

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Материалы XX Международной молодежной
научно-практической конференции
(Казань, 9–10 декабря 2025 г.)



Казань
2026

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования «Казанский государственный энергетический университет»

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Материалы XX Международной молодежной
научно-практической конференции
(Казань, 9–10 декабря 2025 г.)

Казань
2026

УДК 621.3
ББК 31.2
Д48

Рецензенты:

д-р техн. наук, проф. ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ» *К. В. Сулов*;
канд. техн. наук, доц. ФГБОУ ВО «СамГТУ» *А. С. Ведерников*

Редакционная коллегия:

А. Г. Арзамасова (отв. редактор), О. В. Воркунов, В. В. Максимов

Диспетчеризация и управление в электроэнергетике :
Д48 материалы XX Международной молодежной научно-практической конференции (Казань, 9–10 декабря 2025г.) / редколлегия : А. Г. Арзамасова (отв. редактор), О. В. Воркунов, В.В. Максимов. – Казань: КГЭУ, 2026. – 420 с.

ISBN 978-5-89873-719-1

Содержит в виде докладов итоги XX Международной молодежной научно-практической конференции «Диспетчеризация и управление в электроэнергетике» по следующим научным направлениям: «Электроэнергетические системы и сети. Генерация, передача и потребление электрической энергии», «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем».

Предназначен для научных работников, аспирантов и специалистов, работающих в сфере энергетики, а также для обучающихся энергетического профиля.

Материалы публикуются в авторской редакции. Ответственность за их содержание возлагается на авторов.

УДК 621.3
ББК 31.2

ISBN 978-5-89873-719-1

© КГЭУ, 2026

Секция 1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ. ГЕНЕРАЦИЯ, ПЕРЕДАЧА И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

УДК 621.3.049.7

ЦИФРОВОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В РАМКАХ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЛАЗЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Абдурашитов С.Ф., Рахмаев Р.Н., Басенко В.Р.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
vasiliybas123@mail.ru

Применение лазерных технологий открывает новые возможности для неразрушающей диагностики и мониторинга состояния оборудования. Имитационная модель электрооборудования, в частности синхронного двигателя, верифицированная экспериментальными данными и основанная на уравнениях динамики ротора, учитывающих нелинейные взаимодействия и частотные спектры вибраций, позволяет анализировать влияние дефектов подшипников (износ, дисбаланс, люфт) на вибрационные характеристики.

Ключевые слова: лазерные технологии, электротехнические комплексы, параметры вибрации, цифровая модель.

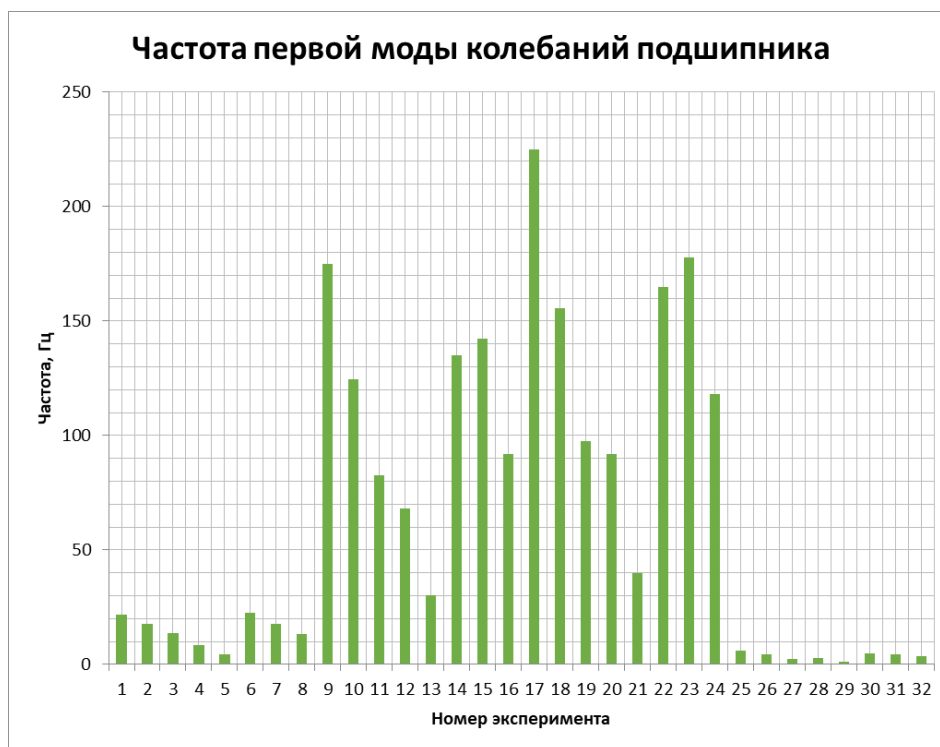
Интеграция 3D моделирования с методами МКЭ представляет собой мощный инструмент для проектирования надежных и эффективных синхронных двигателей с минимальным уровнем вибраций [1; 2]. Одним из самых уязвимых узлов синхронных двигателей являются подшипники. Их исправная работа критически важна для обеспечения надежной и долговечной эксплуатации оборудования [3]. Дефекты подшипников, такие как износ, сколы, трещины, приводят к вибрациям, шумам, повышению температуры и, в конечном итоге, к аварийной остановке двигателя. Своевременное выявление и локализация дефектов – задача, требующая применения современных методов диагностики [4].

Моделирование механических колебаний элементов синхронного двигателя осуществляется через понятия механических напряжений и тензора напряжений, описанных в уравнении

$$\rho \frac{d^2 u}{dt^2} = \nabla * s + F_v, \quad (1)$$

где ρ – плотность материала (кг/м³); u – величина механического напряжения (Па); s – смещение (мкм); F_v – воздействие на подшипник (Н).

В результатах работы представлено распределение частот мод колебаний (см. рисунок), полученное в численном эксперименте в ПО COMSOL Multiphysics.



Распределение частот колебаний подшипника, полученных в COMSOL Multiphysics для 32 численных экспериментов

Полученные результаты показывают, что спектр частот колебаний подшипника характеризуется наличием нескольких доминирующих пиков. Анализ показал, что основные частоты колебаний лежат в диапазоне от 3 Гц до 0,2 кГц.

Данная информация может быть использована для построения гистограмм распределения частот и определения вероятности появления колебаний в определённых диапазонах [5]. Такой анализ необходим для разработки эффективных методов вибродиагностики и предотвращения повреждений подшипниковых узлов в реальных условиях эксплуатации с помощью лазерных технологий. В дальнейшем предполагается применение лазерного комплекса.

Источники

1. Диагностика электротехнических компонентов гидротехнического оборудования: эффективность комплексного подхода / С.Н. Редников [и др.] // Агроинженерия. 2024. Т. 24, № 2. С. 71–77.

2. An innovative approach to electric motor geometry generation using machine learning and image processing methods / U. Demir [et al.] // IEEE Access. 2023. Vol. 11. Pp. 48651–48666.

3. Comprehensive optimization of switched reluctance motor based on finite element method using multi-objective genetic algorithm (NSGA-II) / M.K. El-Nemr, M. Afifi, H. Rezk, M.N. Ibrahim // Mathematics. 2021. Vol. 9, Iss. 5. Pp. 576–580.

4. 3D модель силового трансформатора для исследования его технического состояния по вибрационным параметрам / В.Р. Басенко, М.Ф. Низамиев, И.В. Ившин, О.В. Владимиров // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2022. Т. 24, № 3. С. 130–143.

5. Басенко В.Р., Низамиев М.Ф. Анализ вибрационных сигналов силового трансформатора с применением лазерного измерительно-диагностического комплекса // Электроэнергетика: материалы XV Всерос. (VII Междунар.) науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых: в 6 т. Иваново: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, 2020. Т. 3. С. 26.

6. Экономические перспективы использования искусственного интеллекта в образовательном процессе студентами технического вуза / О.В. Воркунов, В.В. Максимов, О.Е. Куракина, А.В. Гильфанова // Экономика и управление: проблемы, решения. 2024. Т. 8, № 9 (150). С. 85–90.

7. Патент № 2844728 С1 Российская Федерация, МПК G01N 21/3554, G01N 33/28.

7. Способ измерения влагосодержания трансформаторного масла: пат. 2844728 Рос. Федерация. № 2024135026; заявл. 22.11.2024; опубл. 05.08.2025, Бюл. № 22.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ОТКАЗОУСТОЙЧИВОСТИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Абсаламова С.М., Куракина О.Е.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
absalamovasabina3@gmail.com, esis.kgeu@bk.ru

Выполнен системный анализ проблемы повышения эксплуатационной надежности и отказоустойчивости высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) классов напряжения 110–1150 кВ. На основе статистических данных исследована этиология отказов, выявлена доминирующая роль климатических факторов и процессов эксплуатационного старения. Проанализированы перспективные конструктивные решения, направленные на пассивное повышение устойчивости ВЛ, в частности, самовосстанавливающиеся линии и провода нового поколения с композитным сердечником (АССС) и специальным профилем (АЕРО-Z), позволяющие увеличить пропускную способность до 2 раз. Рассмотрены современные методы предиктивной диагностики и мониторинга, включая информационно-измерительные системы и беспилотные летательные аппараты, оснащенные тепловизионным и ультрафиолетовым оборудованием. Исследованы методы активного управления режимами и повышения устойчивости энергосистем за счет внедрения устройств FACTS и систем мониторинга переходных режимов (СМНР), способных увеличить предел передаваемой мощности на 30 % и более.

Ключевые слова: надежность электроснабжения, высоковольтные линии электропередачи (ВЛ), отказоустойчивость, мониторинг состояния, предиктивная диагностика, климатические воздействия, устройства FACTS, инновационные провода.

Надежность высоковольтных линий электропередачи (ВЛ) классов напряжения 110–1150 кВ является критическим фактором стабильности энергосистем. Значительная часть сетевого комплекса, особенно магистральных сетей 35–500 кВ, введенная в эксплуатацию в 1960–70-х годах, испытывает прогрессирующую деградацию, что привело к увеличению числа отказов за последнее десятилетие в 1,6 раза [1]. Ситуация усугубляется стохастическим характером и растущей интенсивностью экстремальных климатических явлений, обуславливающих до 78 % всех аварийных отключений ВЛ [2]. Это диктует необходимость перехода от планово-предупредительных ремонтов к проактивному управлению надежностью на основе комплексного анализа рисков и внедрения инновационных технологий.

Статистический анализ распределения отказов по элементам ВЛ 110 кВ и выше показывает, что наибольшее число повреждений приходится на провода и грозотросы (до 52 % с учетом грозовых перенапряжений), далее следуют изоляторы (до 31 %) и опоры (до 13 %) [1].

Основной причиной являются климатические воздействия (около 38 % всех отказов), в частности ветровые и гололедные нагрузки, приводящие к превышению предельных механических напряжений [3]. Для количественной оценки совокупного влияния различных природных явлений применяются риск-ориентированные модели, использующие методы аналитического иерархического процесса (АИР) и веса энтропии (EWM) для формирования комплексного показателя операционного риска [4].

Ключевым направлением является совершенствование конструкции ВЛ. Перспективным решением выступают самовосстанавливающиеся воздушные линии (СВЛ), где провод крепится через скользящие роликовые зажимы. Такая конструкция позволяет проводу проскальзывать при внешнем механическом воздействии, перераспределяя нагрузку и предотвращая обрыв [5]. Другое направление – использование проводов нового поколения. Провода марки AERO-Z за счет гладкой поверхности снижают аэродинамическое сопротивление, а их электропроводность выше на 25–30 % [6, с. 3]. Провода с композитным сердечником (АССС) обладают низким коэффициентом теплового расширения, что позволяет увеличить пропускную способность существующих линий, например, класса 110 кВ, в 1,5–2 раза без реконструкции опор [6].

Переход к проактивному управлению невозможен без получения точных данных о состоянии ВЛ в реальном времени. Информационно-измерительные системы (ИИС) осуществляют непрерывный контроль ключевых параметров: стрелы провеса, температуры, механического натяжения провода и гололедных отложений, что подтверждается активной разработкой таких систем для ВЛ напряжением 110 кВ [7].

Цифровизация позволяет перейти к активному управлению режимами ВЛ. Центральную роль здесь играют устройства FACTS. Координированное управление такими устройствами, распределенными вдоль сверхдлинных ВЛ, на основе данных от систем мониторинга переходных режимов (СМПП/WAMS) позволяет динамически демпфировать колебания и стабилизировать напряжение [8].

Таким образом проведенный анализ подтверждает, что обеспечение надежности ВЛ в условиях прогрессирующей деградации оборудования и растущих климатических угроз требует парадигматического сдвига от реактивного обслуживания к проактивному, комплексному управлению. Эффективность такого подхода достигается синергией трех ключевых направлений: пассивного повышения конструкционной стойкости за счет инновационных проводов и самовосстанавливающихся линий; и активного интеллектуального управления режимами с применением устройств FACTS

и СМПП [9]. В совокупности, эти меры трансформируют линию электропередачи из пассивного инфраструктурного элемента в активный, наблюдаемый и управляемый компонент интеллектуальной энергосистемы, что является фундаментальным условием для обеспечения требуемого уровня надежности электроснабжения.

Источники

1. Сайрутдинов Р.И. Разработка системы мониторинга воздушных линий электропередачи на напряжение 110 кВ: магистерская диссертация. Тольятти, 2017. – 92 с.

2. Failure probability estimation of overhead transmission lines considering the spatial and temporal variation in severe weather / S. Yang [et al.] // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2019. Vol. 7, Iss. 1. Pp. 131–138.

3. Доронина О.И., Шевченко Н.Ю., Бахтиаров К.Н. Оценка надежности воздушных линий электропередачи с учетом климатических факторов // International Journal of Applied and Fundamental Research. 2015. № 9. С. 226–230.

4. Risk Reliability Assessment of Transmission Lines under Multiple Natural Disasters in Modern Power Systems / R. Fan [et al.] // Energies. 2023. Vol. 16, Iss. 18. Art. 6548.

5. Каплев Р.А., Куракина О.Е. Применение самовосстанавливающихся воздушных линий электропередачи для повышения надежности электропередачи // Вестник науки. 2023. № 12 (69), т. 2. С. 1165–1170.

6. Пригодский Д.А., Скребнева Е.В. Современные способы повышения надежности ЛЭП // Россия молодая: материалы IX Всерос. науч.-практ. конф. молодых ученых. Кемерово, 2017. 4 с.

7. Повышение надежности воздушных линий электропередачи посредством внедрения информационно-измерительных систем контроля их параметров / В.А. Листюхин [и др.] // Измерения. Мониторинг. Управление. Контроль. 2022. № 3. С. 62–68.

8. Воркунов О.В., Саркарова М.М., Абасов К.А. Цифровые технологии: трансформация образовательного процесса в высшей школе // Экономика и предпринимательство. 2024. № 1 (162). С. 1330–1333.

9. Феоктистов Д.И., Воркунов О.В., маклецов А.М. Особенности контактного мониторинга температуры электрооборудования // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. 2024. № 6 (368). С. 127–135.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ ПЛК

Антипов А.С., Гаврилов В.А.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
al.antipov13@mail.ru, 2s19gavr@mail.ru

Рассматриваются методы повышения точности измерения и учёта энергопотребления промышленных предприятий с использованием современных программируемых логических контроллеров (ПЛК). Анализируются аппаратные и алгоритмические факторы, влияющие на точность измерений, включая погрешности трансформаторов тока, особенности АЦП, цифровые методы фильтрации и коррекции фазовых ошибок. Приводится доказательная база эффективности применения ПЛК в системах учета электроэнергии.

Ключевые слова: ПЛК, энергопотребление, точность измерений, цифровая фильтрация, трансформаторы тока, АЦП, учёт энергии, качество электроэнергии.

Современное промышленное производство характеризуется высокой степенью автоматизации, значительным числом электроприёмников и сложностью сетевой структуры, что требует точного и непрерывного мониторинга энергопотребления. Одним из наиболее эффективных инструментов для построения систем учёта являются программируемые логические контроллеры (ПЛК), которые одновременно выполняют функции измерения, обработки и анализа электрических параметров. Повышение точности измерений непосредственно влияет на корректность расчётов нагрузок, эффективность энергосбережения и надёжность работы оборудования.

Точность измерения мощности и энергии зависит от совокупности аппаратных и программных факторов. Общая погрешность измерительной цепи может быть рассчитана по формуле

$$\Delta_{\text{ОБЩ}} = \sqrt{\Delta_{\text{ТТ}}^2 + \Delta_{\text{ТН}}^2 + \Delta_{\text{АЦП}}^2 + \Delta_{\text{ЦИФР}}^2}, \quad (1)$$

где учитываются погрешности трансформаторов тока и напряжения, аналогово-цифрового преобразователя и цифровой обработки данных [1]. Наиболее существенным фактором является фазовая ошибка трансформаторов тока, которая оказывает выраженное влияние на расчёт активной мощности.

Даже отклонение фазового угла на 2° приводит к погрешности измерения мощности более 2 %, что подтверждается расчётом: при $\varphi = 25^\circ$ и $\Delta\varphi = 2^\circ$ относительная ошибка составляет около 2,3 %. В системах промышленного учёта такие отклонения вызывают значительные искажения суммарного энергопотребления. Высокая разрядность АЦП современных ПЛК обеспечивает высокое разрешение измерительного сигнала. Для АЦП 16 бит шаг квантования при диапазоне 0–10 В составляет $\Delta U_{10} \approx 0,000152$ В, а для 24 бит – $\Delta U_{24} \approx 0,000000596$ В [2].

Уменьшение шага квантования позволяет снижать погрешности измерений малых токов и напряжений, что особенно важно при мониторинге фоновых нагрузок и режимов ожидания оборудования [3].

Цифровая обработка сигналов, реализуемая средствами ПЛК, позволяет значительно уменьшить шумы и систематические отклонения. Наиболее распространённым методом является скользящее среднее:

$$x(t) = \frac{1}{N} \sum_{i=0}^{N-1} x(t-i). \quad (2)$$

При значении окна $N = 64$ уровень случайных шумов уменьшается примерно в 8 раз, что положительно влияет на точность расчётов. Экспоненциальное сглаживание, обеспечивает более высокую скорость отклика и гибкую настройку под конкретные технологические процессы.

Погрешности трансформаторов тока компенсируются в ПЛК программной корректировкой временного сдвига измеряемого сигнала:

$$\Delta t = \frac{\Delta\varphi}{\omega}. \quad (3)$$

Для сети 50 Гц ($\omega = 314$ рад/с) и фазовой ошибки 2° значение задержки составляет около 111 мкс. Программная компенсация позволяет практически полностью устранить влияние фазовых сдвигов, снижая погрешность измерения мощности на 1–1,5 %.

Более сложные погрешности (например, нелинейность измерительных модулей) корректируются методом полиномиальной аппроксимации:

$$U_{\text{ист}} = a_0 + a_1 U_{\text{изм}} + a_2 U_{\text{изм}}^2, \quad (4)$$

что даёт возможность адаптировать измерительный канал под приборную базу конкретного предприятия.

Доказательная эффективность методов может быть рассмотрена на примере измерения мощности при $U = 220$ В, $I = 50$ А и фазовом угле $\varphi = 25^\circ$. Активная мощность составляет $P = 9960$ Вт. При погрешностях по напряжению – 0,5 %, по току – 1 %, по фазе – 1° суммарная ошибка достигает 2 %, что подтверждается расчётом по формуле полной погрешности. После применения цифровой фильтрации и компенсации фазовой ошибки суммарная погрешность снижается до 1,3–1,5 %.

Анализ качества электроэнергии также доступен для ПЛК благодаря вычислению коэффициента гармоник:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^N U_n^2}}{U_1} 100\%. \quad (5)$$

При $THD = 13,6$ % возможен перегрев двигателей до 10 %, что делает мониторинг параметров качества электроэнергии важной частью систем учёта.

