекса

На выходе каждого ПОМТЭ установлены преобразователи постоянного тока, которые предназначены для поддержания выходного напряжения (тока) на

шине постоянного тока. Инвертор преобразует постоянное напряжение в переменное 220 В.

В зависимости от значения мощности нагрузки можно выделить следующие режимы работы энергетического комплекса:

- 1) все ПОМТЭ находятся в работе, нагрузка ПОМТЭ находится в диапазоне значений, при которых деградиационные процессы менее выражены (по экспертным оценкам оптимальные режимы работы ПОМТЭ соответствуют нагрузке от 20 до 80% от номинальной мощности);
- 2) часть ПОМТЭ находятся в работе и обеспечивают питание нагрузки, другие ПОМТЭ не используются (при малых значениях нагрузки использование всех ПОМТЭ не целесообразно);
- 3) все ПОМТЭ не используются (нагрузка отсутствует или ее питание осуществляется за счет других источников в составе энергоустановки или накопителей энергии).

При этом для неиспользуемых ПОМТЭ возможны две настройки:

- работа на холостом ходу (позволяет быстро ввести ПОМТЭ в работу при резких увеличениях нагрузки, но потребляется водород);
- полное отключение (водород не потребляется, но требуется определенное время для пуска ПОМТЭ и выхода на рабочий режим).

Изменения режимов работы и поддержание функционирования комплекса в каждом из режимов обеспечивается системой управления, которая распределяет нагрузку между ПОМТЭ и передает управляющие сигналы на преобразователи постоянного тока.

В статье исследуются два базовых алгоритма распределения мощности нагрузки между ТЭ – алгоритм равномерного распределения и алгоритм последовательного распределения [6].

Алгоритм равномерного распределения предполагает равное разделение мощности нагрузки между всеми ТЭ:

$$p_{\text{ТЭ}i}(t) = \frac{p_{\text{нагр}}(t)}{n}, \quad (1)$$

где $p_{\text{ТЭ}i}(t)$ – мощность i -го ТЭ, $p_{\text{нагр}}(t)$ – мощность нагрузки, n – количество ТЭ.

При использовании алгоритма последовательного распределения мощности $(i+1)$ -й модуль ТЭ включается в работу при достижении максимальной загрузки i -м модулем ТЭ. Этот подход позволяет повысить эффективность работы энергетического комплекса при малых мощностях нагрузки.

Исследование работы энергетического комплекса

В основу исследования положены характеристики ПОМТЭ с воздушным охлаждением *JRD-KL1000/48 V (VET Energy Technology Co., LTD, Китай)* с номинальной мощностью 1000 Вт и номинальным расходом водорода 15 л/мин. Принято, что в состав исследуемого энергетического комплекса входят три таких ПОМТЭ.

Выполнены исследования эффективности применения алгоритмов равномерного и последовательного распределения мощности нагрузки при трех сценариях работы энергетического комплекса.

Сценарий 1 – работа энергетического комплекса в начальный период эксплуатации (без эффекта изменения характеристик ПОМТЭ вследствие деградации) при нормальной неизменной температуре окружающего пространства. Максимально возможная вырабатываемая мощность каждого ПОМТЭ соответствует номинальной мощности (1000 Вт), расходные характеристики всех трех ПОМТЭ совпадают.

Сценарий 2 – работа энергетического комплекса при снижении эксплуатационного ресурса ПОМТЭ в его составе, характеристики ПОМТЭ изменились по сравнению со сценарием 1 (не одинаково). Принято, что вследствие деградации в наибольшей степени изменились характеристики ПОМТЭ №3, его максимально возможная вырабатываемая мощность снизилась до 800 Вт.

Сценарий 3 – работа энергетического комплекса в начальный период эксплуатации при увеличении температуры окружающего пространства. Характеристики ПОМТЭ изменились по сравнению со сценарием 1 (одинаково). Принято, что максимально возможная вырабатываемая мощность каждого ПОМТЭ уменьшилась и составляет 900 Вт.

На рис. 2 показаны принятые зависимости расхода водорода от вырабатываемой мощности ПОМТЭ для сценария 2.