Резюмируя, применение ПЛК в системах измерения и учёта электроэнергии позволяет значительно повысить точность измерений за счёт сочетания аппаратных инноваций (высокоточные АЦП, модульная структура) и алгоритмических методов компенсации ошибок. Совокупность цифровой фильтрации, коррекции фазовых сдвигов, аппроксимации нелинейностей и анализа качества электроэнергии снижает суммарную погрешность до уровня 1–1,5 %, что делает ПЛК полноценным инструментом цифровой энергетической инфраструктуры промышленных предприятий.

Источники

1. Schneider Electric. PowerLogic Energy Measurement Technology Overview. 2022.
2. ГОСТ Р МЭК 61131-6-2015. Контроллеры программируемые. Часть 6. Функциональная безопасность. М.: Стандартинформ, 2016. 79 с.
3. Методика прогнозирования нагрузки в электроэнергетических системах: алгоритм эффективного управления / Д.А. Борисов, В.В. Максимов, О.В. Воркунов, О.Е. Куракина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2025. Т. 27, № 6. С. 99–111.

ЦИФРОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ КАК ОСНОВА SMART GRID

Ахмадуллин Д.Р.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
dinarakhmadullin2004@gmail.com

Рассмотрена роль цифровых подстанций как ключевого элемента интеллектуальных электрических сетей (Smart Grid). Показано, как цифровые подстанции трансформируют традиционные энергосистемы, обеспечивая повышенную надежность, адаптивность и энергоэффективность за счет внедрения цифровых технологий, интеллектуального управления и интеграции с информационными системами. Описаны основные технологические компоненты цифровых подстанций, их преимущества и перспективы развития в контексте цифровизации электроэнергетики.

Ключевые слова: цифровая подстанция, Smart Grid, интеллектуальная сеть, энергоэффективность, автоматизация.

Цифровые подстанции играют фундаментальную роль в развитии и становлении умных электрических сетей, известных как Smart Grid. Эти подстанции представляют собой модернизированные традиционные трансформаторные узлы, в которых основной упор делается на применение цифровых технологий для контроля, управления и анализа работы энергосистемы в реальном времени [1]. В отличие от старых электромеханических подстанций, цифровые подстанции оснащены интеллектуальными устройствами, способными не только выполнять базовые функции передачи и распределения электроэнергии, но и обеспечивать автоматическую диагностику, самотестирование, защиту, мониторинг и интеграцию с цифровыми платформами управления [2].

Smart Grid – это система, ориентированная на двусторонний обмен данными и энергией между всеми электросетевыми компонентами: от генерации до конечного потребления (рис. 1) [6]. Цифровые подстанции становятся центром этой системы, они выполняют роль интеллектуального узла, который собирает и обрабатывает огромное количество данных о параметрах сети, таких как напряжение, ток, частота, состояние коммутационной аппаратуры и нагрузки. Благодаря этому появляется возможность в автоматическом режиме перераспределять ресурсы, балансировать нагрузку, снижать потери и минимизировать аварийные ситуации.

Одним из основных технологических достижений цифровых подстанций являются интеллектуальные контроллеры и цифровые реле защиты. Они обеспечивают более высокую точность и скорость реагирования на изменения режимов работы, а также позволяют применять сложные

алгоритмы для предупреждения и локализации аварийных состояний. Цифровые устройства могут функционировать как единый сетевой организм, интегрированный с системами диспетчеризации (SCADA, EMS, DMS) и облачными сервисами, что значительно расширяет возможности управления и прогнозирования работы энергосистемы [3].



Рис. 1. Надёжный и защищённый обмен информацией на всех уровнях – основа Smart Grid

Преимущества цифровых подстанций очевидны: повышение надежности и устойчивости энергосети, снижение эксплуатационных и энергетических потерь, улучшение качества и стабильности электроснабжения, а также поддержка адаптации к современным вызовам, включая интеграцию возобновляемых источников энергии и распределённой генерации. Цифровые подстанции содействуют развитию концепции «умных городов», где энергоэффективность и автоматизация играют ключевую роль в обеспечении комфортных и устойчивых условий жизни [4]. Перспективы развития цифровых подстанций тесно связаны с внедрением искусственного интеллекта, аналитики больших данных и технологии Интернета вещей (IoT). Эти направления позволяют перейти от простого мониторинга к проактивному управлению энергосистемами, прогнозированию технического состояния оборудования и оптимизации работы на всех уровнях электросети. В будущем цифровые подстанции будут не только реагировать на изменения в сети, но и активно участвовать в управлении спросом, накоплении энергии и взаимодействии с потребителями [5].

Практическое значение цифровых подстанций подтверждается конкретными примерами из реальной эксплуатации. Например, первая цифровая подстанция высокого напряжения 500 кВ в России, реализованная на базе технологии Smart Grid, использует оптические трансформаторы

тока и емкостные делители напряжения, которые напрямую передают цифровые сигналы на системы управления. Это позволяет диспетчерам осуществлять удаленный мониторинг и управление оборудованием, оперативно выявлять и локализовать аварийные ситуации, минимизируя время простоя и предотвращая серьезные сбои [6]. Цифровые подстанции интегрируются с интеллектуальными системами учета и управления нагрузкой, что дает возможность оптимизировать распределение энергии, снижать потери и повышать энергоэффективность. Системы автоматического обнаружения и реагирования на аномалии позволяют значительно повысить надежность энергоснабжения и сократить расходы на техническое обслуживание [7; 8].

Таким образом, цифровые подстанции являются основой современного Smart Grid, являя собой интегральное звено, связывающее поколения, распределение и потребление энергии в единую интеллектуальную систему. Их внедрение – ключевой шаг к созданию эффективной, надежной и устойчивой электроэнергетики, отвечающей требованиям цифровой эпохи.

Источники

1. Новости Интернета вещей. Умные сети (smart grid) [Электронный ресурс]. URL: <https://iot.ru/wiki/umnye-elektroseti> (дата обращения: 18.11.2025).
2. Ледин С. Интеллектуальные сети Smart Grid – будущее российской энергетики // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2020. № 10. С. 39–43.
3. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. М.: ИАЦ Энергия, 2023. 208 с.
4. Цифровая подстанция. Что такое цифровая подстанция? [Электронный ресурс]. URL: <http://digitalsubstation.com/blog/2018/12/28/chto-takoe-tsifrovaya-podstantsiya/> (дата обращения: 18.11.2025).
5. Цифровая подстанция составляющая системы «smart grid» / В.И. Васильченко [и др.] // Электротехника и Электромеханика. 2024. № 6. С. 72–76.
6. Заирова Д.И., Сандаков В.Д. Применение цифровых технологий в smart grid // Энергетика будущего: сб. материалы Всерос. науч.-практ. конф. Уфа: Уфимский университет науки и технологий, 2024. С. 45–51.
7. Тухфетуллоев И.Р., Воркунов О.В. Оптимизация режимов работы электрических сетей среднего напряжения // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и важные аспекты: материалы III Междунар. науч.-практ. конф. Казань: КГЭУ, 2023. С. 240–246.

8. Шарипов Б.Ф., Максимов В.В. Система бесперебойного электро-снабжения газораспределительной станции при помощи электрической детандерной установки // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы VIII Нац. науч.-практ. конф. Казань: КГЭУ, 2023. С. 905–907.

9. Анохин А.Е., Максимов В.В. Прямой и реакторный пуск асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором // Тинчуринские чтения – 2023 «Энергетика и цифровая трансформация»: материалы Междунар. молод. науч. конф. Казань: КГЭУ, 2023. Т. 1. С. 12–14.

ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ СТЕНДОВЫХ ИСПЫТАНИЙ ХАРАКТЕРИСТИК ВИНТОМОТОРНЫХ ГРУПП БПЛА, ПРИМЕНЯЕМЫХ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ

Ахмедова Э.Р., Садыков Д.Н., Салихов Р.Р., Сафиуллин Б.И.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
akh_eliza@bk.ru kgeu-et@yandex.ru

Рассматривается актуальность применения бесколлекторных двигателей постоянного тока в качестве винтомоторных групп (ВМГ) беспилотных летательных аппаратов, используемых в энергетическом комплексе и сельском хозяйстве. Особое внимание уделяется необходимости точного контроля и валидации электрических и аэродинамических характеристик ВМГ. Представлено описание программно-аппаратного комплекса для стендовых испытаний, основанного на программном обеспечении «СТЕНД ИСПЫТАНИЯ ВМГ (v2.3 + Visual Alert)», разработанного на языке Python с использованием библиотеки Tkinter. Подробно изложены ключевые измеряемые параметры (тяга, обороты, ток, напряжение и мощность), а также реализованные механизмы визуального контроля и регистрации данных, обеспечивающие повышение надежности и эффективности эксплуатации БПЛА.

Ключевые слова: бесколлекторные двигатели, беспилотные летательные аппараты, БПЛА, испытание, программа.

БПЛА широко применяются в сельском хозяйстве для мониторинга посевов, точечного внесения удобрений и анализа почв. Энергоэффективность винтомоторной группы напрямую влияет на длительность полёта, что важно для обработки больших площадей и снижения затрат.

В энергетике дроны используют для инспекции ЛЭП, ветротурбин и высотных объектов. Сложные условия требуют высокой надёжности и температурной стабильности двигателей. Бесколлекторные ВМГ обеспечивают меньший нагрев, точное управление тягой и безопасность при работе рядом с высоковольтными объектами. Минимизация удельного энергопотребления (грамм тяги на ватт) является ключевым экономическим показателем [1].

Актуальность специализированных систем проверки двигателей определяется тремя ключевыми факторами:

- 1) безопасность: нестабильная тяга одного двигателя может привести к потере управляемости;
- 2) экономическая эффективность: точные данные о характеристиках ВМГ позволяют подобрать оптимальную комбинацию двигателя, пропеллера и питания под требуемую нагрузку и время полёта;

3) научная валидация: испытания необходимы для разработки алгоритмов управления и оценки ресурса.

Таким образом, стендовые испытания ВМГ становятся неотъемлемой частью разработки и обслуживания БПЛА [2]. На рис. 1 представлена структурная схема «СТЕНД ИСПЫТАНИЯ ВМГ».

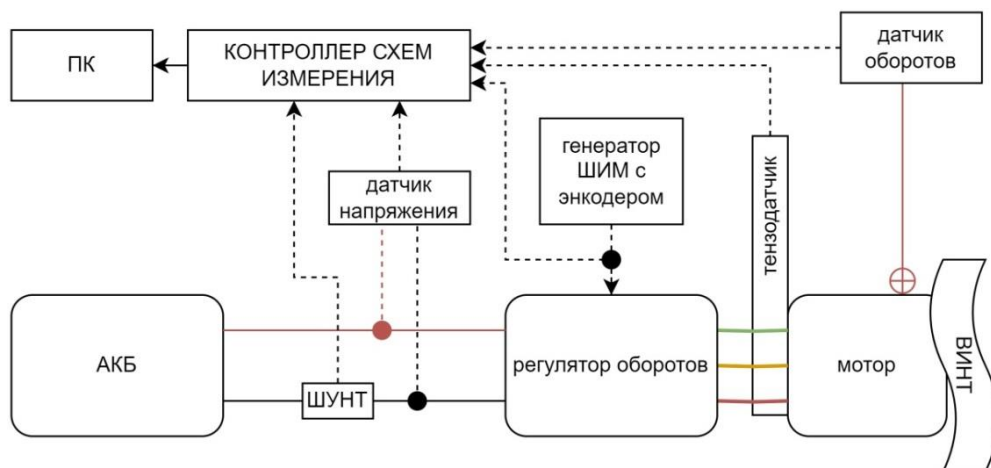


Рис. 1. Структурная схема «СТЕНД ИСПЫТАНИЯ ВМГ»

Для решения задачи объективной оценки характеристик ВМГ был разработан программно-аппаратный комплекс, центральным звеном которого является программное обеспечение (ПО) «СТЕНД ИСПЫТАНИЯ ВМГ (v2.3 + Visual Alert)». ПО реализовано на языке Python с использованием библиотеки Tkinter для построения графического пользовательского интерфейса и Matplotlib для визуализации данных (рис. 2). Связь с аппаратной частью стенда (датчиками тяги, напряжения, тока и оборотов) осуществляется через последовательный интерфейс (COM-порт) [3].

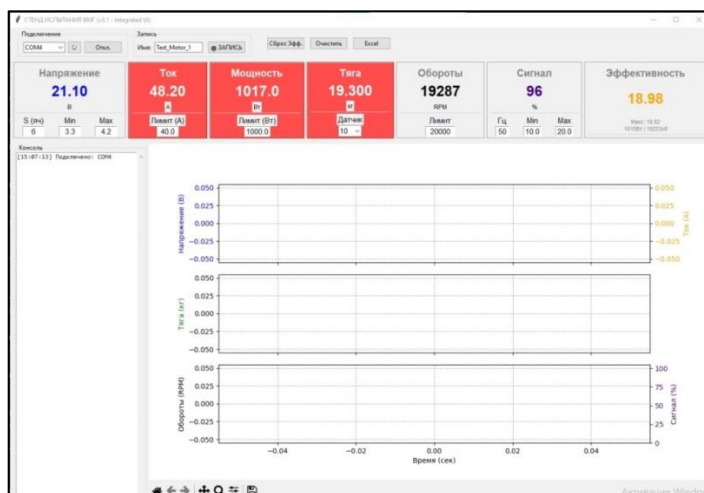


Рис. 2. Внешний вид программы

Графический интерфейс стенда включает три синхронизированных графика, отображающих зависимость электрических (ток, напряжение), аэродинамических (тяга) и управляющих (обороты, сигнал) параметров от времени, что позволяет оператору быстро анализировать переходные процессы и стабильность работы. Сохранение данных осуществляется в формате Excel (xlsx), что обеспечивает удобство дальнейшего анализа с использованием стандартных инструментов [4; 5].

Программный комплекс «СТЕНД ИСПЫТАНИЯ ВМГ» представляет собой эффективный инструмент для объективной оценки и валидации характеристик винтомоторных групп беспилотных летательных аппаратов. Благодаря интеграции мониторинга, регистрации данных и критически важной функции визуального оповещения о превышении тока, система напрямую способствует повышению надежности и безопасности эксплуатации БПЛА в ключевых промышленных секторах. Точные данные об эффективности ВМГ позволяют принимать обоснованные решения на этапе проектирования и оптимизации беспилотных платформ, что является неотъемлемым условием для устойчивого развития технологий в энергетике и сельском хозяйстве [5].

Источники

1. Сурков Д.А., Дмитриева О.Д. Система автоматизированного управления стендом испытаний винтомоторной группы беспилотного летательного аппарата // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2017. № 11 (100). С. 28–39.
2. Третьяков Н.К., Семавина Н.А., Добровольский С.В. Создание опытно-испытательного двухсредного стенда для измерения тяги электродвигателей малых габаритов // Авиация и космонавтика – 2018: тез. докл. 17-й Междунар. конф. М.: Типография «Люксор», 2018. С. 54.
3. Снижение издержек при выборе технологического оборудования испытательного стенда вспомогательных электрических машин электроподвижного состава / А.В. Бублик, В.В. Бублик, Н.В. Есин, О.В. Гателюк // Транспорт Урала. 2022. № 1 (72). С. 35–40.
4. Саттаров Р.Е., Воркунов О.В. Система беспроводного мониторинга воздушных линий электропередачи // Техника и технология современных производств: сб. ст. V Всерос. науч.-практ. конф. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2024. С. 294–296.
5. Груздев А.С., Коваль А.П. Выбор ВМГ на основе стендовых испытаний // Авиамашиностроение и транспорт Сибири: сб. ст. XIV Междунар. науч.-техн. конф. Иркутск: Иркутский национальный исследовательский технический университет, 2020. С. 67–71.

ПОСТРОЕНИЕ СИСТЕМЫ ZERO TRUST В ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ КОМПАНИЯХ

Ахметгараева А.Б., Куракина О.Е., Валиуллина Д.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
sunny.levashova@mail.ru

Рассматриваются принципы построения и практические аспекты внедрения архитектуры Zero Trust в энергетических компаниях. Анализируются ключевые вызовы безопасности, характерные для критической информационной инфраструктуры, включая интеграцию устаревших систем, операционных технологий (ОТ) и IoT-устройств.

Ключевые слова: Zero Trust, энергокомпании, кибербезопасность, операционные технологии (ОТ), критическая информационная инфраструктура (КИИ).

Цифровая трансформация в энергетике создает риски из-за интеграции ОТ и IT-технологий. Традиционная безопасность более не эффективна из-за облаков, удаленного доступа и IoT. Архитектура Zero Trust становится необходимостью, требуя строгой проверки каждого пользователя и потока данных вне зависимости от местоположения.

Принцип Zero Trust – «Нулевое доверие» [1]. Доступ предоставляется только после аутентификации, авторизации и шифрования на основе контекстной информации (идентификация, местоположение, состояние устройства, ресурс, аномалии). Это критично для защиты IT/ОТ-интерфейсов, например, при подключении инженера к системе управления подстанцией, требуя строгой проверки независимо от местоположения.

Ключевой технологией для реализации этого подхода является микросегментация сети. Вместо широких сегментов (например, «сеть АСУ ТП» или «корпоративная сеть») создаются изолированные зоны минимального размера для отдельных критических активов: сервера SCADA, контроллера, умного счетчика или группы релейных защит. Это позволяет ограничить боковое перемещение злоумышленника, который смог проникнуть в сеть. Если, например, скомпрометирован инженерный рабочий стол, микросегментация не позволит ему несанкционированно взаимодействовать с критическими контроллерами, даже если они находятся в одной логической сети. Для устаревшего оборудования, не поддерживающего современные агенты безопасности, микросегментация часто реализуется на уровне коммутаторов или через прозрачные шлюзы.

Другим краеугольным камнем Zero Trust является многофакторная аутентификация (MFA) и принцип наименьших привилегий (PoLP). Доступ к любым критическим системам, особенно к ОТ, должен защищаться MFA,

что исключает компрометацию учетных данных через утечки или фишинг. Принцип наименьших привилегий требует предоставления пользователям и приложениям только того уровня доступа, который абсолютно необходим для выполнения их прямых задач. Для сервисных учетных записей и системного администратора это означает отказ от прав суперпользователя по умолчанию и использование Just-In-Time (JIT) привилегий, которые выдаются на короткое время для выполнения конкретной операции.

Центральным элементом архитектуры становится система принуждения доступа, которая обрабатывает все запросы [2]. На практике эту роль часто выполняют решения Secure Access Service Edge (SASE) или шлюзы с моделью ПОП (Policy Enforcement Point). Все соединения, как извне, так и внутри сети, терминируются в этом шлюзе, который проверяет политики безопасности, применяет шифрование и передает трафик дальше только после успешной проверки. Это позволяет централизованно управлять политиками безопасности для всей гибридной инфраструктуры, включая облака, филиалы и удаленных сотрудников.

Внедрение Zero Trust в энергокомпании сопряжено с уникальными сложностями [3]. Главная из них – наличие большого парка устаревших систем (legacy), которые не поддерживают современные протоколы аутентификации и шифрования. Для их интеграции требуется использование специализированных шлюзов или неагентских методов контроля. Строгие требования к доступности и реальному времени в ОТ-средах накладывают ограничения на применение ресурсоемких систем проверки, которые могут вносить задержки. Поэтому внедрение должно быть поэтапным, начинаться с пилотных зон (например, с нового цифрового подстанционного оборудования) и сопровождаться тщательным тестированием на предмет влияния на производительность технологических процессов.

В перспективе развитие Zero Trust в энергетике будет неразрывно связано с интеграцией систем аналитики безопасности и искусственного интеллекта (AI) [4]. Поведенческий анализ пользователей и устройств, выявление аномалий в технологических потоках данных позволят перейти от статических правил к динамическим и адаптивным политикам безопасности. Система сможет автоматически повышать уровень проверки или блокировать подозрительную активность, даже если она исходит изнутри «доверенной» сети.

В заключение, энергетический сектор как стратегически важная отрасль страны испытывает беспрецедентное давление со стороны киберугроз, технологических изменений и нормативного ужесточения [5].