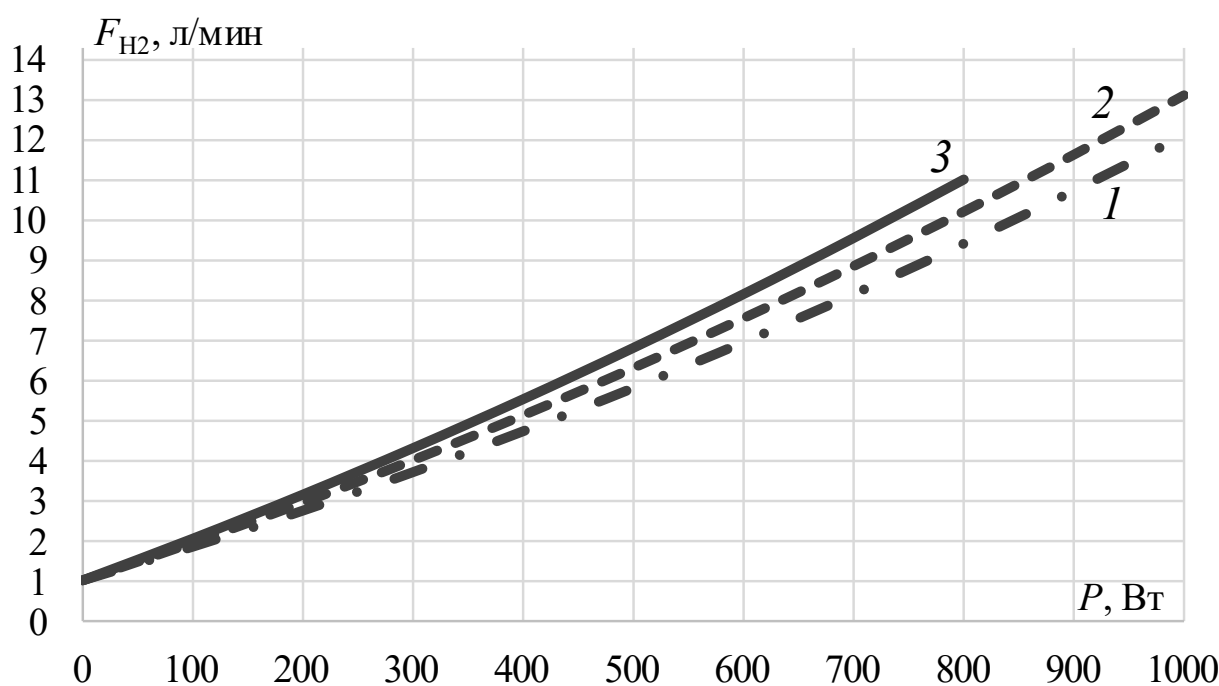


Рис. 2. Зависимость расхода водорода (F_{H_2}) от вырабатываемой мощности ПОМТЭ (P) в сценарии 2:

1, 2, 3 – характеристика ПОМТЭ №1, №2 и №3, соответственно

Функции зависимости расхода водорода от мощности нелинейны и представлены полиномом 2-го порядка. Для сценария 1 работы комплекса расходные характеристики всех ПОМТЭ одинаковы и совпадают с характеристикой 1 на рис. 2. Изменения характеристик ПОМТЭ в сценарии 2 (вследствие деградации) приняты условно (потребление водорода ПОМТЭ №2 и №3 увеличилось на 12,5

и 25 %, соответственно). Для сценария 3 работы комплекса расходные характеристики всех ПОМТЭ также одинаковы и совпадают с характеристикой 2.

При исследовании сценариев работы комплекса также принято допущение о максимально возможных значениях вырабатываемой мощности ПОМТЭ. Для более точного определения этих значений необходимо учитывать вольтамперные характеристики ПОМТЭ, которые для сценариев 2 и 3 также будут изменяться. В соответствии со структурной схемой энергетического комплекса (рис. 1) максимально возможная вырабатываемая мощность ПОМТЭ ограничивается значением, при котором выходное напряжения ПОМТЭ опускается ниже допустимого входного напряжения преобразователя (принято равным напряжению 48 В).

В процессе исследования для каждого сценария мощность нагрузки изменялась от 100 Вт до максимального значения, которое может покрыть энергетический комплекс, с шагом 100 Вт. Результаты исследования эффективности алгоритмов распределения мощности нагрузки для различных сценариев работы энергетического комплекса представлены на рис. 3.

Результаты исследований показали, что при заданных параметрах в каждом сценарии работы энергетического комплекса для всех значений нагрузки минимальный расход водорода достигался при использовании алгоритма равномерного распределения мощности. При последовательном распределении расход водорода превышал или был равен расходу при равномерном распределении. Однако в сценарии 2 (при снижении максимально возможной вырабатываемой мощности одного из ПОМТЭ) использование алгоритма равномерного распределения мощности возможно только при значении мощности нагрузки менее 2400 Вт. При увеличении нагрузки выше 2400 Вт необходимо использовать алгоритм последовательного распределения.

Существенный недостаток базовых алгоритмов распределения мощности нагрузки связан с невозможностью исключения неблагоприятных режимов работы с точки зрения процессов деградации ПОМТЭ. Использование алгоритма равномерного распределения при определенной форме графика нагрузки может приводить к продолжительной работе всех ПОМТЭ с низкой загрузкой (менее 20% от номинальной мощности). Алгоритм последовательного распределения позволяет при низкой мощности нагрузки отключать часть ПОМТЭ. Вместе с тем, при последовательном распределении возможны режимы, в которых загружаемый первым ПОМТЭ будет работать с загрузкой, близкой к максимальной, а следующий ПОМТЭ – с загрузкой менее 20 % от номинальной, что также будет приводить к ускорению процессов деградации.

Для обеспечения эффективной работы энергетического комплекса и сохранения эксплуатационного ресурса ПОМТЭ необходимо обеспечить такое распределение мощности нагрузки между ПОМТЭ, при котором потребление водорода энергетическим комплексом будет стремиться к минимальному значению, но нагрузка ПОМТЭ в составе комплекса будет соответствовать наиболее благоприятным режимам по условиям деградации (от 20 до 80 % от номинальной мощности ПОМТЭ).

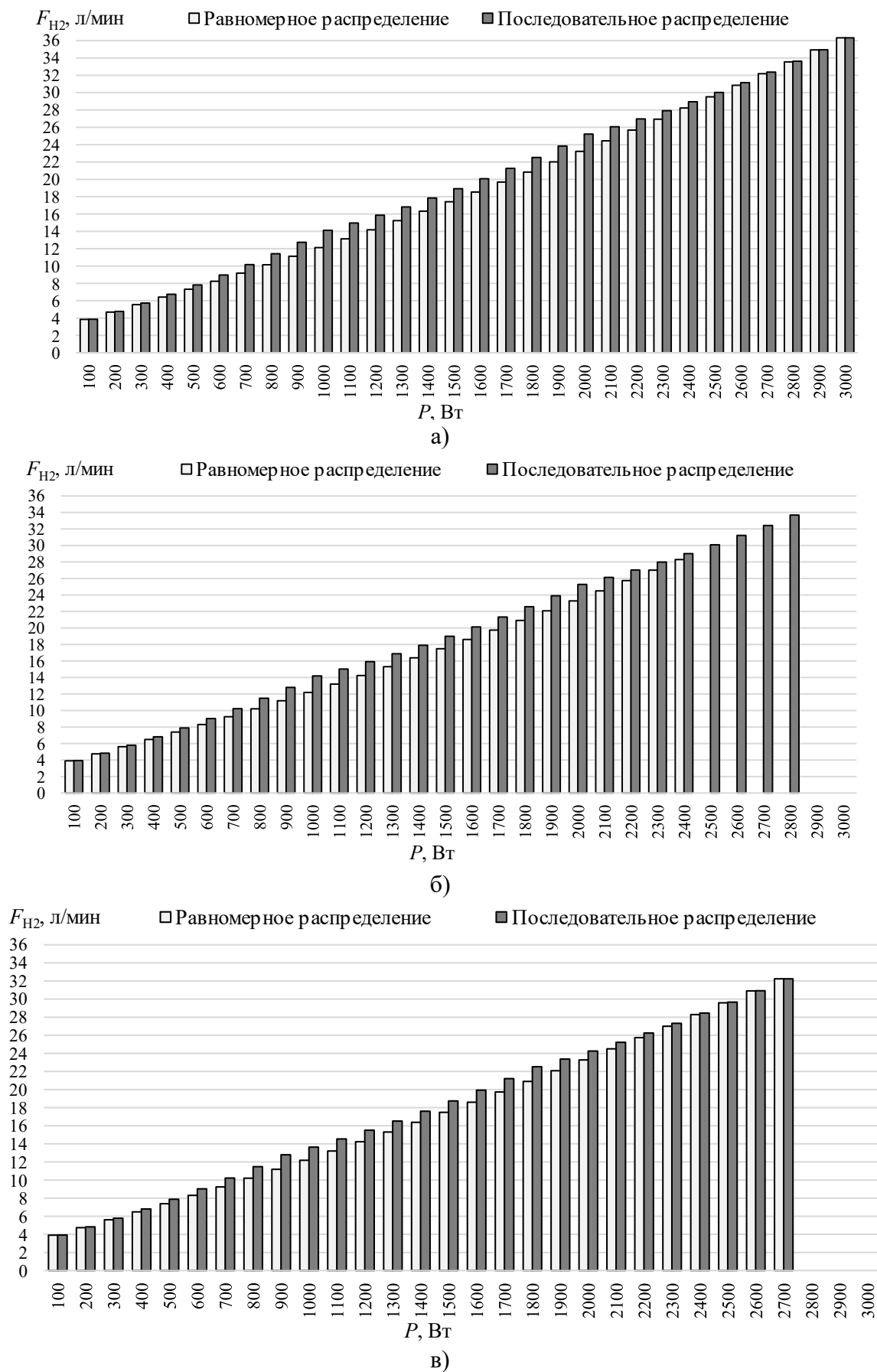


Рис. 3. Потребление водорода энергетическим комплексом в сценарии 1 (а); сценарии 2 (б); сценарий 3 (в)

Разработка подхода к оптимальному управлению энергетическими комплексами на основе ПОМТЭ

С учетом результатов исследований базовых алгоритмов условия оптимального распределения мощности нагрузки между ПОМТЭ в составе энергетического комплекса можно сформулировать следующим образом:

1. Потребление водорода энергетическим комплексом стремится к минимальному значению:

$$\sum_{i=1}^n F_{\text{ПОМТЭ}i}(t) \rightarrow \min, \quad (2)$$

где $F_{\text{ПОМТЭ}i}$ – текущее потребление водорода i -м ПОМТЭ.

2. Текущая суммарная вырабатываемая мощность всех ПОМТЭ в составе комплекса равна текущему значению мощности нагрузки (без учета потерь и КПД преобразователей):

$$p_{\text{нагр}}(t) = \sum_{i=1}^n p_{\text{ПОМТЭ}i}(t), \quad (3)$$

где $p_{\text{ПОМТЭ}i}(t)$ – текущее значение вырабатываемой мощности i -го ПОМТЭ; n – количество ПОМТЭ в энергетическом комплексе.

3. Диапазон оптимальной загрузки каждого ПОМТЭ составляет от 20 до 80 % от номинальной (максимально возможной вырабатываемой) мощности:

$$0,2 p_{\text{max}i} \leq p_{\text{ПОМТЭ}i} \leq 0,8 p_{\text{max}i}, \quad (4)$$

где $p_{\text{max}i}$ – максимально возможная вырабатываемая мощность ПОМТЭ для текущего времени эксплуатации с учетом влияния процессов деградации и изменения температуры окружающего пространства.

Таким образом, функция (2) является целевой функцией для решения оптимизационной задачи управления, а уравнения (3) и (4) – ограничения.

Кроме выполнения условий (2)-(4) для обеспечения надежной и эффективной работы энергетического комплекса система управления должна обладать адаптивностью, то есть возможностью корректировки настроек при изменении характеристик ПОМТЭ (вследствие деградации и изменения температуры окружающего пространства).

Например, для исследуемого комплекса при мощности нагрузки 1500 Вт на начальном этапе эксплуатации и при нормальных температурах окружающего пространства оптимальным можно считать распределение мощности нагрузки, когда два ПОМТЭ загружены на 750 Вт и один ПОМТЭ отключен. При деградации ПОМТЭ и/или высокой температуре окружающего пространства максимально возможная вырабатываемая мощность ПОМТЭ может существенно снизиться. В этом случае оптимальным является переход к распределению, когда каждый ПОМТЭ будет находиться в работе и загружен на 500 Вт.

Таким образом, для определения оптимального распределения мощности нагрузки между ПОМТЭ в составе энергетического комплекса актуальной задачей является точное прогнозирование текущих характеристик ПОМТЭ (расходной характеристики, вольтамперной и значения максимально возможной вырабатываемой мощности) с учетом процессов деградации, изменения температуры

окружающего пространства и наложением этих факторов. При этом важным является прогнозирование характеристик ПОМТЭ на всем возможном диапазоне загрузки (от минимальной до максимально возможной вырабатываемой мощности). В зависимости от графиков нагрузки и режимов работы комплекса задача может быть осложнена ограниченным диапазоном мощности, в котором работает ПОМТЭ. Для решения этой задачи в алгоритме системы управления энергетическим комплексом может быть использован блок на основе искусственных нейронных сетей (ИНС).