Построение системы Zero Trust для энергокомпании — это не разовый проект, а стратегическое путешествие, меняющее философию защиты критической инфраструктуры [6, 7]. Несмотря на сложности, связанные с legacy-оборудованием и высокой ответственностью объектов, инвестиции в Zero Trust являются единственно верным путем для обеспечения устойчивости и безопасности энергосистемы в эпоху цифровых угроз. Реализованная поэтапно, эта архитектура позволяет создать среду, где даже в случае проникновения злоумышленника его возможность нанести реальный ущерб генерации, сетям или потребителям будет сведена к абсолютному минимуму.

Источники

1. Концепция безопасности Zero Trust: преимущества и принцип работы // Kaspersky.ru: [сайт]. URL: <https://www.kaspersky.ru/resource-center/definitions/zero-trust> (дата обращения: 26.11.2025).
2. Implementing Zero Trust Management in IoT Environment Challenges and Solutions [Электронный ресурс]: Scoping Review // Cloud Security Alliance: [сайт]. 2025. Р. 48. URL: <https://cloudsecurityalliance.org/artifacts/zero-trust-guidance-for-iot> (дата обращения: 26.11.2025).
3. Подтопельный В.В. Программирование компонентов открытых систем в защищённом исполнении / В.В. Подтопельный. Калининград: Изд-во ФГБОУ ВО «КГТУ», 2025. 66 с.
4. Розенкранц Л. Что такое Zero Trust? Модель безопасности / Л. Розенкранц // Блог компании Varonis Systems: [сайт]. URL: <https://habr.com/ru/companies/varonis/articles/472934/> (дата обращения: 26.11.2025).
5. Петухов А. Архитектура кибербезопасности в суверенной энергетике: интеграция, устойчивость и доверие / А. Петухов // vc.ru: [сайт]. URL: <https://vc.ru/future/2121750-kiberbezopasnost-v-energetike-arkhitektura-integratsiya-i-ustoychivost> (дата обращения: 26.11.2025).
6. Янушевская Я.С., Воркунов О.В. Выявление мест несанкционированного подключения на протяженных участках магистралей ВЛ электропередачи // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 464–469.
7. Применение хлорид кобальта (II) для определения влагосодержания в трансформаторных маслах / О.Е. Куракина, В.К. Козлов, О.А. Туранова, А.Н. Туранов // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы Междунар. науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2022. С. 113–118.

ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ В ЭНЕРГЕТИКЕ: МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ОБЪЕКТОВ

Ахтямова А.А., Сандаков В.Д.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

akhtyamova04@bk.ru, vitalysandakov@gmail.com

Отражено исследование применения цифровых двойников в энергетическом секторе с акцентом их значимости для моделирования и оптимизации работы объектов. В условиях стремительного развития технологий, цифровые двойники позволяют создавать виртуальные модели, которые способствуют улучшению мониторинга и анализа процессов. Они обеспечивают автоматизацию управления энергетическими системами и повышают их эффективность. Однако внедрение цифровых двойников также сопряжено с определенными рисками, включая необходимость защиты данных и возможные изменения в структуре рабочих мест. Кроме того, использование таких технологий требует внимания к вопросам безопасности и здоровья работников. Для успешной интеграции цифровых двойников необходимо разрабатывать стратегии, которые помогут минимизировать риски и максимально использовать их преимущества в энергетике.

Ключевые слова: цифровые двойники, энергетика, моделирование, оптимизация, мониторинг, автоматизация, автоматизация, эффективность, риски, инновационные технологии.

Цифровые двойники (ЦД) представляют собой инновационный инструмент в энергетическом секторе, который позволяет моделировать и оптимизировать работу объектов. ЦД – это виртуальные реплики физических систем, которые используют данные в реальном времени для анализа и прогнозирования их поведения. В условиях растущих требований к эффективности и устойчивости энергетических систем внедрение ЦД становится особенно актуальным. Они предоставляют возможность интеграции данных из различных источников, что позволяет повысить точность прогнозов и улучшить управление ресурсами.

ЦД включают в себя несколько ключевых компонентов: модели физических процессов, данные о состоянии объектов и интерфейсы для взаимодействия с пользователями. Модели физических процессов представляют собой математические описания, которые позволяют смоделировать поведение реальных систем. Данные о состоянии объектов собираются с помощью датчиков и других устройств, что обеспечивает актуальность информации [1]. Интерфейсы для взаимодействия с пользователями позволяют операторам и инженерам получать доступ к данным и управлять системами в режиме реального времени.

Классификация в энергетике может быть основана на различных аспектах, таких как уровень детализации, область применения и технологии [2]. Они могут быть использованы для моделирования отдельных компонентов, таких как генераторы или трансформаторы, а также для создания комплексных моделей, охватывающих целые энергетические сети. Внутренние процессы ЦД основаны на использовании методов и подходов, направленных на внедрение объектов в энергетику. Основные методологии включают:

1) моделирование физических процессов используется для описания динамики систем, таких как тепловые и электрические сети, что позволяет предсказывать их поведение в различных условиях;

2) линейное программирование – метод оптимизации распределения ресурсов, помогающий определить эффективные способы распределения электроэнергии между потребителями, минимизируя затраты и потери;

3) генетические алгоритмы применяются для решения сложных задач оптимизации, таких как планирование работы генераторов и распределение нагрузки, имитируя процесс естественного отбора для нахождения оптимальных решений;

4) методы машинного обучения (регрессионный анализ и нейронные сети) – обрабатывают большие объемы данных от цифровых моделей, выявляя скрытые зависимости и тренды, что улучшает качество прогнозирования и принятия решений.

В качестве конкретного примера можно рассмотреть внедрение ЦД в систему управления энергией на одном из крупных тепловых электростанций [3]. В этом случае была разработана модель, учитывающая все ключевые аспекты работы станции, включая генерацию, распределение и потребление энергии. Использование линейного программирования позволило оптимизировать график работы генераторов, что привело к снижению затрат на топливо на 10 %. Применение генетических алгоритмов для распределения нагрузки между генераторами позволило минимизировать время простоя оборудования и улучшить общую эффективность работы станции. В результате анализа данных, собранных в процессе эксплуатации ЦД, было установлено, что внедрение данной технологии привело к снижению эксплуатационных затрат на 15 % и увеличению общей производительности на 20 %.

Исследование цифровых двойников (ЦД) в энергетическом секторе открывает новые возможности для повышения эффективности и устойчивости систем через интеграцию с Интернетом вещей (IoT) и большими

данными, что позволяет собирать и анализировать данные в реальном времени [4]. Искусственный интеллект и машинное обучение, включая глубокое обучение для анализа временных рядов, повышают точность предсказаний потребления энергии и сокращают время отклика на изменения. Моделирование интегрированных сетей возобновляемых и традиционных источников энергии способствует созданию более устойчивых систем, способных адаптироваться к изменениям в спросе и предложении. Оценка экономической эффективности внедрения ЦД помогает выявить новые бизнес-модели и стратегии, поддерживая обоснованные инвестиционные решения. В то же время вопросы устойчивости и безопасности, включая защиту от кибератак, становятся критически важными для защиты инфраструктуры и данных, что повышает доверие к технологиям и способствует их более широкому внедрению.

Внедрение в энергетический сектор имеет множество практических преимуществ:

1) помогают энергетическим компаниям снизить свои эксплуатационные расходы и увеличить прибыль за счет более эффективного управления ресурсами [5];

2) обеспечивают более точное прогнозирование потребления энергии, что позволяет компаниям лучше обслуживать своих клиентов и минимизировать перебои в поставках [6];

3) открываются возможности для создания новых бизнес-моделей, включая услуги на основе данных и гибкие тарифные планы;

4) способствуют более рациональному использованию ресурсов и переходу к устойчивым источникам энергии, что отвечает современным вызовам изменения климата и необходимости охраны окружающей среды [7; 8].

Таким образом, цифровые модели представляют собой ключевой инструмент для оптимизации работы объектов в энергетическом секторе, обеспечивая повышение эффективности, безопасности и надежности систем. Их применение позволяет операторам глубже понимать состояние оборудования, прогнозировать его поведение и принимать обоснованные решения на основе анализа данных. В условиях глобальных изменений климата и растущего спроса на энергию, дальнейшие исследования в этой области могут привести к созданию более устойчивых и безопасных энергетических решений. Ожидается, что цифровые модели станут стандартом в управлении энергетическими системами, способствуя их устойчивому развитию и инновациям.

Источники

1. Халиулин Р.А. Цифровые двойники как инструмент мониторинга производственных процессов в индустрии 4.0 // Известия Самарского научного центра РАН. 2023. № 2 (112). С. 45–50.
2. Царев М.В., Андреев Ю.С. Цифровые двойники в промышленности: история развития, классификация, технологии, сценарии использования // Приборостроение. 2021. № 7. С. 517–531.
3. Bin Xu, June Wang, Xinpeng Wang, Zhihong Liang. A case study of digital-twin-modelling analysis on power-plant-performance optimizations // Clean Energy. 2019. Vol. 3, Iss. 3. Pp. 227–234.
4. Ахметшин Э.Р. Цифровые технологии в энергетике // Проблемы науки. 2019. № 3 (39). С. 34–36.
5. Салов И.В., Щербатов И.А., Салова Ю.А. Применение цифровых двойников и киберфизических систем на объектах генерации тепловой энергии // International Journal of Open Information Technologies. 2022. № 3. С. 56–61.
6. Янушевская Я.С., Воркунов О.В. Точность измерений и снижение потерь. Интеллектуальные счетчики // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 460–463.
7. Сафиуллов Р.И., Валиуллина Д.М. Влияние электромобилей на устойчивость и загрузку распределительных сетей // Образование России и актуальные вопросы современной науки: сб. ст. VIII Всерос. науч.-практ. конф. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2025. С. 313–316.
8. Мухлисуллина А.Р., Валиуллина Д.М. Потери мощности из-за короны // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 370–372.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОДНОСТАВОЧНОГО И ДВУХТАРИФНОГО СЧЕТЧИКА: ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ВЫГОДА ДЛЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ И РАЗГРУЗКА ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ

Бабина А.М., Мухаметова Л.Р.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
pantherann@mail.ru

Многие потребители воспринимают счет за электроэнергию как неизбежную данность, не подозревая о возможности значительно его сократить. Простой переход на двухтарифный учет способен не только обеспечить существенную экономию семейного бюджета, но и стать вкладом в общенациональную задачу повышения надежности энергосистемы. В данной статье раскрывается механизм работы разных тарифных планов, приводится реалистичный расчет потенциальной выгоды и доказывается взаимосвязь между рациональным потреблением в быту и стабильностью работы электросетей.

Ключевые слова: одноставочный тариф, двухтарифный счетчик, многотарифный учет, экономия электроэнергии, ночной тариф, пиковая нагрузка, разгрузка сетей, дифференцированные тарифы.

Повседневный рост энергопотребления в домохозяйствах ставит перед потребителями вопрос оптимизации расходов, а перед энергокомпаниями – проблему перегрузки сетей в часы пик. Классический одноставочный тариф, при котором стоимость киловатт-часа постоянна в течение суток, отличается простотой, но не стимулирует к рациональному распределению нагрузки [1, с. 45]. В качестве современной альтернативы предлагается двухтарифная система, дифференцирующая стоимость электроэнергии в зависимости от времени суток.

При одноставочном тарифе потребитель оплачивает весь объем потребленной энергии по единой цене, независимо от того, когда она была использована – глубокой ночью или вечером в пик нагрузки. Эта система прозрачна и привычна, однако она не отражает реальной стоимости производства электроэнергии в разные периоды времени. Двухтарифная система вводит деление суток на две зоны. Дневная зона, как правило, действует с 7:00 до 23:00, и в этот период стоимость киловатт-часа устанавливается выше, чем при одноставочном тарифе. Ночная зона, с 23:00 до 7:00, напротив, предлагает значительно сниженную ставку, часто в два-четыре раза дешевле дневной [2]. Для учета по зонам суток необходимо установить специальный многотарифный счетчик.

Экономическая выгода для потребителя при переходе на двухтарифную систему носит не автоматический, а сознательный характер. Если значительная часть потребления, например, 30–50 процентов, переносится на ночь, экономия на оплате электроэнергии может достигать 25–40 процентов [3, с. 60]. Для наглядности был проведен расчет. Одноставочный тариф составляет 4,88 рублей за киловатт-час. При месячном потреблении в 300 киловатт-час расходы составят 1464 рублей. При двухтарифной системе дневная ставка пусть будет 5,61 рублей, а ночная – 3,42 рубля. Если потребитель будет использовать 180 киловатт-час днем и 120 ночью, его расходы составят 1420,2 рублей, что даст экономию в 43,8 рублей. Если же сместить большую нагрузку в ночной период, выравнивая потребление по 150 киловатт-час в каждой зоне, экономия возрастет до 110 рублей. Однако для домохозяйств, которые не имеют технической или бытовой возможности перенести работу мощных электроприборов на ночь, двухтарифный счетчик может не принести финансовой выгоды, а в редких случаях даже увеличить расходы из-за повышенной дневной ставки.

Помимо частной экономической выгоды, двухтарифная система учета создает значительный общесетевой положительный эффект. Электросети проектируются с учетом максимальных пиковых нагрузок, которые возникают в утренние и вечерние часы, когда одновременно включается большое количество приборов. Для покрытия этих пиков энергокомпаниям приходится задействовать менее эффективное и дорогое резервное оборудование. [1, с. 78]. Более равномерная загрузка базовых генерирующих мощностей, таких как атомные и тепловые электростанции, повышает общую эффективность и надежность энергосистемы страны [4, с. 36]. Таким образом, действия отдельного потребителя, направленные на собственную экономию, в совокупности создают значительный социально-экономический эффект [5].

Двухтарифная система учета электроэнергии представляет собой взаимовыгодный механизм. Для потребителя она открывает путь к снижению счетов за коммунальные услуги через грамотное планирование режима энергопотребления. Для энергосистемы в целом она служит инструментом повышения устойчивости, надежности и экономической эффективности. Решение о переходе на двухтарифный счетчик требует индивидуального анализа, но для активно развивающихся домохозяйств с высоким уровнем оснащенности электроприборами такой шаг является логичным и финансово оправданным, способствуя не только личной экономии, но и рациональному использованию национальных энергоресурсов.

Источники

1. Сибикин Ю.Д. Энергосбережение в электроэнергетике и электро-технологиях учебное пособие. М.: Форум, 2019. 256 с.
2. Об утверждении Методических указаний по расчету регулируемых тарифов и цен на электрическую (тепловую) энергию на розничном (потребительском) рынке [Электронный ресурс]: Приказ Федеральной службы по тарифам от 6 августа 2004 г. № 20-э/2 (ред. от 16 декабря 2022 г.) // СПС «КонсультантПлюс» (дата обращения: 23.10.2025).
3. Петров А.В., Козлова И.С. Экономическая эффективность применения многотарифных систем учета электроэнергии в жилищном секторе // Энергосбережение. 2021. № 5. С. 58–63.
4. Гусев А.А. Управление нагрузкой электрических сетей как фактор повышения их надежности и экономической эффективности // Электро-энергия. Передача и распределение. 2020. № 3 (42). С. 34–39.
5. Янушевская Я.С., Воркунов О.В. Точность измерений и снижение потерь. Интеллектуальные счетчики // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 460–463.

ПОВЫШЕНИЕ ОГНЕСТОЙКОСТИ ДЕРЕВЯННЫХ СТОЕК ОПОР ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Баранов Б.М., Титов Е.В.
ФГБОУ ВО «АлтГТУ», г. Барнаул, Россия
bocha200002@mail.ru

Высокая пожарная опасность деревянных опор воздушных линий электропередачи (ВЛЭП) представляет собой серьезную проблему для энергетической безопасности и экологии окружающей среды. В статье проанализированы пути повышения огнестойкости деревянных стоек ВЛЭП. В работе систематизированы данные о критических параметрах воспламенения различных пород древесины, применяемых в электроэнергетике. Проведен анализ существующих методов защиты и предложено принципиальное решение в виде разработки комплексного огнезащитного покрытия на основе композиционных материалов. Научное нововведение заключается в системном подходе к оценке огнестойкости деревянных конструкций ВЛЭП с учетом их эксплуатационных характеристик. Практическая значимость исследования определяется возможностью существенного снижения тяжести последствий пожаров от воздушных линий электропередачи без существенного изменения используемой инфраструктуры.

Ключевые слова: параметры воспламенения, воздушная линия электропередач, критический тепловой поток, огнестойкость, вспученный вермикулит, эпоксидная смола, антипирен.

Проблема обеспечения пожарной безопасности объектов электроэнергетики остается чрезвычайно актуальной, особенно в регионах с высокой лесной пожарной опасностью. Деревянные опоры ВЛЭП, несмотря на развитие альтернативных материалов, продолжают широко использоваться в сетях 6–35 кВ благодаря оптимальному соотношению стоимости и эксплуатационных характеристик [2]. Однако природная горючесть древесины создает серьезные риски возникновения пожаров.

Статистические данные МЧС России свидетельствуют, что за 2024 г. более 30 тысяч пожаров возникло вследствие замыканий на воздушных линиях электропередачи [4]. Традиционные методы противопожарной защиты, включая антисептические пропитки и организационные мероприятия, не обеспечивают достаточного уровня безопасности. Необходима разработка новых технических решений, повышающих предел огнестойкости деревянных конструкций без ухудшения их механических характеристик.

Поэтому целью работы является разработка концепции повышения огнестойкости деревянных стоек ВЛЭП на основе комплексного анализа их эксплуатационных характеристик и современных огнезащитных технологий.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- 1) анализ критических параметров воспламенения древесины, применяемой в воздушных линиях электропередачи;
- 2) оценка эффективности существующих методов огнезащиты;
- 3) разработка принципов создания комплексных огнезащитных покрытий;
- 4) формулирование требований к перспективным огнезащитным материалам.

Исследованию горючести древесины посвящены работы Асеевой Р.М., Серкова Б.Б. и других ученых [1]. Установлено, что процесс воспламенения древесины характеризуется критическим тепловым потоком $q_{кр}$, и температурой воспламенения $t_{за}$. Сравнивая с соответствующими характеристиками открытого огня, имеется возможность провести оценку способности древесины сопротивляться воспламенению. В таблице представлены сравнительные характеристики различных пород древесины.

Критические параметры воспламенения древесины

Порода древесины	Показатели	
	$q_{кр}$, кВт/м ²	$t_{за}$, °C
Сосна российская	12,5	340,0
Сосна тхонгкарибэ (Китай)	10,8	387,7
Ель	9,7	370,1
Эвкалипт	14,3	335,7
Акация колей	6,5	319,8
Акация кеотайтунь	7,0	308,9

Анализ данных из таблицы показывает, что даже наиболее устойчивые породы древесины имеют недостаточное сопротивление воспламенению для условий эксплуатации ВЛЭП. Используемые методы огнезащиты, такие как пропитка антипиренами, не решают проблему полностью из-за ограниченного срока службы и вымывания защитных составов [3]. Кроме этого, эти методы не обеспечивают необходимой долговечности и эффективности [4; 5].

Поэтому предлагается принципиально новый подход – создание наружного теплозащитного покрытия на основе композиционных материалов. Перспективными материалами для создания таких покрытий могут стать модифицированные композиты на основе эпоксидных смол (УП-631, УП-637) с наполнителями из вспученного вермикулита и антипиренов. Эти покрытия в этом случае должны удовлетворять следующим требованиям:

- теплоизоляционные свойства (коэффициент теплопроводности не более 0,1 Вт/м·К);
- негорючесть (группа горючести НГ по ГОСТ 30244);
- атмосферостойкость (срок службы не менее 15 лет);
- технологичность нанесения.

Таким образом, проведенный анализ показывает недостаточную эффективность известных методов повышения огнестойкости деревянных опор воздушных линий электропередачи. Повышение предела их огнестойкости предлагается добиться за счет использования комплексного огнезащитного покрытия. В рамках дальнейшего развития предложенной концепции будут реализованы экспериментальные исследования оптимального состава огнезащитных композиций, разработка технологии нанесения покрытий в условиях эксплуатации ВЛЭП, исследование долговечности покрытий в различных климатических условиях и оценка экономической эффективности предлагаемых решений. Внедрение разрабатываемых решений позволит существенно повысить пожарную безопасность объектов электроэнергетики без значительного увеличения эксплуатационных расходов.