Разработка и исследование алгоритма распределения мощности между ПОМТЭ в составе энергетического комплекса, учитывающего условия оптимального распределения мощности (2)-(4) и включающего в состав блок ИНС с возможностью самообучения для прогнозирования текущих характеристик ПОМТЭ, являются задачами будущей работы.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда № 24-29-00804, <https://rscf.ru/project/24-29-00804/>.

Библиографический список

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 года. Утв. расп. Правительства Российской Федерации от 12.04.2025 г. № 908-р.
2. **Шалухо А.В.** Накопители электроэнергии и перспективные источники питания для объектов критической инфраструктуры // Вопросы всестороннего обеспечения выполнения служебно-боевых задач войск национальной гвардии в условиях современных вызовов. Саратов, 2024. С. 83-87.
3. **Loskutov A., Kurkin A., Shalukho A., Lipuzhin I.** New trends and prospects for developing local power sources based on fuel cells and power storage units for critical infrastructure customers // *Energies*. 2023. № 16(1). 197. DOI: 10.3390/en16010197.
4. **Фаддеев Н.А., Анисимов Е.А., Беличенко М.А., Смирнова Н.В.** Исследование влияния температуры и влажности окружающей среды на характеристики стека топливных элементов с протонообменной мембраной методами моделирования // Топливные элементы и энергоустановки на их основе. Черноголовка, 2022. С. 270-271. DOI: 10.26201/ISSP.2022/FC.109.
5. **Шалухо А.В., Липужин И.А., Шувалова Ю.Н.** Экспериментальные исследования влияния внешней среды на параметры режимов работы энергоустановки на основе топливных элементов с открытым катодом // Фёдоровские чтения 2024, Москва, 2024. С. 306-314.
6. **Macías A., Kandidayeni M., Boulon L., Chaoui H.** A novel online energy management strategy for multi fuel cell systems // 2018 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT). Lyon, France, 2018. P. 2043-2048. DOI: 10.1109/ICIT.2018.8352503.

A.V. Shalukho, I.A. Lipuzhin

STUDY OF EFFICIENCY OF CONTROL ALGORITHMS FOR ENERGY COMPLEXES BASED ON FUEL CELLS

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The article is devoted to the issues of increasing the efficiency of operation and maintaining the resource of energy complexes based on air-cooled polymer proton exchange membrane fuel cells (PEMFC). The efficiency of power distribution algorithms (equal distribution and daisy chain) between PEMFCs in an energy complex under various operating scenarios has been studied. The obtained results have been analyzed, and the advantages and disadvantages of the power distribution algorithms have been established. An approach to managing energy complexes based on PEMFCs has been proposed, which allows minimizing hydrogen consumption and extending the service life of the complex.

Key words: energy complex, fuel cells, control system, degradation, adaptability.

References

- [1] Energy Strategy of the Russian Federation for the Period up to 2050. Approved by Decree of the Government of the Russian Federation of 12.04.2025 No. 908-r.
- [2] Shalukho A.V. Power storage units and advanced power sources for critical infrastructure customers, in proc. *Voprosy vsestoronnego obespecheniya vypolneniya sluzhebno-boyevykh zadach voysk natsional'noy gvardii v usloviyakh sovremennykh vyzovov* [Issues of comprehensive support for the performance of service and combat tasks of the national guard troops in the context of modern challenges], Saratov, 2024, pp. 83-87 (in Russian)
- [3] Loskutov A., Kurkin A., Shalukho A., Lipuzhin I. New trends and prospects for developing local power sources based on fuel cells and power storage units for critical infrastructure customers, *Energies*, 2023, no 16(1), 197. DOI: 10.3390/en16010197.
- [4] Faddeev N.A., Anisimov E.A., Belichenko M.A., Smirnova N.V. Investigation of the influence of ambient temperature and humidity on the characteristics of a proton-exchange membrane fuel cell stack using simulation methods, in proc. *Fuel cells and power plants based on them*, Chernogolovka, 2022, pp. 270-271. DOI: 10.26201/ISSP.2022/FC.109.
- [5] Shalukho A.V., Lipuzhin I.A., Shuvalova Yu.N. Eksperimental'nyye issledovaniya vliyaniya vneshney sredy na parametry rezhimov raboty energoustanovki na osnove toplivnykh elementov s otkrytym katodom [Experimental studies of the influence of the external environment on the parameters of the operating modes of a power plant based on open-cathode fuel cells], in proc. *Fedorovskiye chteniya 2024* [Fedorov readings 2024], Moscow, 2024, pp. 306-314 (in Russian).
- [6] Macias A., Kandidayeni M., Boulon L., Chaoui H. A novel online energy management strategy for multi fuel cell systems, in proc. *2018 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Lyon, France, 2018, pp. 2043-2048. DOI: 10.1109/ICIT.2018.8352503.

УДК 621.316

А.В. Шалухо, Н.И. Эрдили, Н.А. Бузин, Д.В. Сухотник**ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВИРТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ
В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МЕГАПОЛИСОВ**Нижегородский государственный технический
университет им. Р.Е. Алексеева

Аннотация. Развитие систем электроснабжения современных мегаполисов предполагает расширение использования источников распределенной генерации (в том числе, со стороны потребителей), рост количества зарядных станций электротранспорта, появление систем накопления электроэнергии и активных потребителей. Вместе с тем, актуальными проблемами для электроснабжения мегаполисов являются загруженность электрических сетей, дефицит электрической мощности при высоких требованиях к качеству электропитания потребителей и экологической безопасности. Статья посвящена вопросам применения технологий виртуальных электростанций (ВиЭС) для решения проблем электроснабжения мегаполисов. Выполнен обзор научных исследований, посвященных технологиям городских ВиЭС, представлена концепция построения ВиЭС на основе иерархической структуры и мультиагентного управления. Сформулированы задачи будущих исследований.