Источники

1. Асеева Р.М., Серков Б.Б., Сивенков А.Б. Горение и пожарная опасность древесины [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/gorenie-i-pozharnaya-opasnost-drevesiny/viewer> (дата обращения: 05.11.2025).
2. Баранов Б.М. Использование сверхвысокочастотного электромагнитного поля для высушивания стоек деревянных опор ВЛЭП.
3. Зацепина И.О. Количественная зависимость основных причин возникновения пожаров в России от региональных факторов [Электронный ресурс]. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/kolichestvennaya-zavisimost-osnovnyh-prichin-vozniknoveniya-pozharov-v-rossii-ot-regionalnyh-faktorov/viewer> (дата обращения: 05.11.2025).
4. Моделирование процессов высокочастотной сушки деревянных опор в вакуумной камере / Д.А. Коренков, А.Н. Качанов, А.А. Ревков, О.В. Воркунов // Международный симпозиум «Устойчивая энергетика и энергомашиностроение – 2021 (SUSE-2021)»: материалы Междунар. конф. с размещением в Междунар. базе Scopus. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2021. С. 740–753.
5. Салахова М.М., Куракина О.Е. Применение искусственного интеллекта в энергетике // Технологический суверенитет и цифровая трансформация: материалы Междунар. науч.-техн. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 312–315.

ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 6–10 КВ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ

Баянов А.Р., Маклецов А.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ» г. Казань, Россия
askarbaanov2@gmail.com

Представлен комплексный анализ технического состояния силовых кабельных линий (КЛ) напряжением 6–10 кВ, которые являются ключевым элементом систем электроснабжения промышленных, городских и сельскохозяйственных объектов. Рассмотрены основные виды и причины повреждений кабелей, такие как естественное старение изоляции, механические воздействия, дефекты прокладки и коррозия. Особое внимание уделено высокому уровню физического износа существующей кабельной инфраструктуры. Проанализированы современные методы диагностики, включая разрушающий и неразрушающий контроль, а также перспективные направления повышения надежности эксплуатации КЛ на основе внедрения информационных технологий, экспертных систем и нейросетевого моделирования.

Ключевые слова: кабельная линия 6–10 кВ, техническое состояние, повреждения, износ, надежность, диагностика, неразрушающий контроль, информационные технологии, агропромышленный комплекс.

Кабельные линии (КЛ) напряжением 6–10 кВ составляют основу распределительных электрических сетей России, общая протяженность которых в сетях ПАО «Россети» превышает 1 млн км [1]. Их значительная доля приходится на системы электроснабжения агропромышленного комплекса (АПК), для которого бесперебойное и качественное энергоснабжение является критически важным фактором. В условиях концентрации предприятий АПК в крупных населенных пунктах наблюдается устойчивая тенденция к замене воздушных линий (ВЛ) на кабельные, что обуславливает актуальность задач по оценке и поддержанию их технического состояния.

1. Анализ технического состояния и повреждаемости КЛ 6–10 кВ.

Существующий парк КЛ 6–10 кВ в значительной степени представлен кабелями с бумажно-масляной изоляцией и алюминиевыми жилами. Несмотря на то, что показатель повреждаемости КЛ (10–25 повреждений на 100 км в год) ниже, чем у ВЛ, их техническое состояние вызывает серьезную озабоченность [1, 4]. Анализ причин отказов показывает следующее распределение:

- 1) естественное старение изоляции – 31 %;
- 2) механические повреждения – 30 %;

- 3) дефекты прокладки – 20 %;
- 4) заводские дефекты – 10 %;
- 5) коррозия оболочек – 9 %.

Наиболее распространенным видом повреждения в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью является однофазное замыкание на землю (ОЗЗ), часто возникающее вследствие пробоя изоляции [5]. Многие ОЗЗ носят неустойчивый характер и самоустраиваются, что объясняется самовосстанавливающимися свойствами бумажно-масляной изоляции [2].

Физический износ кабельных сетей достигает 70–80 %. Например, в сетевых компаниях типа ПАО «Кубаньэнерго» значительная часть КЛ эксплуатируется длительное время: до 25 лет – 45,56 % КЛ; от 25 до 37,5 лет – 29,04 %; от 37,5 до 50 лет – 21,09 %; свыше 50 лет – 2,32 %. Такой высокий уровень износа напрямую влияет на надежность электроснабжения.

2. Методы диагностики и контроля технического состояния КЛ.

Определение технического состояния КЛ является ключевой задачей эксплуатации. Все методы диагностики можно разделить на две группы: разрушающего и неразрушающего контроля [3].

Методы разрушающего контроля (испытания повышенным напряжением промышленной частоты, выпрямленным током, импульсным напряжением и др.) позволяют оценить прочность изоляции, но при этом сами оказывают на нее негативное воздействие, дополнительно сокращая ресурс уже изношенных кабелей [4].

В этой связи все более востребованными становятся методы неразрушающего контроля. Они позволяют без отключения линии или с минимальным вмешательством оценить состояние изоляции, определить место и вид повреждения, а также спрогнозировать остаточный ресурс КЛ. Это создает основу для перехода к системе технического обслуживания и ремонта (ТОиР) «по фактическому состоянию», что повышает экономическую эффективность и надежность эксплуатации [5, 6].

3. Современные технологии повышения надежности КЛ.

Совершенствование эксплуатации КЛ связано с внедрением новых информационных технологий и систем поддержки принятия решений. Развитие стратегий управления производственными активами обусловило применение: информационных моделей для комплексного учета состояния оборудования; экспертных систем для поддержки решения технических задач мониторинга и диагностики; нейросетевых моделей для прогнозирования состояния оборудования, оценки потенциала развития и оптимизации хозяйственной деятельности предприятий [7].

Проведенный анализ показывает, что кабельные линии 6–10 кВ, являясь критически важным активом распределительных сетей, характеризуются высоким уровнем износа и специфическими видами повреждений. Для обеспечения их надежной и экономически эффективной эксплуатации необходим переход от традиционных методов испытаний к современной системе диагностики, основанной на неразрушающих методах контроля и прогнозной аналитике. Интеграция информационных моделей, экспертных систем и нейросетевых технологий в процессы управления эксплуатацией и ремонтами позволяет оптимизировать затраты и существенно повысить надежность электроснабжения агропромышленного комплекса.

Источники

1. Положение ПАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. М.: ПАО «Россети», 2013. 196 с.
2. Сазыкин В.Г. Повышение энергобезопасности агропромышленных районов Кубани // Чрезвычайные ситуации: промышленная и экологическая безопасность. 2011. № 1-3 (6-8). С. 160–164.
3. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г., Холодняк С.В. Техническое состояние агропромышленных кабельных линий напряжением 6–10 кВ // Актуальные проблемы энергетики АПК: материалы V Междунар. науч.-практ. конф. Саратов: Буква, 2014. С. 174–178.
4. Султанов Г.А., Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г. Современные технологии проектирования систем электроснабжения // Труды Кубанского государственного аграрного университета. 2015. № 52. С. 224–228.
5. Виноградов А.В., Перьков Р.А. Анализ повреждаемости электрооборудования электрических сетей и обоснование мероприятий по повышению надежности электроснабжения потребителей // Вестник НГИЭИ. 2015. № 12. С. 12–21.
6. Хамадеева З.Р., Воркунов О.В. Методы поиска мест повреждений кабельных линий // Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники: материалы IV Всерос. науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2022. С. 80–85.
7. Козлов В.К., Валиуллина Д.М. Определение степени старения трансформаторного масла по тангенсу угла диэлектрических потерь // Наука и образование в условиях мировой нестабильности: проблемы, новые этапы развития: материалы II Междунар. науч.-практ. конф. Ростов-на-Дону: Общество с ограниченной ответственностью «Манускрипт», 2022. Ч. 1. С. 295–308.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДЕФЕКТОВ НА СОБСТВЕННЫЕ ЧАСТОТЫ КОЛЕБАНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ИЗОЛЯТОРОВ

Беляков К.Ю.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

belyakov.kamil@mail.ru

Науч. рук.: доц. Владимиров О.В.

В работе рассматривается актуальная задача дистанционной бесконтактной диагностики высоковольтных изоляторов – ключевого элемента электрических сетей, обеспечивающего их надёжность. Традиционные методы, требующие отключения потребителей, сопряжены со значительными финансовыми и репутационными потерями, что обуславливает необходимость разработки альтернативных подходов.

Ключевые слова: диагностика электрооборудования, дефект, частотно-временной анализ

Диагностика состояния высоковольтных изоляторов – важнейшая задача обеспечения надёжности электрических сетей [1]. Для существующих энергетических систем характерна эксплуатация большого количества высоковольтных изоляторов на малом пространстве, в таких условиях становится актуальным применение дистанционной бесконтактной диагностики под рабочим напряжением, так как любое технологическое отключение потребителей влечет за собой большие финансовые и имиджевые потери [2, 3].

На кафедре «Электроснабжение промышленных предприятий» Казанского государственного энергетического университета разработан и создан ОптоАкустический Измерительно-Диагностический Комплекс (ОАИДК) [4].

С помощью ОАИДК были проведены серии экспериментов с исправными и дефектными изоляторами.

Возбуждение свободных колебаний производилось системой дистанционного возбуждения акустических колебаний на базе твердотельного лазера LS-2147N/2. Параметры колебания от объекта исследования регистрировались лазерным виброметром.

Записанный в цифровой форме сигнал преобразовывался в амплитудный спектр с помощью процедуры быстрого преобразования Фурье. Процедуры преобразований реализованы с помощью программного обеспечения, разработанного в среде графического программирования LabVIEW. Проводился анализ спектров.

Сигнал и спектр исправного изолятора ИОС-35-500-01 показаны на рис. 1, а сигнал и спектр изолятора с дефектом в виде микротрещины размером 2 мм – на рис.2.

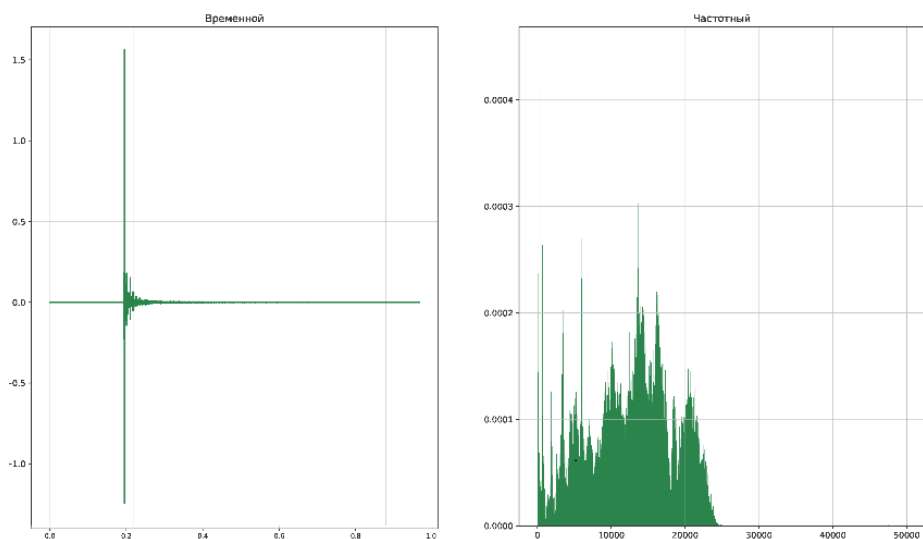


Рис. 1. Амплитудно-временной сигнал и частотный спектр исправного изолятора

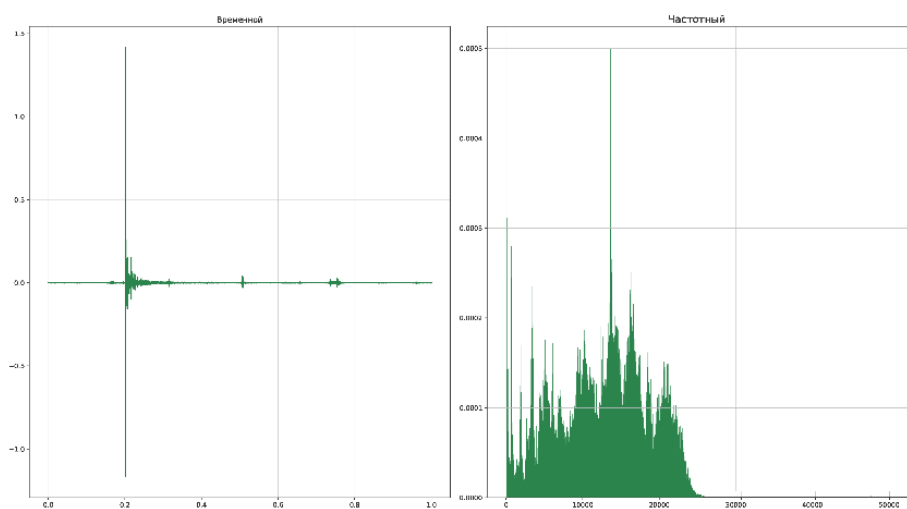


Рис. 2. Амплитудно-временной сигнал и частотный спектр изолятора с дефектом

Из анализа спектров видно, что основные моды колебаний находятся в диапазоне 1–5 кГц и 12–18 кГц, амплитуда которых с появлением дефекта значительно увеличивается.

Кроме того, амплитуда не просто увеличивается на каких-то конкретных частотах, а происходит перераспределение энергии колебаний по частотам спектра. Очевидно, что для анализа спектров целесообразно использовать целевые функции сравнения (корреляция между спектрами, статистика амплитуд и др.)

Таким образом, в результате проделанной работы экспериментально получены и проанализированы амплитудно-временные сигналы и частотные спектры исправного изолятора и изолятора с дефектом. Установлено, что анализ спектров позволяет выявлять дефекты изолятора в виде микро-трещины. Дальнейшие экспериментальные исследования позволят создать

базу данных исправных и дефектных изоляторов, выбрать оптимальный способ анализа виброакустических сигналов и разработать методику контроля технического состояния электрических изоляторов.

Источники

1. Обзор аварийности и травматизма в электроэнергетических системах государств-участников СНГ за 2020 год: инф. бюл. № 21. М., 2021. 141 с.

2. Бесконтактный лазерный контрольно-измерительный комплекс для определения уровня прессовки обмоток и магнитопровода силового трансформатора / В.Р. Басенко, О.В. Владимиров, И.В. Ившин, М.Ф. Низамиев // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23, № 3. С. 140–153. DOI: 10.30724/1998-9903-2021-23-3-140-153.

3. Испытания изоляции электрических аппаратов / Р.И. Нигматзянов, Д.Р. Абдрашитов, О.Е. Куракина, О.В. Воркунов // Заметки ученого. 2022. № 6. С. 204–206.

4. Беляков К.Ю. Интеллектуальная система оптоакустической диагностики электрооборудования с внедрением модели машинного обучения // Материалы XXVIII Всерос. аспирантско-магистерский науч. семинар, посвящ. Дню энергетика: в 3 т. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2024. С. 33–37.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПИКОВЫХ НАГРУЗОК В УСЛОВИЯХ КЛИМАТИЧЕСКИХ АНОМАЛИЙ: АНАЛИЗ ДАННЫХ ОЭС ЮГА ЗА 2024–2025 ГОДЫ

Бикчантаев Э.Р., Ильина А.А.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
Ed.bikt@mail.ru, l1ka02@yandex.ru
Науч. рук.: доц. Сафин М.А.

Рекордные температурные показатели летнего периода 2024–2025 годов в Объединенной энергосистеме Юга обусловили последовательное превышение исторических максимумов потребления электрической мощности. Анализ оперативных данных АО «СО ЕЭС» показывает необходимость совершенствования методов прогнозирования для надежного функционирования энергосистемы в условиях экстремально-высоких температур. Исследование демонстрирует эффективность адаптивных алгоритмов машинного обучения для оперативного управления нагрузкой.

Ключевые слова: прогнозирование нагрузки, ОЭС Юга, климатические аномалии, машинное обучение, пиковое потребление, мощность, температура.

Экстремально-высокие температуры летнего периода 2024–2025 годов в регионах Объединенной энергосистемы Юга стали вызовом для оперативно-диспетчерского управления. По данным АО «СО ЕЭС», 30 июля 2025 года в ОЭС Юга установлен новый максимальный уровень потребления электрической мощности в размере 21 345 МВт, что на 219 МВт превысило предыдущее значение от 17 июля 2024 года [1]. Особенностью периода стало одновременное установление рекордов в нескольких территориальных энергосистемах при различных температурных условиях.

Целью исследования является разработка модели прогнозирования пиковых нагрузок на основе актуальных данных 2024–2025 годов с учетом региональных температурных особенностей. Актуальность работы обусловлена необходимостью предотвращения аварийных ситуаций в условиях роста климатической нестабильности.

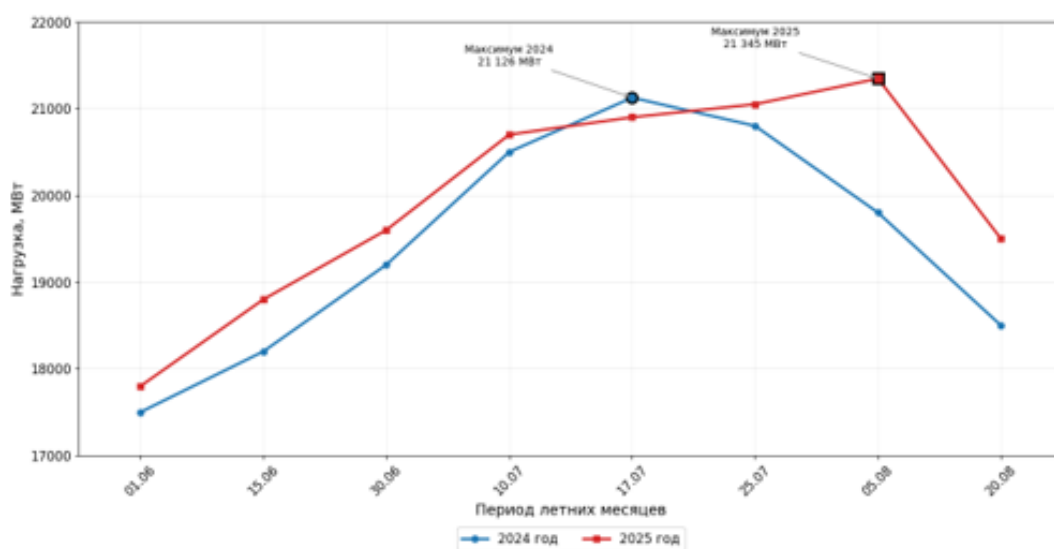
Исследование включало сбор и анализ данных с официального портала АО «СО ЕЭС» за период с января 2024 по июль 2025 года. Особое внимание уделялось периодам высоких температур с детализацией по территориальным энергосистемам. Для прогнозирования использовалась модифицированная модель градиентного бустинга (CatBoost) с дополнительными признаками: среднесуточная температура, отклонение от климатической нормы, коэффициент туристической активности.

Результаты анализа динамики потребления в ОЭС Юга представлены в таблице.

Сравнительный анализ пиковых нагрузок в ОЭС Юга

Параметр	17.07.2024	30.07.2025	Изменение
Максимум потребления, МВт	21 126	21 345	+219
Среднесуточная температура, °С	29,8	27,5	-2,3
Температурная чувствительность, МВт/°С	385	412	+7%

Как показали расчеты, рост потребления в июле 2025 года сопровождался более высокой температурной чувствительностью нагрузки по сравнению с аналогичным периодом 2024 года.



Рост пиковых нагрузок в ОЭС Юга в летние периоды 2024–2025 годов

Анализ региональных особенностей выявил значительную неоднородность роста нагрузок. В энергосистеме Краснодарского края и Республики Адыгея зафиксирован абсолютный исторический максимум 6 547 МВт при температуре 30,2°С, что на 439 МВт превышает показатель 2024 года. При этом в Республике Крым и г. Севастополь новый летний максимум 1 687 МВт установлен при температуре 28,5 °С, что демонстрирует различную температурную зависимость в регионах ОЭС Юга.

Разработанная модель прогнозирования показала среднюю абсолютную процентную ошибку 1,2% на тестовой выборке данных за июль 2025 года, что на 0,8 процентных пункта лучше традиционных методов. Ключевым фактором точности стало учет региональных особенностей температурной чувствительности и сезонных коэффициентов туристической активности.

Экономический эффект от внедрения усовершенствованной системы прогнозирования оценивается в 120–150 млн рублей ежегодно для ОЭС Юга за счет оптимизации использования пиковых мощностей и снижения резервов [2]. Особую значимость точное прогнозирование приобретает в условиях наблюдаемого тренда на учащение экстремальных погодных явлений.

Полученные результаты согласуются с мировыми исследованиями в области климатической адаптации энергосистем. Как отмечают эксперты Международного энергетического агентства, точное прогнозирование пиковых нагрузок становится критически важным для надежности энергоснабжения в условиях глобального изменения климата [3].

В заключение следует отметить, что анализ данных 2024–2025 годов подтверждает необходимость развития адаптивных систем прогнозирования, учитывающих региональные особенности и климатические тренды. Дальнейшие исследования будут направлены на интеграцию прогнозных моделей с системами управления распределенной генерацией.

Источники

1. В Объединенной энергосистеме Юга отмечены новые максимумы потребления электрической мощности [Электронный ресурс]: пресс-релиз АО «СО ЕЭС» от 30 июля 2025 г. URL: <https://www.so-ups.ru/news/> (дата обращения: 30.07.2025).

2. Годовой отчет АО «СО ЕЭС» за 2024 год [Электронный ресурс]. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/annual-reports/ups_annual_report_2024.pdf (дата обращения: 30.07.2025).

3. International Energy Agency. Climate Resilience in Power Systems – 2025 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iea.org/reports/climate-resilience-in-power-systems-2025> (дата обращения: 30.07.2025).

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К МОНИТОРИНГУ ОБЛЕДЕНЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 110 кВ С ПРИМЕНЕНИЕМ БЕСПИЛОТНЫХ АВИАЦИОННЫХ КОМПЛЕКСОВ И НЕЙРОСЕТЕВЫХ АЛГОРИТМОВ

Бурганов К.Р.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
phenvexx@yandex.com
Науч. рук.: доц. Шарипов И.И.

Разработана комплексная методика автоматизированного выявления гололедных образований на проводах воздушных линий электропередачи 110 кВ с использованием беспилотных авиационных комплексов и глубоких нейронных сетей. Предложенный подход учитывает климатические особенности Приволжского федерального округа и демонстрирует точность 94,7 % при детектировании критического обледенения.

Ключевые слова: беспилотные летательные аппараты, компьютерное зрение, воздушные линии электропередачи.

Обледенение проводов воздушных линий электропередачи 110 кВ представляет серьезную угрозу для надежности энергосистемы России, приводя к масштабным авариям и значительным экономическим потерям. В Приволжском федеральном округе с его специфическим климатом, характеризующимся частыми перепадами температур и повышенной влажностью в зимний период, вероятность образования гололедных отложений увеличивается экспоненциально. Традиционные методы визуального контроля и инструментального мониторинга демонстрируют недостаточную эффективность в условиях цифровой трансформации энергетики, что подтверждается актуальными исследованиями в области внедрения технологий искусственного интеллекта [1].

Разработана трехэтапная методология, основанная на современных достижениях искусственного интеллекта и компьютерного зрения. На первом этапе построена детализированная карта климатических рисков для энергообъектов Приволжского федерального округа с использованием передовых подходов цифровой трансформации [2]. Модель учитывает исторические метеоданные за последние 10 лет, включая температурные профили, влажность воздуха, скорость и направление ветра.

На втором этапе проведена серия летных испытаний с применением беспилотных авиационных комплексов, оснащенных multispectral камерами высокого разрешения и лидарами. В ходе испытаний сформирован репрезентативный датасет из 12 000 аннотированных изображений,

содержащих различные типы гололедных образований. Особое внимание уделялось съемке в сложных погодных условиях, характерных для региона.

На третьем этапе создана усовершенствованная нейросетевая архитектура IceNet-V2, комбинирующая методы обработки пространственных данных и временных последовательностей с применением аддитивных технологий [3]. Архитектура включает модуль анализа текстурных характеристик и блок прогнозирования динамики обледенения.

Апробация разработанной системы проводилась в течение зимнего сезона 2024 года на территории Республики Татарстан. Результаты показали точность детектирования критического обледенения 94,7 %, что существенно превышает показатели традиционных методов мониторинга. Система продемонстрировала способность прогнозировать гололедообразование с заблаговременностью 4–6 часов, что потенциально позволяет предотвращать до 82 % аварийных ситуаций на объектах электросетевого хозяйства Приволжского федерального округа.

Использование современных композитных материалов в конструкции БПЛА [4] позволило обеспечить надежность работы системы в экстремальных погодных условиях при температуре до -35°C . Особенности конструктивного исполнения беспилотных аппаратов обеспечили стабильность полета при скорости ветра до 15 м/с.

Архитектура системы мониторинга включает три взаимосвязанных модуля. Модуль сбора данных обеспечивает получение информации с разнородных сенсоров: мультиспектральных камер, метеорологических датчиков и систем позиционирования. Применение аппарата нейронных сетей обеспечило высокую точность распознавания образов при обработке видеопотоков с БПЛА в реальном времени.

Модуль предварительной обработки реализует сложный конвейер нормализации и аугментации изображений, включающий алгоритмы повышения резкости и компенсации атмосферных помех. Для обработки видеопотока используются специализированные алгоритмы стабилизации, адаптированные для работы в условиях турбулентности.

Валидация системы проводилась на участках воздушных линий общей протяженностью 215 км, расположенных в различных климатических зонах Приволжского федерального округа. В ходе исследований зафиксировано 98 случаев обледенения различной интенсивности. Для количественной оценки эффективности использовались метрики precision (0,945), recall (0,941) и F1-score (0,943).

Наибольшую сложность для алгоритма представляли случаи комбинированного обледенения с налипанием мокрого снега, где точность детектирования снижалась до 0,912. Точность классификации типа обледенения (иней, изморозь, гололед) достигла 92,1 %, что имеет принципиальное значение для оценки механической нагрузки на провод. Использование БПЛА для решения задач «умного города» подтвердило универсальность предложенного подхода.

Внедрение системы мониторинга обеспечит снижение эксплуатационных затрат на 18 % за счет оптимизации графика противообледенительных мероприятий и сокращения количества ложных вызовов. Анализ безопасности группового применения беспилотных аппаратов показал перспективность масштабирования системы на крупные энергообъекты.

Дальнейшее развитие системы предусматривает интеграцию с мезомасштабными метеорологическими моделями для увеличения горизонта прогнозирования до 24 часов. Параллельно ведется разработка мобильного приложения для оперативного информирования диспетчерского персонала с реализацией push-уведомлений о критических изменениях ледовой нагрузки.

Разработанная методология позволяет осуществлять предиктивный анализ процесса гололедообразования с заблаговременностью 4-6 часов. Практическая реализация системы обеспечит существенный экономический эффект для энергокомпаний региона за счет снижения эксплуатационных затрат на 18 %. Экспериментально подтверждена эффективность применения усовершенствованных сверточных сетей для идентификации линейных объектов энергетической инфраструктуры. Установлена статистически значимая корреляция между визуальными характеристиками льда и его механическими свойствами с точностью классификации 92,1 %.

Источники

1. Гимадиева Р.Ф., Шарипов И.И. Внедрение аддитивных технологий и технологий искусственного интеллекта в образовательный процесс // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы IX Нац. науч.-практ. конф., посвящ. 55-летию КГЭУ. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2024. С. 309–311.

2. Рукавишников В.А., Прец М.А. Информационные технологии в цифровой трансформации // КОГРАФ-2021: материалы 31-й Всерос. науч.-практ. конф. по графическим информационным технологиям и системам. Нижний Новгород, : Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева, 2021. С. 81–85.

3. Валуик А.С., Хамитова Д.В. Использование аддитивных технологий при производстве промышленной техники // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы IX Нац. науч.-практ. конф., посвящ. 55-летию КГЭУ. Казань: Казан. гос. энерг. ун-т, 2024. С. 467–469.

4. Юдина А.Е., Максимов В.В. Переходные процессы электрических сетях и системы автоматизированного проектирования для их моделирования // Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники: материалы V Всерос. науч.-практ. (с междунар. участием) конф., посвящ. празднованию 55-летия КГЭУ: в 2 т. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. С. 358–361.

5. Шайхутдинов А.А., Валиуллина Д.М. Алгоритм автоматизированного определения показателей надежности SAIDI и SAIFI по данным система учета // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конференции. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 253–256.

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ТУРБИННЫХ УСТАНОВОК НА ТЭЦ

Валтиева Е.Н.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

valtiyevay@mail.ru

Науч. рук.: доц. Вилданов Р.Р.

Исследуется важная проблема оптимизации работы турбогенераторов на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ). Детально анализируется устройство и принципы работы ключевых компонентов теплового контура турбинных установок, приводятся способы оценки рабочих характеристик, определяющих показатели эффективности и экономии энергоресурсов. Предложены советы по подбору наилучших рабочих режимов и действия по улучшению технического обслуживания оборудования. Выводы исследования будут полезны для инженеров, занимающихся эксплуатацией, и специалистов отделов подготовки производства.

Ключевые слова: турбина, паровая турбина, электрогенерация, теплофикация, конденсация пара, выработка электроэнергии, расход топлива.

В энергетической политике турбинные агрегаты являются ключевым элементом любой электрогенерирующей станции. Основная задача ТЭЦ – это одновременное производство электричества и тепловой энергии, при этом результативность ее работы напрямую влияет на цену выпускаемой продукции. Турбины преобразуют энергию рабочей среды (пара) в электрическую энергию, следовательно, любые отклонения от проектных параметров приводят к значительному росту потребления топлива и повышенной нагрузке на оборудование.

Оптимизация рабочих характеристик турбин позволяет существенно повысить эффективность производства электроэнергии и тепла, сокращая издержки предприятия и уменьшая негативное воздействие на окружающую среду [1].

Основным элементом любой турбины является ротор, который вращается под действием пара высокого давления. Пара оказывает влияние на вращающий момент, скорость вращения вала и выработку электроэнергии.

Принцип работы турбины следующий.

1. Пар, сгенерированный котлом, проходит через систему подогрева и расширения.

2. В роторе происходит преобразование энергии пара в кинетическую энергию вращения.

3. Затем пар направляется в конденсатор, где он охлаждается и готовится к следующему циклу.

В энергетике чаще всего используют два типа турбин: конденсационные и теплофикационные.

Первые нужны в основном для выработки максимально возможного количества электроэнергии, так как весь пар в них полностью конденсируется.

Вторые работают иначе – они не только производят электричество, но и дают тепло для нужд потребителей, отбирая часть пара на отопление.

На эффективность любой турбины влияет целый набор параметров: температура и давление свежего пара, его влажность, расход охлаждающей воды, КПД установки, вакуум в конденсаторе и температурный напор в нагревателях [1].

Чтобы выбрать оптимальный режим работы, стремятся подобрать такие значения управляющих параметров, при которых расход топлива будет минимальным, а выработка энергии – максимальной. Для этого используют методы математической оптимизации, например линейное программирование или градиентный спуск, которые помогают учитывать ограничения и взаимное влияние тепловой и электрической нагрузки.

Методика подбора оптимального режима работы турбины обычно состоит из нескольких шагов, которые помогают понять, как оборудование ведёт себя в реальных условиях:

Сначала изучают паспортные данные, т. е. сравнивают фактические режимы работы турбины и котла с теми значениями, которые указаны заводом-изготовителем. Затем анализируют, как установка работает на самом деле, и сравнивают полученные показатели с проектными, чтобы выявить отклонения и возможные резервы для улучшения. После этого на основе собранной информации корректируют алгоритмы управления, чтобы система лучше адаптировалась к текущим условиям и могла работать экономично даже при изменении нагрузки. Чтобы турбины работали максимально эффективно, важно соблюдать несколько простых принципов: регулярно проводить техническое обслуживание и диагностику оборудования, следить за тепловыми параметрами, особенно за температурой пара, обеспечивать качественную водоподготовку, поддерживать чистоту трубопроводов и теплообменников, а также использовать автоматизированные системы контроля, которые помогают вовремя замечать отклонения и корректировать работу оборудования. Такой подход позволяет избежать ненужного расхода топлива, снижает риск аварийных остановок и продлевает срок службы техники.

Повышение качества регулирования рабочих параметров турбин на ТЭЦ играет важную роль в улучшении эффективности предприятия в целом. Постоянный анализ технологических процессов, применение автоматизированных систем наблюдения и своевременная корректировка параметров помогают предприятию укрепить свои позиции на рынке и положительно влияют на экономическое развитие региона.

Источники

1. Иванов М.С., Петров А.В. Паровые турбины и турбоустановки ТЭС. М., 2018. 123 с.

ВЛИЯНИЕ КВАНТОВАНИЯ СИГНАЛОВ ПО ВРЕМЕНИ И УРОВНЮ НА РАБОТОСПОСОБНОСТЬ ЦСАР

Валюк А.С., Ерашова Ю.Н.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

anastasia.valyuk@mail.ru, yuliya.kostina@mail.ru

Рассматривается влияние квантования сигналов по времени и по уровню на характеристики и производительность цифровых систем автоматического регулирования (ЦСАР). Показано, каким образом выбор шага квантования влияет на точность воспроизведения исходного аналогового сигнала, устойчивость системы и погрешности измерений. Определяются проблемы качества цифровых систем и предлагаются пути их минимизации.

Ключевые слова: цифровые системы автоматического регулирования (ЦСАР), квантование сигналов, частота дискретизации, коэффициент преобразования, пропускная способность каналов связи.

Современные цифровые системы автоматического регулирования (ЦСАР) строятся на цифровой элементной базе, что обеспечивает им высокую стабильность, гибкость и возможность реализации сложных алгоритмов. Однако переход от непрерывных к цифровым системам требует преобразования сигналов через квантование по времени (дискретизацию) и квантование по уровню. Оба этих процесса вносят в систему принципиально неустранимые погрешности, которые напрямую влияют на работоспособность, устойчивость и показатели качества ЦСАР. Актуальность темы заключается в необходимости глубокого понимания этих влияний для корректного проектирования, настройки и обеспечения надежной работы современных систем управления.

Дискретизация – замена непрерывного сигнала $x(t)$ его отсчётами в моменты времени $t = nT$, где T – период дискретизации. Влияние на систему: согласно теореме Котельникова, частота дискретизации должна быть как минимум вдвое выше максимальной частоты сигнала ($f_d \geq 2 f_{\max}$). При нарушении этого условия высокочастотные компоненты искажаются, воспринимаясь как низкочастотные. Это вызывает ложные сигналы, нарушающие работу регулятора. При дискретизации сигнала с шумом 10 кГц на частоте 5 кГц шум преобразуется в постоянную составляющую, вызывая дрейф скорости двигателя. Дискретизация вносит задержку $\tau \approx T/2$, уменьшающую запас по фазе системы. Это может привести к потере устойчивости. В контуре сервопривода большой период дискретизации снижает запас по фазе ниже критического уровня, вызывая автоколебания и потерю управляемости [1].

Квантование по уровню – это замена точного значения отсчета сигнала на ближайшее значение из конечного множества разрешенных уровней. Разность между истинным значением и квантованным называется ошибкой квантования. Квантование по уровню вносит в систему нелинейность, так как операция округления является нелинейной.

Основные последствия: ошибка квантования ведёт себя как шум в диапазоне $\pm \frac{q}{2}$ (q – шаг квантования), вызывая колебания управляющего воздействия. Система пытается отработать этот шум, что приводит к мелким высокочастотным колебаниям управляющего воздействия и выходной переменной, даже когда система в целом находится в установившемся режиме [2]. Например, система поддержания температуры в термостате. Пусть датчик температуры подключен к 8-битному аналого-цифровому преобразователю (АЦП) с диапазоном $0 \dots 100^\circ\text{C}$. Шаг квантования составит $q \approx 100/256 \approx 0,39^\circ\text{C}$. Это означает, что регулятор «не видит» изменений температуры меньше $0,4^\circ\text{C}$. Если заданное значение равно 50°C , а реальная температура $50,2^\circ\text{C}$, регулятор будет считать ее равной 50°C и не будет предпринимать действий, внося статическую ошибку. Кроме того, из-за шума квантования нагреватель будет постоянно включаться/выключаться на границах зоны нечувствительности. Система не может отработать рассогласование, меньшее шага квантования. Это создает вокруг заданного значения «мертвую зону», внутри которой регулятор неактивен.

В цифровой системе из-за квантования по уровню она может войти в режим незатухающих колебаний малой амплитуды (порядка $\sim q$), когда управляющий сигнал недостаточен для преодоления зоны квантования. Регулятор вырабатывает управляющий сигнал, но из-за квантования на цифро-аналоговом преобразователе (ЦАП) он оказывается недостаточным, чтобы сдвинуть систему с места. На следующем такте рассогласование сохраняется, и процесс повторяется [3]. Например, цифровой ПИ-регулятор (пропорционально-интегральный) в контуре давления, пусть для изменения давления на 1 Па требуется управляющее воздействие $0,01\text{ В}$, а шаг квантования ЦАП составляет $0,02\text{ В}$. Если для компенсации текущей ошибки требуется сигнал $0,015\text{ В}$, ЦАП выдаст либо $0,00\text{ В}$ (недостаточно), либо $0,02\text{ В}$ (избыточно). В первом случае ошибка накапливается, во втором – возникает перерегулирование. Процесс повторяется, и система входит в режим автоколебаний с амплитудой около $1\text{--}2\text{ Па}$, никогда не затухая.

Основные проблемы, возникающие вследствие недостаточного учета эффектов квантования: ухудшение точности воспроизведения сигнальной

волны, особенно при работе с высокочастотными сигналами; появление шумов квантования, влияющих на помехоустойчивость и общую надежность системы; ограниченность ресурсов вычислительной техники при большом числе уровней квантования и малых временных шагах; увеличение задержки сигнала в канале связи из-за необходимости обработки большого объема данных. Оптимальным решением является балансировка указанных параметров с целью максимизации качества регулирования при ограниченных аппаратных возможностях.

Квантование сигналов по времени и по уровню является не просто технической особенностью, а фундаментальным фактором, определяющим характеристики цифровой системы управления. Дискретизация накладывает жесткие ограничения на динамику системы через частоту Котельникова и вносит фазовое запаздывание, напрямую влияя на запас устойчивости. Квантование по уровню вносит аддитивный шум, создает зону нечувствительности и может быть причиной таких нелинейных явлений, как предельные циклы. Выбор шага квантования должен основываться на характеристиках регулируемого объекта, диапазоне ожидаемых частот сигналов и имеющихся технических средствах.

Источники

1. Афанасьев В.В., Прохоренко А.А. Основы теории автоматического управления. М.: Высшая школа, 2018.
2. Харламова Н.Н. Автоматическое регулирование и стабилизация сложных объектов: учебное пособие. СПб.: Политехника, 2020.
3. Карпов А.Г. Цифровые системы автоматического регулирования: учеб. пособие. М.: ТУСУР, 2015. 216 с.

СИСТЕМА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Вахитова М.И., Воркунов О.В.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
rita110824@yandex.ru, vorcunov_oleg@mail.ru

Рассматривается проблема прогнозирования гололедообразования на воздушных линиях электропередачи. Представлен подход к созданию системы прогнозирования на основе комплексного анализа метеопараметров и характеристик проводов. Описаны методы интеграции данных для расчета вероятности обледенения. Особое внимание уделяется анализу влияния температуры воздуха, влажности, скорости ветра и физических параметров проводов на интенсивность гололедообразования. Рассматриваются перспективы применения современных вычислительных алгоритмов для повышения точности и надежности прогнозных моделей.

Ключевые слова: гололед на ВЛ, прогнозирование обледенения, метеорологические факторы, характеристики провода, вероятность обледенения, надежность энергоснабжения.