Ключевые слова: система электроснабжения, мегаполис, виртуальная электростанция, распределенная генерация, накопители электроэнергии

Введение

В последние годы в России существенно возросли темпы роста городского населения. Крупнейшие города – мегаполисы – являются центрами социального, промышленного, экономического развития страны. С учетом этого особую значимость приобрели проблемы их электроснабжения [1].

Система электроснабжения мегаполиса может включать сам город, область, а также города-спутники. Структура и принципы функционирования системы электроснабжения для каждого мегаполиса являются уникальными и отличаются в зависимости от климатического расположения города, уровня развития экономики и промышленности, наличия потенциала определенных типов энергоресурсов и т.д. [2]. Вместе с тем, можно выделить общие аспекты, характеризующие электроснабжение современных мегаполисов:

- высокие требования к надежности, обусловленные большим количеством объектов критической инфраструктуры;
- высокая загруженность электрических сетей;
- постоянный рост и значительные сезонные и суточные колебания потребляемой электрической мощности;
- наличие стохастичности в развитии систем электроснабжения.

При этом системы электроснабжения мегаполисов одними из первых воспринимают влияние современных тенденций в развитии электроэнергетики и

смежных технологий. Так, в качестве основных направлений развития систем электроснабжения мегаполисов можно выделить:

- увеличение доли установленной мощности и расширение типов применяемых источников распределенной генерации (РГ);
- расширение использования источников РГ со стороны потребителей;
- повышение интереса к применению более экологичных источников РГ – возобновляемых источников (фотоэлектрические станции, биогазовые энергоустановки) и перспективных низкоуглеродных источников энергии (топливные элементы);
- активное развитие инфраструктуры зарядных станций электротранспорта и перспективы появления инфраструктуры водородных заправочных станций;
- развитие систем накопления электроэнергии;
- развитие направления активных потребителей, имеющих возможность участвовать в рынке электроэнергии.

С учетом этого, построение и модернизация систем электроснабжения мегаполисов должны быть основаны на концепции интеллектуальной энергетической системы, предполагающей интеграцию передовых технологий во все компоненты систем электроснабжения (производство, передача, накопление и потребление электроэнергии), включая системы управления. Одно из перспективных направлений, обеспечивающих реализацию указанных положений, связано с технологиями виртуальных электростанций (ВиЭС).

Статья посвящена вопросам применения технологий ВиЭС для решения проблем электроснабжения мегаполисов; приведен обзор направлений современных исследований в этой области, представлена концепция построения ВиЭС и предложен подход к управлению распределением электроэнергии на основе мультиагентной системы.

Структура городских виртуальных электростанций

Под ВиЭС понимается объединение источников РГ различных типов, накопителей электроэнергии, потребителей и активных потребителей в единую систему с помощью информационных связей и интеллектуального управления [3]. Компонентами, которые могут участвовать в работе ВиЭС, являются: источники РГ, зарядные станции электромобилей, накопители электроэнергии, активные потребители.

Среди источников РГ, применяемых в системах электроснабжения мегаполисов, в настоящее время большую часть составляют традиционные топливные энергоустановки. К таким энергоустановкам относятся мини-ТЭЦ, используемые для энергоснабжения отдельных зданий или микрорайонов. Участие мини-ТЭЦ в функционировании ВиЭС предполагает их параллельную работу с энергосистемой города, что позволит снизить загрузку электрических сетей и повысить эффективность самих мини-ТЭЦ. С учетом повышения требований по экологичности большое внимание уделяется интеграции в системы электроснабжения мегаполисов низкоуглеродных источников РГ. Характерным примером таких источ-

ников являются фотоэлектрические электростанции, устанавливаемые на крышах зданий, парковках, общественных пространствах. Перспективными являются энергоустановки, работающие на биогазе. В мегаполисах производство биогаза может быть организовано на очистных сооружениях, мусорных полигонах, расположенных рядом сельскохозяйственных предприятиях [4]. Передовое направление в области низкоуглеродных источников связано с развитием технологий водородной энергетики, основу которых составляют энергоустановки на топливных элементах. Такие установки отличаются высокой эффективностью и экологичностью [5]. В настоящее время применение топливных элементов, в основном, связано с электропитанием мобильных объектов (дорожный транспорт, летательные аппараты). С развитием водородной инфраструктуры энергоустановки на топливных элементах имеют высокие перспективы для интеграции в системы электроснабжения стационарных потребителей (питание объектов критической инфраструктуры, телекоммуникационных станций и др.).

Увеличение доли электромобилей и электробусов привели к активному развитию инфраструктуры зарядных станций. Так, Москва является городом с самым большим количеством электробусов в Европе. С одной стороны, установка новых зарядных станций повышает загрузку электрических сетей и электростанций. Вместе с тем, при возможности управления потреблением мощности зарядные станции могут участвовать в регулировании графиков электрических нагрузок. Для этого перспективными считаются технологии создания на базе зарядных станций буферных накопителей электроэнергии и технологии, позволяющие реализовать режим выдачи мощности от аккумулятора электромобиля в электрическую сеть (V2G). Создание накопителей электроэнергии на базе зарядных станций и их интеграция в ВиЭС обеспечит возможность контролировать потребление мощности из электросети мегаполиса путем заряда накопителей в ночное время и использование накопленной энергии при пиковом потреблении. Кроме того, создание таких накопителей возможно за счет перепрофилирования и вторичного использования отработавших аккумуляторных батарей электротранспорта, что также будет способствовать решению проблем их утилизации.