Актуальность прогнозирования гололедообразования на воздушных линиях электропередачи обусловлена серьезными последствиями этого явления для энергосистем. Гололедные отложения вызывают значительное увеличение механической нагрузки на провода и опоры, приводя к их обрывам и масштабным авариям. Экономический ущерб от таких событий достигает значительных величин, что подтверждается статистическими данными за последние годы. Особую важность эта проблема приобретает в регионах с повышенной влажностью и частыми перепадами температур. Своевременное прогнозирование позволяет минимизировать риски повреждения элементов энергосистемы. Современные требования к надежности электроснабжения диктуют необходимость разработки эффективных методов предупреждения гололедных явлений [1, 2].

Процесс гололедообразования определяется комплексом взаимосвязанных метеорологических и конструктивных факторов. Ключевыми параметрами являются температура воздуха в диапазоне от 0 °С до –10 °С, влажность, скорость ветра и физические характеристики провода. Диаметр и материал провода существенно влияют на интенсивность образования гололедных отложений, что подтверждается экспериментальными исследованиями. Например, сталеалюминиевые провода разных сечений демонстрируют различную склонность к обледенению при одинаковых метеоусловиях. Важную роль играет также высота подвеса провода над землей. Учет этих параметров позволяет повысить точность прогностических моделей [3, 4].

Современные системы прогнозирования интегрируют данные метеонаблюдений с характеристиками элементов воздушных линий. Математические модели рассчитывают вероятность обледенения на основе теплового баланса провода и коэффициента аккреции. Точность прогноза повышается при учете локальных особенностей трассы ЛЭП и исторических данных об гололедных явлениях. Использование нейросетевых алгоритмов позволяет обрабатывать большие массивы разнородной информации в реальном времени. Для верификации прогнозов применяются данные с датчиков мониторинга состояния проводов. Статистическая обработка многолетних наблюдений помогает выявить региональные закономерности гололедообразования [5, 6].

Практическая реализация систем прогнозирования позволяет перейти от ликвидации последствий к предотвращению аварийных ситуаций. Заблаговременное получение информации об ожидаемом гололеде дает возможность планировать противообледенительные мероприятия. Внедрение таких систем способствует повышению надежности электроснабжения и снижению эксплуатационных затрат. Опыт эксплуатации в различных энергосистемах показывает эффективность данного подхода. Оперативное оповещение служб эксплуатации позволяет своевременно включать системы плавки гололеда. Это значительно сокращает продолжительность аварийных отключений и уменьшает материальный ущерб [7].

Таким образом, создание систем прогнозирования гололедообразования требует комплексного учета метеорологических условий и параметров проводов. Современные вычислительные методы позволяют с достаточной точностью определять вероятность обледенения. Разработка и совершенствование таких систем является важным направлением повышения надежности воздушных линий электропередачи. Дальнейшие исследования в этой области связаны с улучшением алгоритмов и расширением базы исходных данных. Перспективным направлением считается использование машинного обучения для учета нелинейных зависимостей между параметрами. Совершенствование методов прогнозирования будет способствовать повышению устойчивости работы энергосистем в сложных погодных условиях.

Источники

1. Стрижак В.В., Стрижак П.А. Оценка рисков и ущербов от гололедных аварий на объектах электроэнергетики // Энергетик. 2020. № 5. С. 34–40.

2. Макаров В.И., Бердников В.В. Физико-математическое моделирование процесса гололедообразования на проводах ВЛ // Известия РАН. Энергетика. 2018. № 4. С. 62–74.

3. Золотухин А.Б., Петров В.Г. Регрессионная модель для прогноза гололедных нагрузок на воздушные линии электропередачи с учетом местных метеоусловий // Гидрометеорологические исследования и прогнозы. 2019. № 2 (376). С. 112–125.

4. Закирзянов Р.Р., Валеев А.Ш. Применение нейронных сетей для краткосрочного прогноза гололеда на ВЛ 110–220 кВ // Надежность и безопасность энергетики. 2021. Т. 14, № 3. С. 258–265.

5. Воробьева К.Е., Максимов В.В. Система анализа вибрационных сигналов для диагностики состояния силовых трансформаторов // Тинчуринские чтения – 2023 «Энергетика и цифровая трансформация»: материалы Междунар. молод. науч. конф.: в 3 т. / под общ. ред. Э.Ю. Абдуллазянова. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. Т. 1. С. 45–48.

6. Экономические перспективы использования искусственного интеллекта в образовательном процессе студентами технического вуза / О.В. Воркунов, В.В. Максимов, О.Е. Куракина, А.В. Гильфанова // Экономика и управление: проблемы, решения. 2024. Т. 8, № 9 (150). С. 85–90.

7. Зайнетдинов А.Т., Воркунов О.В. Контроль воздушных линий электропередач методом аэрофотосъемки и стереофотограмметрия // Взаимодействие образования, науки и бизнеса: материалы Междунар. науч.-практ. конф. М.: Общество с ограниченной ответственностью «Научное партнерство «Апекс», 2018. С. 61–63.

АДДИТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ТУРБИННЫХ УСТАНОВКАХ КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ МАНЕВРЕННОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Вдовина В.А., Зинурова К.И.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
vik.ktor.ria@mail.ru, karinarazakova14@gmail.com
Науч. рук.: доц. Зинуров В.Э.

Рассматривается роль аддитивного производства в повышении маневренности турбинных установок в условиях роста доли возобновляемых источников энергии. Показано, что геометрически сложные решения, прежде всего конформные схемы охлаждения и решетчатые структуры, снижают локальные перегревы и «жесткость» температурных ограничений, ускоряя вывод блока в режим и расширяя безопасную работу на частичных нагрузках. Отмечено уменьшение термоциклирования и рост ремонтпригодности, что повышает готовность мощности. Раскрыто влияние улучшенной динамики турбины на оперативно-диспетчерское управление и участие в регулировании частоты и мощности. Подчеркнута увязка с цифровизацией через данные и модели состояния.

Ключевые слова: аддитивное производство, турбинные установки, маневренность, интеграция ВИЭ, конформное охлаждение, решетчатые структуры, оперативно-диспетчерское управление.

Рост доли возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в электро-энергетических системах повышает требования к гибкости традиционной генерации: блоки должны быстрее выходить на заданный режим, устойчиво и безопасно работать на частичных нагрузках и переносить более интенсивное термоциклирование при маневрировании. В этих условиях аддитивное производство (АП), то есть послойное изготовление деталей по цифровой модели, в турбинных установках становится не просто способом изготовления, а фактором повышения маневренности генерирующих мощностей и, следовательно, улучшения интеграции ВИЭ на уровне энергосистемы. Наиболее значимый вклад АП связан с возможностью создавать геометрически сложные внутренние полости и каналы, недостижимые или экономически нецелесообразные при традиционной обработке: конформные схемы охлаждения, решетчатые (каркасные) структуры, пористые вставки, локальные завихрители и интегрированные элементы теплоотвода [1]. За счет более равномерного температурного поля и снижения локальных перегревов уменьшается «жесткость» ограничений по темпам прогрева металла, что позволяет

ускорять пуск и уменьшать риск нештатных отклонений при выводе блока в режим. Параллельно улучшается устойчивость работы на частичных нагрузках: когда доля времени в регулирующих режимах растет, именно тепловые и вибрационные ограничения чаще всего «сужают» допустимый диапазон работы, а улучшенное охлаждение и оптимизированные элементы проточной части позволяют снижать температурные пики, удерживать допустимые напряжения и повышать запас устойчивости по вибрации. Снижение термоциклирования проявляется не только в уменьшении амплитуды циклов (за счет более равномерного охлаждения), но и в повышении повторяемости теплового состояния при типовых маневрах, что критично для ресурса горячего тракта и для планирования ремонтов; при этом АП также поддерживает ускоренное восстановление отдельных элементов (ремонтные наплавки и замена деталей сложной формы), сокращая простои и повышая готовность блока к включению [2].

Изменение характеристик турбины (минимально устойчивая нагрузка, скорость набора и сброса мощности, допустимая частота переключений, динамика ограничителей по температуре и вибрации) напрямую влияет на оперативно-диспетчерское управление (ОДУ): расширяется область допустимых траекторий разгрузки при росте генерации ВИЭ и повышается способность блока компенсировать внезапный провал ВИЭ без привлечения избыточных резервов. Улучшение маневренности повышает качество участия агрегата в регулировании частоты и мощности: растет ценность блока как управляемого ресурса, способного точнее следовать заданию и поддерживать частоту при быстрых возмущениях. Однако «плюс» по гибкости неизбежно предъявляет требования к корректной увязке с автоматикой и режимной безопасностью: при изменении тепловых и динамических характеристик требуется актуализация настроек систем регулирования турбины и генератора, а также согласование с релейной защитой и автоматикой (по температурным, вибрационным, перегрузочным и иным признакам), чтобы исключить как ложные срабатывания при допустимых маневрах, так и пропуск опасных режимов при ускоренном износе. Здесь возникает прямая увязка с цифровизацией электроэнергетических систем «от генерации до потребления»: АП по своей природе опирается на цифровую модель изделия, а эксплуатационный эффект зависит от работы с данными. Для турбинных узлов, изготовленных с применением АП, критичны данные датчиков температуры, давления, расхода и вибрации, а также диагностические признаки состояния каналов охлаждения и поверхностей; на их основе реализуемы цифровой двойник турбины, прогноз остаточного ресурса и адаптивный выбор траекторий пуска и маневрирования с автоматическим управлением

ограничениями. В результате АП становится технологической основой не только для «железа», но и для данных, которые позволяют точнее оптимизировать режимы агрегата и энергосистемы при высокой доле ВИЭ, повышая гибкость, надежность и управляемость.

Работа выполнена при поддержке Академии наук Республики Татарстан в рамках гранта на развитие программ передовых инженерных школ (ПИШ) республиканского значения «ТурбоПИШ».

Источники

1. Ойекан А.Ф., Хамитова Д.В. 3D-печать как новое научно-техническое направление // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы X Нац. науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 435–437.

2. Дмитриева С.Ю., Хамитова Д.В. Проблемы применения методов 3D-моделирования и 3D-печати в науке и производстве // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы X Нац. науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 410–412.

ПОЛИТИКА ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Воробьев А.Е.¹, Воробьев К.А.^{2,3}, Арзамасова А.Г.⁴

¹ФГБОУ ВО «ГГНТУ им. акад. М.Д. Миллионщикова», г. Грозный, Россия

²РУДН, г. Москва, Россия

³ИПКОН РАН, г. Москва, Россия

⁴ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

asaraf@mail.ru

Цифровизация энергетической отрасли является значимым направлением деятельности в политике развития российского государства. В статье рассмотрены определения понятия «цифровизация», описаны основные модели цифровой трансформации, детализирована цифровизация электрических сетей.

Ключевые слова: энергетическая отрасль, цифровизация, определения, модели и детализация.

Цифровизация – это довольно новая тенденция развития техники и технологий, которая существенным образом меняет существующий энергетический ландшафт и способствует непрерывному повышению имеющейся энергоэффективности, которая лежит в основе всех энергетических систем [1–3].

Появившиеся цифровые инновации предлагают новые способы рассмотрения существующих проблем энергоэффективности и поиска исключительных путей их решения [5], а также предоставляют совершенно новую возможность вывести энергоэффективность на новый уровень за счет улучшения нормативно-правовой базы и политической среды, аналитики данных и улучшения взаимодействия заинтересованных сторон во всех сегментах энергетического сектора – от генерации до потребления.

Так, в частности, цифровизация может снизить существующее энергопотребление жилых и коммерческих зданий примерно на 10 % [5]. Этого можно достичь за счёт внедрения датчиков Интернета вещей (таких, как интеллектуальные термостаты, которые могут работать как автоматически, так и дистанционно, включая/выключая/регулируя системы отопления/охлаждения до определённой температуры, интеллектуальные светильники или другие подобные интеллектуальные устройства, способные оптимизировать потребление в зависимости от потребностей и характера использования). Потребление энергии при строительстве зданий также может быть значительно снижено за счёт применения цифровых инструментов и технологий, а также предоставления более точной и актуальной информации по всей цепочке создания стоимости.

В настоящее время существует несколько общих определений такого важного понятия, как «цифровизация», которые различаются между собой в зависимости от используемого контекста. Так, оцифровка какого-либо технологического процесса, по своей сути, означает получение аналоговой информации и её кодирование в нули и единицы, чтобы компьютеры могли хранить, обрабатывать и передавать такую информацию.

Следовательно, «цифровизация» означает процесс преобразования физической или аналоговой информации в систематизированный цифровой формат, который можно хранить и обрабатывать для повышения производительности в будущем [5]. С другой стороны, термин «цифровизация» (также называемый цифровой трансформацией) относится к фактическому процессу использования цифровизации для принятия новых или усовершенствованных бизнес-решений, предназначенных для продвижения общей производительности, снижения стоимости, повышения безопасности и устойчивого развития энергетической отрасли [6].

Цифровизация, более частного порядка, означает использование цифровых технологий и данных (оцифрованных или изначально цифровых) в целях создания повышения эффективности технологий, возможной замены/трансформации имеющихся процессов и создания особой среды, для обеспечения цифрового производства, в основе которого лежит цифровая информация.

В настоящее время выделяют ряд основных показателей, характеризующих понятия «цифровизация» и «цифровая трансформация» (табл. 1).

Таблица 1

Основные показатели, характеризующие понятия «цифровизация» и «цифровая трансформация» [4]

Классификация индикаторов	Автоматизация/Цифровизация	Цифровая трансформация
1	2	3
Цель	Повышение производительности и эффективности работы	Кардинальное повышение конкурентоспособности компании и увеличение ее стоимости
Задачи	Оперативные решения	Маркетинговые аспекты
Роль	Обслуживание пользователей, программного обеспечения и системы	Генерация инновационных концепций для решения стоящих технико-технологических и маркетинговых требований

1	2	3
Функции	Решение и технология с хорошо понятным набором функций и результатов, измерений, сроков и примеров их внедрения в других организациях без изменения технологических процессов	Решения, основанные на инновационных технологиях
Зависимость от ИТ	Остановка информационных систем не приводит к остановке физической деятельности компании, поэтому возможен переход на использование электронных носителей информации	Реальная деятельность компании усиливается при обеспечении функционирования цифрового двойника физической реальности
Отношение к физической реальности	Физическая реальность в некоторой степени отражается в информационном пространстве компании	В качестве информационного пространства компании создается цифровой двойник/цифровая платформа
Управление	Руководитель ИТ-отдела, директор по информационным технологиям и т. д.	Программы цифровой трансформации возглавляются директором по цифровым технологиям и т. д.

Цифровизация обеспечивает необходимую инфраструктуру и интерфейсы для разумного и эффективного взаимодействия между производственными процессами и операторами [5].

Следующим этапом обеспечения цифрового производства является разработка концептуальной модели цифровой трансформации (рис. 1).



Рис. 1. Концептуальная модель цифровой трансформации

Важным элементом цифровизации производства является использование категории понятия «цифровая трансформация» и элементов, входящих в её состав (табл. 2).

Таблица 2

Категории понятия «цифровая трансформация» и элементы, входящие в ее состав

Технологии	Управление/Процессы	Люди
Данные Мобильные устройства Облако Социальные сети Большие данные Искусственный интеллект Интернет вещей Программное обеспечение Аналитика Кибербезопасность Встроенные устройства Торговые площадки приложений	Стратегии Бизнес-модели Операционные модели Деловая деятельность Новые услуги Операционные процессы Механизм координации Продукты Организационная культура Организационная структура	Клиенты Руководители Таланты Сотрудники/рабочая сила/менеджеры по персоналу Поставщики Владельцы Компетенции Заинтересованные стороны Партнеры

В настоящее время были детально рассмотрены ключевые элементы цифровой интеграции в энергетическом ландшафте [5]:

а) ценностное предложение:

- повышение эффективности системы;
- инновационные бизнес-модели;
- эффективная разработка и реализация политики;

б) основные преимущества:

- доступность данных и удобство использования;
- автоматизация и связь
- расширение прав и возможностей потребителей и других заинтересованных сторон;

с) основные ресурсы:

- цифровые технологии и платформы;
- соответствующая экспертиза различных сегментов;
- четкое лидерство и коммуникация.

Рассмотренные аспекты цифровизации производства позволяют осуществить и раскрыть интерактивную структуру его цифровой трансформации (рис. 2).

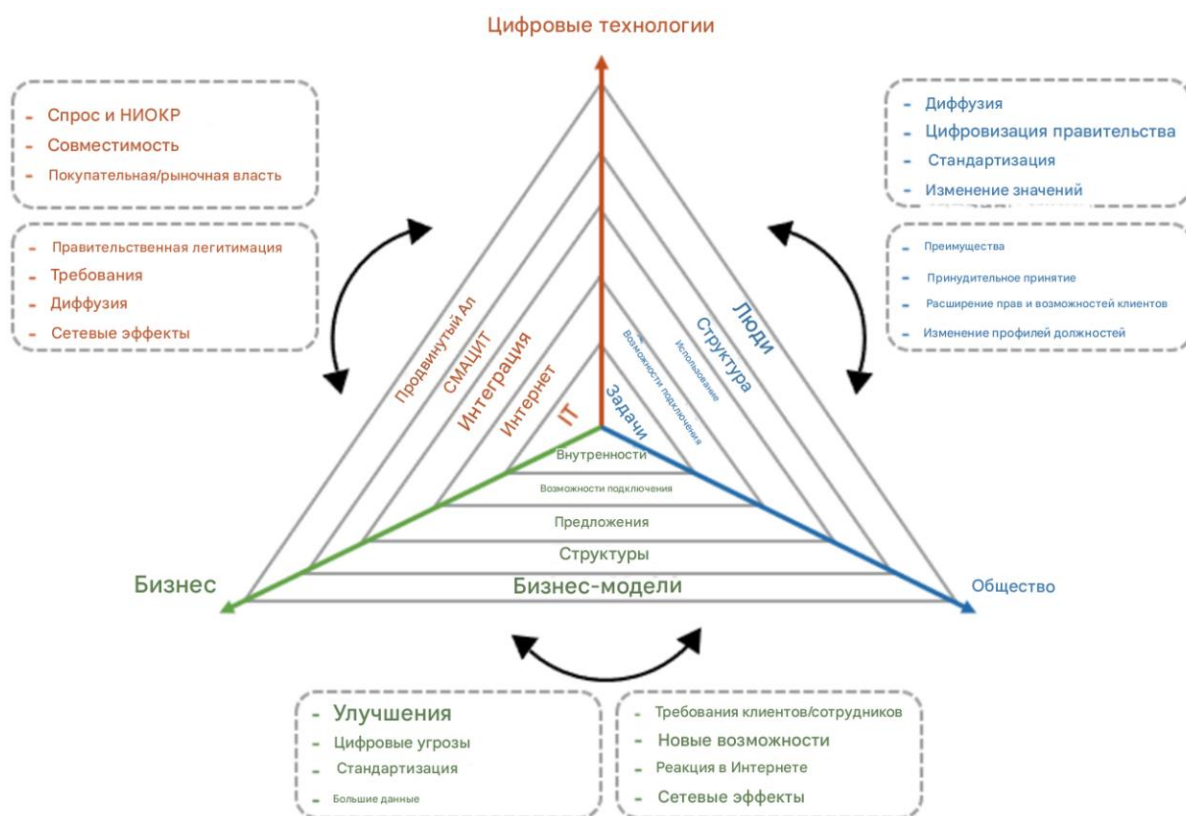


Рис. 2. Интерактивная структура цифровой трансформации

Наиболее важные элементы цифровой трансформации производства были сгруппированы по трём осям, их сегментам и взаимодействию между ними. Оси отображают три вида преобразований, которые могут быть получены из компонентов [4]:

- трансформация цифровых технологий (цифровые инновации);
- трансформация бизнеса (товары, услуги, организационная трансформация, внутренние операции и новые бизнес-модели);
- трансформация общества.

Вертикальная ось служит её основным представлением. Существует множество цифровых технологий, ответственных за цифровую трансформацию

Левая ось отображает организационные изменения, приводящие к заметному повышению производительности или ценности производства.

Правая ось показывает эволюцию цивилизации (цифровую зрелость), которую можно интерпретировать как эволюцию отдельных людей, групп людей и обществ с течением времени. Правая часть схемы иллюстрирует изменения, вызванные более широким использованием цифровых технологий в контексте цифровой трансформации.

Важным является обеспечение процесса цифровой трансформации (рис. 3).

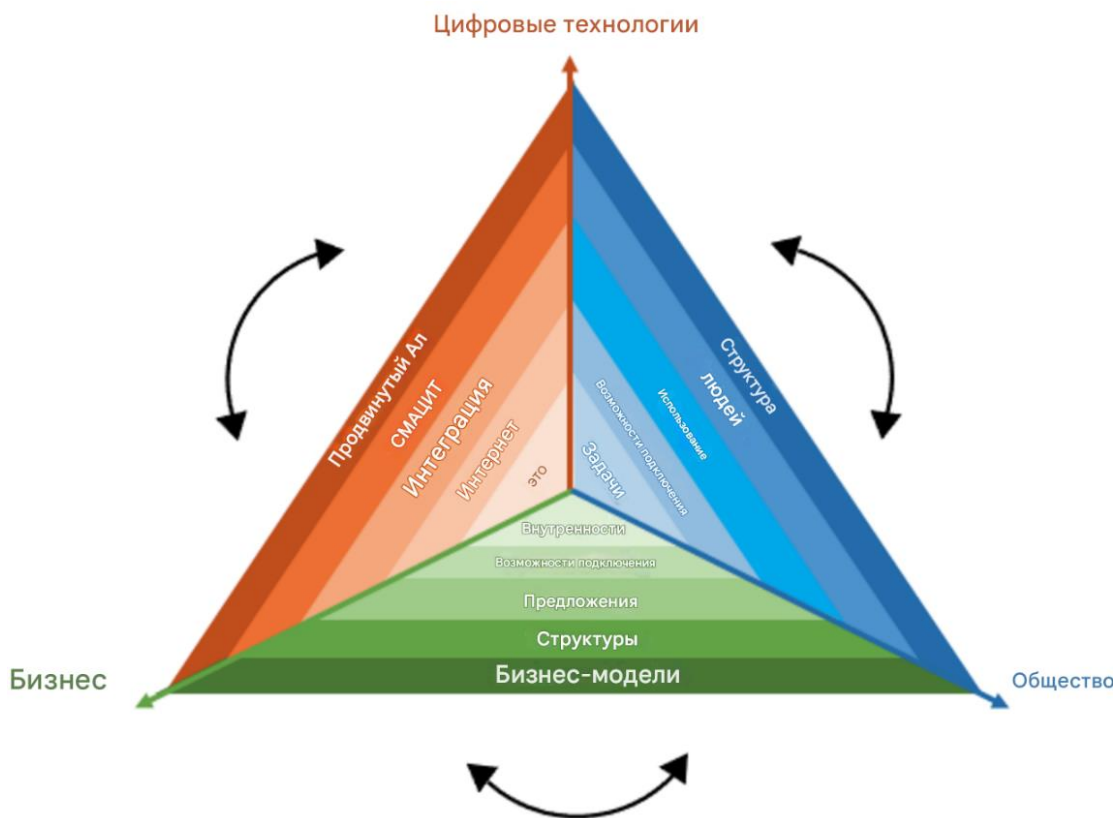


Рис. 3. Процесс цифровой трансформации

Цифровизация электрических сетей, обеспечиваемая посредством использования интеллектуальных технологий, является преобразующим событием в электроэнергетическом секторе (табл. 3).

Таблица 3

Влияние цифровой трансформации на энергетическую отрасль

Объект	Процессы	Результаты
1	2	3
Умные сети	Внедрение цифровых технологий в энергосистему позволяет осуществлять мониторинг и управление распределением электроэнергии в режиме реального времени	Повышение эффективности. Сокращение расходов. Повышение надежности
Прогностическое обслуживание	Цифровые технологии используются для мониторинга состояния энергетического оборудования и прогнозирования необходимости его технического обслуживания	Сокращение время простоя. Снижение затрат на техническое обслуживание. Повышение надежности электросети

1	2	3
Возобновляемая энергия	Цифровые технологии, такие как предиктивная аналитика, машинное обучение и датчики Интернета вещей, используются для оптимизации производительности возобновляемых источников энергии, таких как ветер и Солнце	Более эффективно
Хранение энергии	Цифровые технологии также играют ключевую роль в решениях для хранения энергии. Современные системы хранения энергии используют аналитику данных для оптимизации использования накопленной энергии	Снижение затрат. Повышение надежности
Энергоэффективность	Использование цифровых технологий в зданиях и промышленных процессах может способствовать повышению энергоэффективности. Например, системы управления зданиями используют датчики и аналитику данных для оптимизации систем отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха	Снижение потребления энергии
Клиентский опыт	Цифровые технологии обеспечивают более персонализированный и интерактивный подход к обслуживанию клиентов в энергетическом секторе. Например, системы «умный дом» позволяют клиентам контролировать потребление энергии со смартфонов, а чат-боты и виртуальные помощники могут оказывать мгновенную поддержку и консультации	Удовлетворенность клиентов. Лучшее взаимодействие с клиентами
Аналитика данных	Цифровая трансформация позволяет компаниям улучшить сбор, анализ и управление данными в энергетическом секторе	Принимать более обоснованные решения и оптимизировать свою деятельность

Цифровизация может сэкономить электроэнергетике около 5 % от общих годовых затрат на производство электроэнергии.

В настоящее время выделены основные тенденции развития цифровой трансформации в энергетическом секторе [4].

1. Искусственный интеллект и машинное обучение: ожидается, что использование ИИ и машинного обучения в электроэнергетической отрасли будет расширяться, что позволит энергетическим компаниям лучше прогнозировать спрос, оптимизировать производство и распределение электроэнергии, а также повышать производительность системы. Кроме того, Интернет вещей (IoT) позволяет интегрировать производственные и распределительные сети и процессы в единую киберфизическую систему Индустрии 4.0, описываемой в терминах цифровой энергетики.

2. Системы на основе блокчейна: технология блокчейн может произвести революцию в энергетической отрасли, упростив одноранговые транзакции, улучшив торговлю электроэнергией и обеспечив большую прозрачность и эффективность энергетического рынка. Блокчейн повышает прозрачность и контроль цепочек создания стоимости в энергетической экономике.

3. Расширенная аналитика: благодаря применению новых технологий энергетическая отрасль генерирует огромные объемы данных, а инструменты расширенной аналитики позволяют энергетическим компаниям более эффективно использовать свои данные для оптимизации операций, повышения надежности и снижения затрат.

4. Интернет вещей (IoT): IoT позволяет развертывать интеллектуальные сети и подключенные устройства, которые будут предоставлять энергетическим компаниям информацию о потреблении энергии в режиме реального времени и позволят им эффективнее управлять своей деятельностью.

5. Облачные вычисления: облачные вычисления позволяют энергетическим компаниям более эффективно хранить и анализировать большие объёмы данных и, как ожидается, будут всё больше применяться в энергетической отрасли. Таким образом, энергетические компании смогут оптимизировать производство, передачу и распределение электроэнергии, а также улучшить качество обслуживания клиентов.

6. Умные дома и здания: Интеграция умных домов и строительных технологий позволяет потребителям эффективнее управлять потреблением энергии и участвовать в программах реагирования на спрос, и это будет становиться все более важным.

7. Децентрализованные энергетические системы: рост децентрализованных энергетических систем, таких как микросети и распределенные энергетические ресурсы, потребует новых цифровых технологий для управления этими системами и их интеграции с более крупной энергосетью.

8. Электрификация: электрификация транспорта, систем отопления и других объектов создаст новые возможности и проблемы для энергетического сектора, поскольку энергетические компании стремятся управлять возросшим спросом и оптимизировать использование возобновляемых источников энергии.

9. Роботы повышают производительность энергетических компаний.

10. Кибербезопасность и конфиденциальность данных: по мере расширения применения цифровых технологий в энергетической отрасли кибербезопасность и конфиденциальность данных приобретают всё большее значение. Энергетическим компаниям необходимо инвестировать в надёжные системы кибербезопасности и конфиденциальности данных для защиты своих сетей и данных клиентов.

11. Продолжающийся рост возобновляемой энергетики: требуются новые цифровые технологии для управления изменчивостью и непостоянством возобновляемых источников энергии, таких как ветер и солнце, и их интеграции с традиционными источниками генерации электроэнергии.

12. Политика и регулирование: разработка политики и правил, поддерживающих цифровую трансформацию, будет иметь решающее значение для того, чтобы энергетическая отрасль могла полностью реализовать потенциал этих технологий.

Искусственный интеллект (ИИ) повышает гибкость и эффективность (благодаря интеллектуальной поддержке управленческих решений) цепочек создания стоимости в энергетической экономике.

Источники

1. Воробьев А.Е., Мадаева М.З., Хаджиев А.А. Будущее энергетики // Актуальные вопросы тепло- и электроэнергетики: материалы Всерос. науч.-техн. конф. с международным участием. Грозный, 2021. С. 65–78.

2. Воробьев А.Е., Мадаева М.З., Хаджиев А.А. Развитие современных систем электроэнергетики // Исследователь года – 2022: сб. ст. II Междунар. науч.-исслед. конкурса (20 июня 2022 г.). Петрозаводск: МЦНП «Новая наука», 2022. С. 8–19.

3. Природная атмосферная энергия: средство для геооружия или источник промышленного электричества?: моногр. / А.Е. Воробьев [и др.]. Грозный: ООО «Спектр», 2020. 78 с.

4. Nazari Z., Musilek P. Impact of digital transformation on the energy sector. 2023. DOI: <https://doi.org/10.3390/a16040211>.

5. Piyush Verma, Romanas Savickas, Stefan M. Buettner. Digitalization: enabling the new phase of energy efficiency [Электронный ресурс]. URL: https://unece.org/sites/default/files/2020-12/GEEE-7.2020.INF_3.pdf. (дата обращения: 23.10.2025).

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ОСВЕЩЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Воронкова И.С.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
voronkovai07@mail.ru
Науч. рук.: доц. Гаврилов В. А.

Проведен системный анализ методов повышения эксплуатационной эффективности систем освещения. Рассмотрена технологическая эволюция от перехода на светодиодные источники и анализа ограничений традиционных АСУНО до внедрения комплексных IoT-платформ («умное освещение»). Исследованы ключевые технологические стеки: сенсорные подсистемы (PIR, LDR), коммуникационные интерфейсы (DALI, ZigBee, LoRaWAN) и микроконтроллерное управление. Задача управления формализована как проблема оптимизации, нацеленная на минимизацию энергопотребления при соблюдении нормативных требований к освещенности. Представлены количественные результаты, подтверждающие возможность снижения энергозатрат до 80 %, и сделан вывод о необходимости синергетического подхода, объединяющего энергоэффективную компонентную базу и адаптивные системы управления.

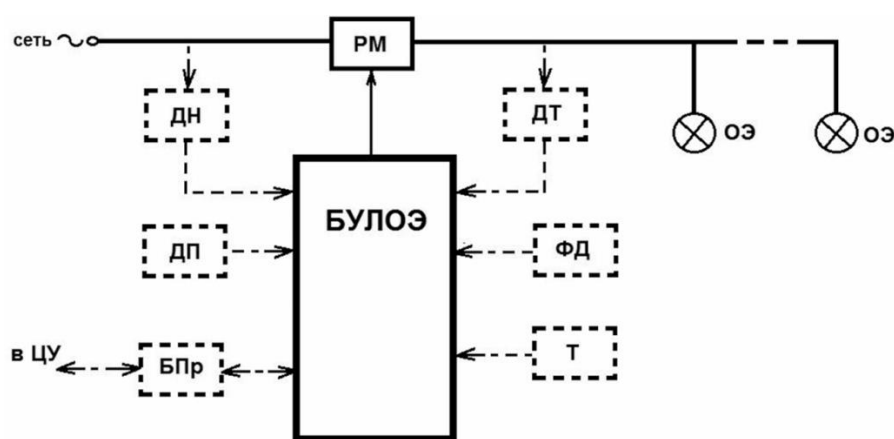
Ключевые слова: система освещения, энергоэффективность, светодиодные светильники, АСУНО, Интернет вещей (IoT), умное освещение, система управления, оптимизация, датчики.

Системы освещения являются значительным сегментом глобального энергопотребления, составляя, по разным оценкам, 13–20 % от общего объема [1, 2]. Это обуславливает высокую актуальность задачи повышения их эксплуатационной эффективности в контексте как экономической целесообразности, так и глобальных экологических инициатив. Исторически сложившиеся системы, использующие лампы накаливания, ртутные (ДРЛ) и люминесцентные светильники, характеризуются высоким удельным энергопотреблением и значительными операционными издержками [3]. Современный подход к решению данной проблемы требует перехода от простой замены отдельных компонентов к созданию комплексных адаптивных систем. Цель настоящей статьи – провести технический анализ и обобщить современные решения в области повышения эффективности систем освещения, фокусируясь на переходе от базовой автоматизации к интеллектуальным платформам на основе Интернета вещей (IoT).

Фундаментальным этапом модернизации является переход на твердотельные источники света (LED). Светодиоды демонстрируют кратно более высокую эффективность: их энергопотребление в 4–9 раз ниже, чем у ламп

накаливания, и в 2–3 раза ниже, чем у люминесцентных, при сопоставимом световом потоке, а срок службы превышает показатели аналогов в 5–7 раз [1]. Экономическая эффективность подтверждается короткими сроками окупаемости проектов по замене, которые, например, для образовательных учреждений составляют менее трех лет. Однако для корректной эксплуатации светодиодных систем необходимо учитывать их чувствительность к качеству электропитания и постепенную деградацию светового потока, что требует качественного проектирования всей системы, а не только светильников [1].

Следующий уровень повышения эффективности – внедрение автоматизированных систем управления освещением (АСУНО). Базовые реализации АСУНО, использующие астрономические реле (таймеры) и фотодатчики, обеспечивают включение/выключение по расписанию или пороговому значению естественной освещенности. Недостатком таких систем является их низкая адаптивность: фотодатчики подвержены загрязнению и паразитной засветке, а таймеры не учитывают реальные погодные условия и наличие объектов на освещаемой территории. Более продвинутые централизованные АСУНО позволяют осуществлять диспетчеризацию и применять групповое диммирование. Типовая архитектура такой системы включает центральный блок управления (БУЛОЭ), регулятор мощности (РМ) и каналы обратной связи (датчики тока/напряжения), что позволяет реализовывать базовые сценарии энергосбережения.



Структура осветительной линии с общим управлением

Парадигмальный сдвиг связан с интеграцией Интернета вещей (IoT), трансформирующей систему освещения в децентрализованную интеллектуальную экосистему. Каждый светильник функционирует как сетевой узел, оснащенный сенсорами (PIR, LDR), микроконтроллером и модулем

связи (ZigBee, LoRaWAN и др.). Функционирование таких систем описывается как задача оптимизации: минимизация энергопотребления $\min \Sigma(Pd)$ (где P – мощность, d – коэффициент диммирования) при выполнении ограничения по поддержанию нормативной освещенности E_T с учетом внешних факторов [4, 5].

Экспериментально подтверждено снижение энергозатрат на ~80 %, 48 % и 26 % для сценариев с одним, двумя и четырьмя пользователями соответственно, что недостижимо для традиционных АСУНО. В рамках концепции «Умного города», осветительная инфраструктура становится платформой для размещения дополнительных сервисов (Wi-Fi, видеонаблюдение), однако широкому внедрению препятствуют высокая стоимость, отсутствие единых стандартов и вопросы кибербезопасности.

Таким образом, максимальная эксплуатационная эффективность систем освещения достигается не простой заменой источников света, а синергией LED-технологий и адаптивных систем управления на базе IoT. Интеллектуализация позволяет перейти от статических сценариев к динамической оптимизации, обеспечивая радикальное снижение энергопотребления и создавая основу для многофункциональных городских инфраструктур. Ключевыми задачами для дальнейшего развития являются стандартизация протоколов и обеспечение кибербезопасности.

Источники

1. Алмаганов А.Б. Повышение эффективности систем освещения социальных объектов // Студенческий вестник. 2022. № 17-5 (209). С. 1–9.
2. Зализный Д.И., Кочемазов Д.С., Рудченко Г.А. Повышение эффективности эксплуатации электрических светильников // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. 2018. № 2. С. 58–65.
3. Повышение энергетической эффективности систем освещения в государственных (муниципальных) учреждениях / П.В. Терентьев, Д.А. Филатов, А.С. Куропатов, С.В. Шильников // Инженерный вестник Дона. 2020. № 11. С. 1–8.
4. Миннебаев Г.Ф. Энергомониторинг и управление электрическими сетями с помощью ecostruxure power operation // Вопросы устойчивого развития общества. 2022. № 7. С. 818–822.
5. Коровин С.В., Куракина О.Е. Гибридные энергетические системы сочетание ВИЭ и накопителей энергии в распределённой генерации // Техника и технология современных производств: сб. ст. VI Всерос. науч.-практ. конф. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2025. С. 163–166.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В УПРАВЛЕНИИ ЭНЕРГОСИСТЕМАМИ

Габдрахманова С.Е.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
gabdrakhmanova.saltanat.07@mail.ru
Науч. рук.: доц. Вассунова Ю.Ю.

Исследуется роль ИИ в модернизации энергетической инфраструктуры при росте энергопотребления и износе оборудования. Описываются основные применения ИИ: прогнозирование потребления, оптимизация сетей, диагностика оборудования и автоматизация управления, включая систему «ПАУК» от «Россети». Анализируются перспективы развития ИИ-технологий с учётом информационной безопасности.

Ключевые слова: искусственный интеллект, энергетические сети, прогнозирование, машинное обучение, энергосистема, цифровизация, оптимизация.

Сегодняшние энергетические сети переживают период серьезных испытаний, вызванных увеличением общемирового спроса на энергию, потребностью во внедрении альтернативных источников генерации, а также износом существующего оборудования. Устаревшие подходы к регулированию, опирающиеся на ручное управление и ликвидацию последствий аварий, больше не соответствуют требованиям постоянно усложняющихся и быстро меняющихся энергосистем. В сложившейся ситуации, искусственный интеллект (ИИ) выступает важнейшим инструментом, способным революционизировать методы управления энергетикой, обеспечивая интеллектуальную синхронизацию и оптимизацию всех операций. Целью данного исследования является анализ потенциала и ключевых направлений внедрения ИИ для преодоления указанных вызовов.

ИИ предлагает радикально иной способ функционирования, позволяя обрабатывать большие массивы данных в режиме реального времени, предвидеть возникновение неисправностей, автоматически регулировать потоки мощности и существенно снижать потери в сетях. Это создает значительные перспективы для увеличения производительности, стабильности и безопасности энергетических систем, а также для уменьшения операционных издержек [1].

Основное направление применения ИИ включает прогнозирование нагрузок и генерации ВИЭ, оптимизацию режимов работы сети, предиктивный анализ оборудования и автоматическое управление в реальном времени. В рамках исследования были определены и классифицированы эти

направления, что позволило структурировать понимание возможностей ИИ. Для решения задач диагностики, прогнозирования и принятия решений широко применяются технологии машинного обучения, нейросетевые модели прогнозирования и цифровые двойники энергообъектов.

Использование искусственного интеллекта (ИИ) для улучшения распределения энергии приводит к сокращению потерь, ослаблению пиковых нагрузок и повышению производительности электростанций и всей энергосистемы. Это особенно актуально в свете растущего спроса и более широкого использования возобновляемых источников, подверженных нестабильности. Применение ИИ позволяет с большей точностью предвидеть энергопотребление, что способствует более продуманному планированию генерации и распределения.

Интеллектуальное управление электросетями включает в себя системы регулирования нагрузки, автоматизацию и оптимизацию работы. Ключевым преимуществом ИИ в этой сфере является возможность создания «умных сетей», способных адаптироваться, самооптимизироваться и оперативно реагировать на изменения. Анализ показал, что именно способность ИИ решать сложные задачи оптимизации в режиме реального времени является критически важной для современных сетей, где часто происходят внезапные колебания нагрузки и производства.