Технологии активных потребителей связаны с возможностью объектов управлять своей нагрузкой и, таким образом, принимать участие в рынке электроэнергии. Это достигается за счет современных систем диспетчерского управления и автоматизации. Наиболее характерными примерами электроприемников, обеспечивающими возможность регулирования нагрузки по времени, являются водонагревательные установки.

Направления исследований в области городских ВиЭС

Исследованиям в области ВиЭС посвящено значительное количество работ как зарубежных, так и отечественных ученых и научных коллективов. Однако применительно к системам электроснабжения мегаполисов технологии ВиЭС стали рассматриваться относительно недавно. К основным относятся следующие задачи.

1. Разработка систем управления, позволяющих повысить общую эффективность и экологичность систем электроснабжения. Так, в [6] предложена мультиагентная система управления с применением технологий Интернета вещей (Internet of Things) для оптимизации режимов работы источников РГ. Результаты построения системы управления городской ВиЭС на примере города Уху в Китае представлены в [7]. Применение методов теории игр для обеспечения высокой экономической эффективности работы ВиЭС представлено в [8]. Задача совмещения рынка электроэнергетики и технологий ВиЭС рассматривается в [9].

2. Оптимизация структуры ВиЭС и задачи объединения объектов системы электроснабжения мегаполиса в ВиЭС. В [10] представлены разработки по интеграции электромобилей в ВиЭС мегаполиса путем реализации режима выдачи мощности от аккумулятора электромобиля в сеть (режим V2G).

3. Разработка методик оценки экономической эффективности создания городских ВиЭС. В [11] рассматриваются экономическая выгода от объединения объектов системы электроснабжения города в ВиЭС и барьеры, препятствующие достижению наибольшей эффективности.

Результаты обзора научных исследований подтверждают актуальность внедрения технологий ВиЭС в системы электроснабжения современных развивающихся мегаполисов. Применение технологий ВиЭС позволит максимально задействовать потенциал топливных и низкоуглеродных источников РГ, накопителей электроэнергии, инфраструктуру электротранспорта для обеспечения высокой эффективности электроснабжения и экологической безопасности.

При этом одна из ключевых задач для обеспечения интеграции технологий ВиЭС в системы электроснабжения мегаполисов связана с разработкой интеллектуальных систем управления распределенными объектами.

Применение мультиагентных систем для управления работой городских виртуальных электростанций

Для обеспечения координации и эффективного взаимодействия распределенных объектов перспективными считаются мультиагентные системы управления (МАС). МАС представляет собой совокупность интеллектуальных агентов, которые взаимодействуют между собой с целью достижения своих приоритетов при обеспечении эффективности системы в целом и соблюдении ограничивающих условий [12].

Применительно к системам управления ВиЭС каждый объект, входящий в состав ВиЭС, должен быть представлен своим агентом. В зависимости от принципа функционирования можно выделить агенты генерации, потребителей, накопителей электроэнергии.

Важным является выбор информационно-коммуникационной топологии МАС, которая определяет принцип взаимодействия агентов. Для системы электроснабжения мегаполиса может быть использован вариант иерархической структуры на основе локальных ВиЭС, объединяющих потребителей, источники РГ и другие объекты на территории одного района (рис. 1).

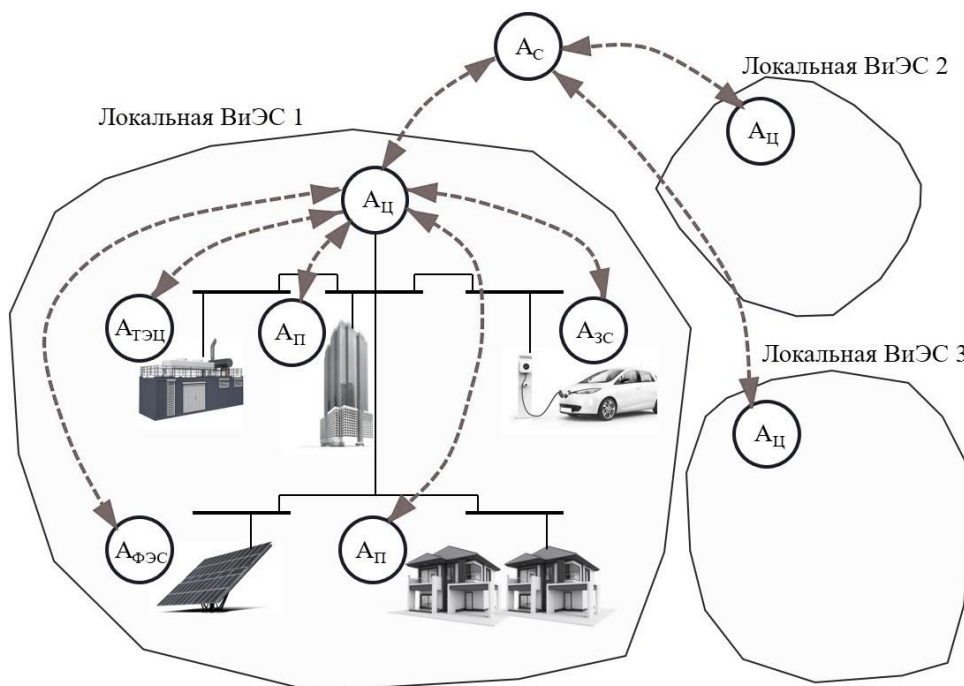


Рис. 1. Структура мультиагентного управления ВиЭС:

Ас – системный агент; Ац – центральный агент; Атэц – агент мини-ТЭЦ; Ап – агент потребителя; Азс – агент зарядной станции; Афэс – агент фотоэлектрической станции

При такой структуре каждая локальная ВиЭС имеет центрального агента, взаимодействующего с агентами нижнего уровня. Каждый агент нижнего уровня определяет свою целевую функцию с учетом технологических, режимных и других ограничений [13]. На основе информации от агентов нижнего уровня центральный агент решает задачу оптимизации режима работы всей ВиЭС. Предполагается, что центральные агенты локальных ВиЭС взаимодействуют между собой через системного агента для обеспечения эффективности работы всей системы электроснабжения мегаполиса в нормальных режимах и повышения надежности электроснабжения в аварийных режимах.

Целевые функции оптимизации режимов работы ВиЭС могут заключаться в:

- минимизации стоимости электроэнергии;
- снижении потерь электроэнергии при ее передаче;
- обеспечение высокого КПД работы традиционных энергоустановок;
- снижении загрязняющих выбросов в окружающую среду.

При этом многоцелевое управление режимами работы ВиЭС требует разработки методов оптимизации, позволяющих совместно учитывать технические, стоимостные и экологические факторы.

Заключение

Для решения проблем электроснабжения современных мегаполисов перспективным является применение технологий ВиЭС, заключающихся в объединении потребителей, источников РГ, накопителей, зарядных станций в единую систему с помощью информационных связей и системы управления. Такой под-

ход позволит максимально использовать потенциал источников РГ (как топливных, так и низкоуглеродных), снизить загрузку электрических сетей, улучшить экологическую составляющую.

Представлена концепция построения ВиЭС мегаполиса на основе иерархической структуры и мультиагентного управления. Задачами будущей работы являются формирование исходных данных (на примере района мегаполиса), разработка алгоритмов функционирования агентов, разработка метода оптимизации режимов работы ВиЭС и системы электроснажения, тестирование алгоритмов и методов с помощью имитационного компьютерного моделирования.

Исследование выполнено в рамках государственного задания в сфере научной деятельности (тема №FSWE-2025-0002).

Библиографический список

1. **Воропай Н.И.** Инновационные технологии и направления развития систем энергоснабжения мегаполисов // Электроэнергетика глазами молодежи – 2017. Самара, 2017. С. 49-52.
2. **Утц С.А., Пилениекс Д.В.** Особенности развития энергосистем мегаполисов с учетом заявленных целей достижения углеродной нейтральности и энергетического перехода // Энергия единой сети. 2024. № 3–4 (74). С. 10–16.
3. **Соснина Е.Н., Шалухо А.В., Эрдили Н.И.** Повышение эффективности использования возобновляемых источников энергии в составе виртуальной электростанции на основе мультиагентного управления // Вестник Чувашского университета. 2022. № 3. С. 103-113. DOI 10.47026/1810-1909-2022-3-103-113. – EDN HDVPGG.
4. **Соснина Е.Н., Шалухо А.В., Ворошилов А.А.** О применении твердооксидных топливных элементов на биогазе для электроснабжения животноводческих предприятий // Интеллектуальная электротехника. 2022. № 4(20). С. 126-134. DOI 10.46960/2658-6754_2022_4_126. – EDN OEGZGZ.
5. **Loskutov A., Dar'enkov A., Lipuzhin I., Shalukho A., Bedretdinov R., Vanyaev V., Shakhov A.** Energy management system for hybrid PEMFC-battery power source for stationary consumers // International Journal of Hydrogen Energy. 2024. Vol. 55. P. 1109-1121. DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.11.275. – EDN WOWUQA.
6. **Baorong Z.** A multi-level and multi-agent collaborative control platform for city-scale virtual power plants based on a cloud-pipe-edge-end fusion architecture // 2024 4th International Signal Processing, Communications and Engineering Management Conference (ISPCEM). Montreal, Canada, 2024, P. 784-789. DOI 10.1109/ISPCEM64498.2024.00140.
7. **Tang L.** Implementation of a Cloud-Native Operating System for City-Level Virtual Power Plants // 2024 8th International Conference on Electrical, Mechanical and Computer Engineering (ICEMCE). Xi'an, China, 2024, P. 104-109. DOI 10.1109/ICEMCE64157.2024.10862961.
8. **Zhang Z., Yong W., Yang F., Wei J., Zhu M.** Real-Time Active Power Dispatch for Virtual Power Plant via a Multi-agent Leader-Follower Game Approach // 2020 IEEE 3rd Student Conference on Electrical Machines and Systems (SCEMS). Jinan, China, 2020, P. 875-880, DOI 10.1109/SCEMS48876.2020.9352298.
9. **Vale Z., Pinto T., Morais H., Praça I., Faria P.** VPP's multi-level negotiation in smart grids and competitive electricity markets // 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. Detroit, MI, USA, 2011, P. 1-8, DOI 10.1109/PES.2011.6039847.

10. **Roy S., Das D.C., Sinha N.** Optimizing Smart City Virtual Power Plants with V2G Integration for Improved Grid Resilience // 2024 IEEE International Conference on Interdisciplinary Approaches in Technology and Management for Social Innovation (IATMSI). Gwalior, India, 2024, P. 1-6, DOI 10.1109/IATMSI60426.2024.10502468.
11. **Zhou X., Zhou M., Chen Y., Wang J., Luo X., Ma S.** Exploration and Practice of Virtual Power Plant Under Mega City Power Grid // 2024 IEEE 2nd International Conference on Power Science and Technology (ICPST). Dali, China, 2024, P. 1411-1416, DOI 10.1109/ICPST61417.2024.10602362.
12. **Sosnina E., Shalukho A., Erdili N.** Multi-agent Approach to Efficient Management of Virtual Power Plants with Distributed Generation // Lecture Notes in Electrical Engineering. 2022. Vol. 857 LNEE. P. 68-79. DOI 10.1007/978-3-030-94202-1_7. – EDN SPURTQ.
13. **Домышев А.В., Барахтенко Е.А., Илюшин П.В.** Обзор современных подходов к построению систем мультиагентного управления микросетями // Электроэнергия. Передача и распределение. Т. 78. №3. 2023. С.46-56.

A.V. Shalukho, N.I. Erdili, N.A. Buzin, D.V. Sukhotnik

APPLICATION OF VIRTUAL POWER PLANT TECHNOLOGIES IN MEGAPOLIS POWER SUPPLY SYSTEMS

Nizhny Novgorod State Technical University n.a. R.E. Alekseev
Nizhny Novgorod, Russia

Abstract. The development of power supply systems in modern megapolis involves the expansion of the use of distributed generation sources (including from consumers), an increase in the number of electric transport charging stations, the emergence of energy storage systems and active consumers. At the same time, the current problems for the power supply of megapolis are the congestion of electrical networks, a shortage of electrical power with high requirements for the quality of power supply to consumers and environmental safety. The article is devoted to the issues of using virtual power plant (VPP) technologies to solve the problems of power supply in megapolis. A review of scientific research devoted to urban VPP technologies is carried out, a concept of building VPP based on a hierarchical structure and multi-agent control is presented. The tasks of future research are formulated.

Key words: power supply system, megalopolis, virtual power plant, distributed generation, energy storage.

References

- [1] Voropai N.I. Innovative technologies and directions of development of energy supply systems of megacities, in proc. *Electric power industry through the eyes of youth – 2017*, Samara, 2017, pp. 49-52. (in Russian)
- [2] Utz S.A., Pilenieks D.V. Features of the development of energy systems of megacities taking into account the declared goals of achieving carbon neutrality and energy transition, *Energy of the Unified Grid*, 2024. no 3–4 (74), pp. 10–16. (in Russian)
- [3] Sosnina E.N., Shalukho A.V., Erdili N.I. Improving the efficiency of using renewable energy sources as part of a virtual power plant based on multi-agent control, *Bulletin of the Chuvash University*, 2022, no. 3, pp.103-113. DOI 10.47026/1810-1909-2022-3-103-113. – EDN HDVPGG. (in Russian)
- [4] Sosnina E.N., Shalukho A.V., Voroshilov A.A. On the use of solid oxide fuel cells on biogas for power supply of livestock enterprises, *Smart electric*, 2022, no. 4(20), pp. 126-134. DOI 10.46960/2658-6754_2022_4_126. – EDN OEGZGZ. (in Russian)
- [5] Loskutov A., Dar'enkova A., Lipuzhin I., Shalukho A., Bedretdinov R., Vanyaev V., Shakhov A. Energy management system for hybrid PEMFC-battery power source for stationary consumers // *International Journal of Hydrogen Energy*. 2024. Vol. 55. P. 1109-1121. DOI 10.1016/j.ijhydene.2023.11.275. – EDN WOWUQA.
- [6] Baorong Z. A multi-level and multi-agent collaborative control platform for city-scale virtual power plants based on a cloud-pipe-edge-end fusion architecture // 2024 4th International Signal Processing, Communications and Engineering Management Conference (ISPCEM). Montreal, Canada, 2024, P. 784-789. DOI 10.1109/ISPCEM64498.2024.00140.
- [7] Tang L. Implementation of a Cloud-Native Operating System for City-Level Virtual Power Plants // 2024 8th International Conference on Electrical, Mechanical and Computer Engineering (ICEMCE). Xi'an, China, 2024, P. 104-109. DOI 10.1109/ICEMCE64157.2024.10862961.

- [8] Zhang Z., Yong W., Yang F., Wei J., Zhu M. Real-Time Active Power Dispatch for Virtual Power Plant via a Multi-agent Leader-Follower Game Approach // 2020 IEEE 3rd Student Conference on Electrical Machines and Systems (SCEMS). Jinan, China, 2020, P. 875-880, DOI 10.1109/SCEMS48876.2020.9352298.
- [9] Vale Z., Pinto T., Morais H., Praça I., Faria P. VPP's multi-level negotiation in smart grids and competitive electricity markets // 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. Detroit, MI, USA, 2011, P. 1-8, DOI 10.1109/PES.2011.6039847.
- [10] Roy S., Das D.C., Sinha N. Optimizing Smart City Virtual Power Plants with V2G Integration for Improved Grid Resilience // 2024 IEEE International Conference on Interdisciplinary Approaches in Technology and Management for Social Innovation (IATMSI). Gwalior, India, 2024, P. 1-6, DOI 10.1109/IATMSI60426.2024.10502468.
- [11] Zhou X., Zhou M., Chen Y., Wang J., Luo X., Ma S. Exploration and Practice of Virtual Power Plant Under Mega City Power Grid // 2024 IEEE 2nd International Conference on Power Science and Technology (ICPST). Dali, China, 2024, P. 1411-1416, DOI 10.1109/ICPST61417.2024.10602362.
- [12] Sosnina E., Shalukho A., Erdili N. Multi-agent Approach to Efficient Management of Virtual Power Plants with Distributed Generation // Lecture Notes in Electrical Engineering. 2022. Vol. 857 LNEE. P. 68-79. DOI 10.1007/978-3-030-94202-1_7. – EDN SPURTQ.
- [13] Domyshchikov A.V., Barakhtenko E.A., Ilyushin P.V. Review of modern approaches to the construction of multi-agent control systems for microgrids, *Electric Power, Transmission and Distribution*, Vol. 78. no. 3, 2023. pp. 46-56. (in Russian)

**ПРОГРАММА СТРАТЕГИЧЕСКОГО АКАДЕМИЧЕСКОГО
ЛИДЕРСТВА «ПРИОРИТЕТ 2030»**

**АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ**

СБОРНИК НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ СТАТЕЙ

Редактор **О.В. Пугина**
Компьютерный набор и верстка **С.В. Нуякшева**

Нижегородский государственный технический университет
им. Р.Е. Алексеева
603155, Нижний Новгород, ул. Минина, 24.