Системы управления нагрузкой на базе ИИ анализируют данные о потреблении и принимают решения о распределении, чтобы снизить нагрузку во время пикового спроса или с учетом цен. Автоматизированные системы могут выявлять и предотвращать аварии, а также оптимизировать работу сети для максимальной эффективности и стабильности.

ИИ также позволяет решать сложные задачи оптимизации в режиме реального времени, что очень важно для современных сетей, где часто происходят внезапные колебания нагрузки и производства. Такой подход способствует увеличению адаптивности и устойчивости сетевой инфраструктуры, позволяя оптимально распределять ресурсы.

Прогнозирование нагрузки с применением ИИ играет важную роль. Одной из главных задач является прогнозирование будущего потребления, что позволяет планировать производство и распределение с учетом предполагаемых изменений.

Использование машинного обучения и нейронных сетей значительно повышает точность прогнозирования. Анализ больших объемов исторических данных о потреблении электроэнергии и внешних факторах (температуре, времени суток, праздниках и т. д.) позволяет определить скрытые закономерности, которые можно использовать для предсказания

будущего потребления. Проведённый обзор подтверждает, что прогнозирование с помощью ИИ имеет широкий спектр применений, включая прогнозирование пиковых нагрузок, оптимизацию расписания генерации, а также планирование технического обслуживания. Более точные прогнозы позволяют оперативно адаптироваться к изменяющимся условиям и повышают надежность и эффективность работы [2].

Примером является Россети и ИИ-система «ПАУК».

В 2022 году ПАО «Россети» внедрила во всех своих дочерних структурах интеллектуальную систему «ПАУК», осуществив тем самым цифровую трансформацию электросетевого хозяйства. Этот ИИ-комплекс автоматизирует процесс получения информации с более чем полумиллиона устройств учета, ежемесячно обрабатывая свыше двух миллионов показаний. Внедрение данной технологии позволило не только отказаться от ручного ввода данных, но и обеспечить непрерывный мониторинг состояния оборудования. Система способна обнаруживать отклонения в работе за 3–7 дней до возникновения возможных аварийных ситуаций. Для конечных потребителей это гарантирует надежное электроснабжение и понятные расчеты за потребленную энергию. Для компании «Россети» внедрение системы «ПАУК» означает оптимизацию управления электросетевым комплексом и повышение его операционной эффективности [3].

В рамках выполненной работы было проанализировано воздействие интеллектуальных технологий на электроэнергетическую отрасль. Систематизированы основные направления использования искусственного интеллекта, включая предсказание объемов потребления, усовершенствование работы сетей, выявление неисправностей оборудования и автоматизированное управление процессами. Детально рассмотрен опыт использования комплекса «ПАУК» для определения уровня цифровизации.

Выявлено, что искусственный интеллект предоставляет существенный потенциал для улучшения производительности, стабильности и защищенности энергосистем. Несмотря на существующие риски в области кибербезопасности и сложности в процессе интеграции, будущее развитие ИИ позволит сократить расходы, повысить безотказность электроснабжения и улучшить качество обслуживания, что подтверждается исследованиями других авторов [4, 5]. Сделанные выводы обосновывают важность продолжения научных исследований и внедрения алгоритмов искусственного интеллекта в сферу управления энергосистемами.

Источники

1. Аннагурбанов Х., Пионтковская С.А. Применение искусственного интеллекта в управлении энергосистемами // Вестник науки. 2025. № 7 (88). С. 258–266.

2. Буланенков В.А. Использование искусственного интеллекта в управлении энергосистемами Авторы публикации // Научный лидер. 2023. № 29 (127). С. 52–56.

3. Применение искусственного интеллекта в энергетике: от теории к будущему [Электронный ресурс]. URL: <https://www.simbirsoft.com/blog/primenenie-iskusstvennogo-intellekta-v-energetike-ot-teorii-k-budushchemu/> (дата обращения: 19.10.2025).

4. Диагностика подстанционного оборудования с использованием систем искусственного интеллекта: анализ экономической эффективности / О.В. Воркунов, В.В. Максимов, О.Е. Куракина, Р.А. Гиниатуллин // Экономика и управление: проблемы, решения. 2025. Т. 5, № 9 (162). С. 34–39.

5. Шайхутдинов А.А., Валиуллина Д.М. Алгоритм автоматизированного определения показателей надежности SAIDI и SAIFI по данным система учета // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 253–256.

ЦИФРОВАЯ ПЛАТФОРМА УПРАВЛЕНИЯ ГИБРИДНЫМИ ЭЛЕКТРОСЕТЯМИ С ИНТЕГРАЦИЕЙ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ И НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ

Габдуллина Л.Р., Козлов В.К.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
badrtdinovaluiza6@mail.ru, kozlov_vk@bk.ru

Анализируются архитектурные и технологические основы создания цифровых платформ для управления гибридными энергосистемами, интегрирующими возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и системы накопления энергии (СНЭ). Ключевое внимание уделяется концепции цифрового двойника для высокоточного моделирования и оптимизации, классификации и технико-экономическим характеристикам различных типов накопителей, а также интеллектуальным стратегиям управления на базе искусственного интеллекта. Обосновывается технологическая и экономическая целесообразность перехода к децентрализованным архитектурам управления. На основе анализа практических кейсов и численных данных демонстрируется, что внедрение цифровых платформ является необходимым условием для надежной и эффективной интеграции ВИЭ, обеспечивая построение устойчивой энергетической инфраструктуры.

Ключевые слова: облачная платформа управления, смешанная энергетическая сеть, зелёные энергоресурсы, энергохранилища и аккумуляторные решения, переход к цифровым технологиям, виртуальная модель объекта.

Переменная природа выработки возобновляемых источников энергии (ВИЭ) создает вызовы для стабильности и надежности энергосистем. Решением является создание интегрированных энергокомплексов, объединяющих ВИЭ с системами аккумулирования для сглаживания колебаний генерации и обеспечения предсказуемого электроснабжения. Эффективное управление такими гибридными системами требует внедрения интеллектуальных цифровых платформ – технологического ядра Smart Grid, – осуществляющих мониторинг, анализ и оптимизацию энергопотоков в реальном времени. Цель статьи – анализ архитектурных, технологических и алгоритмических основ построения таких цифровых платформ на основе обзора актуальной научной литературы.

Цифровая трансформация энергетики, как часть Индустрии 4.0, направлена на решение проблемы интеграции ВИЭ, мощности которых только в 2021 году выросли на 290 ГВт [1]. Для компенсации этой переменчивости применяются гибридные системы накопления энергии (HESS), комбинирующие устройства с высокой плотностью энергии (например, батареи) и высокой плотностью мощности (например, суперконденсаторы) для покрытия всего спектра нагрузок [2].

HESS комбинируют технологии с разными характеристиками, что позволяет достичь синергетического эффекта. Например, литий-ионные батареи (Li-ion BESS) с КПД 90–95 % и удельной стоимостью хранения (LCOS) 150–250 \$/МВт·ч [3] эффективны для средне-срочного хранения, тогда как маховиковые накопители (FESS) с КПД до 95 % и сроком службы 20–30 лет [3] идеальны для мгновенной стабилизации частоты. Водородные системы с КПД цикла 30–45 % и LCOS 200–400 \$/МВт·ч [3] перспективны для долгосрочного сезонного хранения. Цифровая платформа должна содержать точные модели этих технологий для адекватного прогнозирования их совместной работы.

Ключевым элементом платформы является цифровой двойник – динамический виртуальный аналог энергосистемы, обновляемый в реальном времени [4]. Его применение позволяет с высокой точностью моделировать и оптимизировать сложные объекты. Так, для изолированного поселка Ключи (Камчатский край, пиковая нагрузка 2800 кВт) использование цифрового двойника на этапе проектирования показало, что интеграция ВИЭ способна заместить 20,7 % годовой выработки местной ДЭС, сэкономив 929 тонн дизельного топлива [4]. Разработка оптимальной архитектуры такого двойника может базироваться на системных подходах, например, на ТРИЗ-эволюционном анализе [5].

В отличие от негибких классических подходов, основанных на жестких правилах (RBC) [6], современные платформы используют интеллектуальные алгоритмы. Методы оптимизации, такие как рой частиц (PSO), решают задачи оптимального сайзинга: например, для деревни в Индии с помощью PSO была определена конфигурация автономной системы, минимизирующая стоимость энергии до 0,2226 \$/кВт·ч [7]. Нейронные сети (ANN, CNN) применяются для прогнозирования и диагностики; так, использование улучшенной CNN (метод ICNN-DT) в системе сбора энергии позволило достичь эффективности 55 %, в то время как другие подходы (IQT-PSO, MINLP-BSC) не превысили 40 % [8]. Эти алгоритмы, включая также генетические (GA), имитацию отжига (SA) и нечеткую логику (FLC), являются ядром интеллектуального управления в рамках цифровой платформы.

С ростом числа распределенных энергоресурсов (DER) централизованная архитектура управления становится неэффективной. Перспективным решением является переход к децентрализованным платформам, в частности, с использованием технологии блокчейн для создания виртуальных электростанций (VPP) [9]. В такой P2P-сети просьюмеры напрямую торгуют энергией, а смарт-контракты автоматизируют транзакции. Исследования показывают, что блокчейн-платформа способна

снизить затраты конечных пользователей до 38,6 %, а общие системные издержки – на 11,2 %, что доказывает высокую экономическую эффективность децентрализации.

Проведенный анализ подтверждает, что интеллектуальные цифровые платформы – ключевое условие эффективной интеграции ВИЭ и СНЭ в гибридные электросети. Основываясь на технологиях цифрового двойника и искусственного интеллекта, они обеспечивают оптимальное управление, повышая надежность и экономическую эффективность системы. Перспективы развития связаны с переходом к децентрализованным архитектурам, в том числе на базе блокчейн, которые закладывают основу для нового поколения энергетических систем: гибких, устойчивых и экономически эффективных. Следовательно, цифровая платформа трансформируется из инструмента управления в системообразующий элемент новой энергетической парадигмы, обеспечивающий переход к устойчивому и декарбонизированному будущему.

Источники

1. Никитаева А.Ю., Подгайнов Д.В. Цифровая трансформация и переход к альтернативным источникам энергии как приоритетные векторы развития энергетики // Вестник Академии знаний. 2021. № 47 (6). С. 291–295.
2. Hybrid Energy Storage Modeling and Control for Power System Operation Studies: A Survey / M.U. Aslam [et al.] // Energies. 2024. Vol. 17, Iss. 5976. DOI: 10.3390/en17235976.
3. Системы хранения энергии для интеграции ВИЭ и повышения устойчивости микросетей: классификация и применение / Н.Р. Авезова [и др.] // Scientific journal of Construction and Education. 2025. Maxsus son-1. С. 265–277.
4. Тягунов М.Г., Шевердиев Р.П. Применение цифрового двойника для исследования и оптимизации локальных гибридных энергокомплексов с генерацией на основе ВИЭ // Энергетические системы. 2022. № 1. С. 60–72. DOI: 10.34031/ES.2022.1.007.
5. Тимофеев Г.А. Поиск подходящей архитектуры для разработки цифрового двойника гибридных энергетических систем в изолированных от сетевых энергосистем средах с использованием ТРИЗ-эволюционного подхода // Вестник НГУ. Серия: Информационные технологии. 2022. Т. 20, № 4. С. 76–99.
6. Rabbani M.A. Smart Grids and Hybrid Energy Storage Systems: Optimization Techniques Applied in Control Strategies for Hybrid Energy

Storage Systems // Optimizing and Measuring Smart Grid Operation and Control / ed. by A. Reciou, H. Bentarzi. Hershey, PA: IGI Global, 2021. P. 170–195.

7. Насырова Э.Н. Использование солнечных панелей для электро-снабжения собственных нужд подстанции // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 125–127.

8. Шайхутдинов А.А., Валиуллина Д.М. Алгоритм автоматизированного определения показателей надежности SAIDI и SAIFI по данным система учета // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 253–256.

9. Feoktistov D.I., Vorkunov O.V. Blockchain smart contract system in power engineering // Материалы XXVI Всерос. аспирантско-магистерский науч. семинар, посвящ. дню энергетика. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. Vol. 3. P. 534–537.

УЛУЧШЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ И РАЗВИТИЕ КАЧЕСТВА В СИСТЕМАХ УПРАВЛЕНИЯ И МОНИТОРИНГА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Галиуллин Э.Ф., Маклецов А.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г.Казань, Россия
efg2000@yandex.ru, Mac.am@mail.ru

В статье рассматривается эволюция подходов к управлению и мониторингу силовых трансформаторов, являющихся критически важными элементами энергосистем. Освещается переход от традиционных методов планово-предупредительного ремонта к современной парадигме обслуживания по фактическому состоянию.

Ключевые слова: силовые трансформаторы, система управления, мониторинг, энергосистема, технологии.

Силовые трансформаторы – дорогостоящие и критически важные компоненты энергосистем, требующие высокой надежности. Традиционные методы обслуживания, основанные на регламентных работах, имеют недостатки: неоправданные затраты на замену ресурсных узлов и риск отказов между обслуживаниями. Прогресс в технологиях управления и мониторинга трансформирует эксплуатацию трансформаторов, повышая её эффективность [1].

Современная парадигма управления активами энергосистемы базируется на концепции обслуживания по фактическому состоянию. В ее основе лежит непрерывный контроль ключевых рабочих параметров трансформатора в режиме реального времени, что позволяет точно диагностировать его текущее состояние, прогнозировать остаточный ресурс и инициировать ремонтные мероприятия именно в тот момент, когда в них возникает объективная необходимость. Этот переход от реактивного к проактивному и прогнозному управлению стал возможным благодаря интеграции сложных киберфизических комплексов – интеллектуальных систем мониторинга [2].

Фундаментом любой современной системы мониторинга является сенсорный уровень, состоящий из множества высокоточных датчиков, которые выполняют роль органов чувств оборудования. Ключевым методом диагностики, получившим широкое распространение в онлайн-режиме, является хроматографический анализ растворенных газов в трансформаторном масле. Развивающиеся дефекты, такие как перегревы целлюлозной изоляции, частичные разряды или дуговые процессы, сопровождаются выделением характерных газов – водорода, метана,

ацетилена, этилена. Онлайн-анализаторы непрерывно отслеживают концентрацию и соотношение этих газов, позволяя с высокой долей вероятности идентифицировать тип и серьезность дефекта на самой ранней стадии. Параллельно с этим ведется мониторинг частичных разрядов с помощью датчиков высокочастотного тока и ультразвуковых сенсоров, что является надежным индикатором старения изоляции. Не менее важны термодинамические параметры: температура обмотки и масла, уровень влажности твердой изоляции, давление в системе. Их контроль позволяет не только предотвратить тепловой пробой, но и оптимизировать нагрузку оборудования, максимально используя его пропускную способность без риска перегрева [3].

Собранные сенсорами данные агрегируются в локальных блоках сбора данных, где происходит их оцифровка и первичная обработка. Далее информация передается по защищенным каналам связи, включая проводные сети и беспроводные технологии 4G/5G, в централизованные аналитические платформы. Именно на этом уровне данные преобразуются в ценную информацию для принятия решений. Современное программное обеспечение обеспечивает наглядную визуализацию состояния каждого трансформатора в парке, формируя оперативные оповещения и аварийные сигналы для диспетчерского персонала. Однако истинную ценность представляет собой внедрение методов прогнозной аналитики, основанных на алгоритмах машинного обучения и искусственного интеллекта. Эти системы способны анализировать огромные массивы исторических и оперативных данных, выявляя сложные, неочевидные для человеческого анализа закономерности и тенденции. В результате они не только диагностируют уже существующие проблемы, но и строят вероятностные модели развития дефектов, оценивая остаточный ресурс изоляции и прогнозируя вероятность отказа на недели и месяцы вперед [4].

Внедрение интегрированных систем мониторинга трансформаторов обеспечивает: повышение надежности и безопасности энергоснабжения за счет снижения риска аварий; продление срока службы оборудования благодаря своевременному выявлению дефектов и оптимизации режимов работы; оптимизацию затрат на техническое обслуживание путем перехода от плановых ремонтов к ремонтам «по необходимости»; инструмент для стратегического планирования активов и оптимального распределения инвестиций.

Будущее развитие технологий мониторинга связано с использованием искусственного интеллекта и созданием «цифровых двойников» для виртуального моделирования поведения трансформаторов и оптимизации

режимов работы. Интеграция систем мониторинга в единое информационное пространство цифровой подстанции (МЭК 61850) обеспечивает целостное управление энергообъектом [5, 6].

В заключение можно с уверенностью утверждать, что современные технологии управления и мониторинга превращают силовые трансформаторы из пассивных элементов сети в активные, интеллектуальные и прогнозируемые активы. Этот качественный скачок от обслуживания по графику к управлению по состоянию является не просто техническим усовершенствованием, а стратегической необходимостью для построения устойчивой, экономически эффективной и надежной энергетики будущего. Инвестиции в эти технологии окупаются многократно за счет повышения надежности, продления срока службы оборудования и оптимизации операционной деятельности.

Источники

1. Баталыгин С.Н., Михеев Г.М., Шевцов В.М. Комплексное обследование силовых трансформаторов // Материалы XXVI сессии Всерос. семинара «Кибернетика электрических систем по тематике «Диагностика электрооборудования». Новочеркасск, 2024. Ч. 1. С. 14–15.

2. О повреждениях силовых трансформаторов напряжением 110–500 кВ в процессе эксплуатации / Б.В. Ванин [и др.] // Электрические станции. 2021. № 9. С. 53–58.

3. Алексеев Б.А. Мониторинг состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2022. 216 с.

4. Исследование эффективности адсорбционной очистки трансформаторных масел, состаренных под воздействием разрядных процессов / Ю.Н. Слободина, Ш.Ф. Рахманкулов, О.В. Воркунов, М.Ш. Гарифуллин // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. 2024. № 1 (363). С. 185–192.

5. Ведомственный проект «Цифровая энергетика» [Электронный ресурс] // Министерство энергетики РФ: [сайт]. URL: <https://minenergo.gov.ru/activity/project-activities/projects/departamental-projectdigital-energy> (дата обращения: 22.10.2025).

6. Салахова М.М., Куракина О.Е. Маслонаполненное оборудование и его диагностика // Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники: материалы VI Всерос. науч.-практ. (с междунар. участием) конф.: в 2 т. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2024. С. 284–288.

ЦИФРОВЫЕ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ

Галиуллин Э.Ф., Маклецов А.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
efg2000@yandex.ru, Mac.am@mail.ru

Исследуются современные цифровые платформы для мониторинга и управления системами накопления энергии (СНЭ). Рассматриваются их ключевые функции, архитектура и роль в повышении эффективности работы накопителей.

Ключевые слова: цифровые платформы, мониторинг, система накопления энергии, энергетика, энергосистемы.

Современная энергетика переживает период фундаментальных изменений, связанных с цифровой трансформацией и активным внедрением систем накопления энергии. Цифровые платформы управления СНЭ становятся критически важным элементом, позволяющим раскрыть полный потенциал этой технологии. Они превращают физические накопители в интеллектуальные активы, способные участвовать в сложных рыночных отношениях и повышать устойчивость энергосистем.

Архитектура современных платформ для управления СНЭ представляет собой многоуровневую систему, сочетающую возможности сбора данных, аналитики и управления. На уровне сбора данных платформы интегрируются с системами управления батареями (BMS), силовой преобразовательной техникой (PCS) и другим оборудованием. Это позволяет в реальном времени отслеживать ключевые параметры работы: состояние заряда (SoC), состояние здоровья (SoH), температуру элементов, напряжение и токи. Особенностью современных решений является использование технологий промышленного интернета вещей (IIoT), обеспечивающих надежную передачу данных даже в условиях нестабильной связи [1].

Аналитический блок платформы представляет наибольшую ценность для операторов СНЭ. Именно здесь реализуются сложные алгоритмы машинного обучения и оптимизации, позволяющие максимизировать экономический эффект от эксплуатации накопителей. Платформы анализируют рыночные цены на электроэнергию, прогнозы генерации возобновляемых источников, данные о потреблении и параметры регулирующих сигналов от системного оператора. На основе этого анализа

формируются оптимальные профили заряда и разряда, позволяющие участвовать в арбитражных операциях, предоставлять услуги по регулированию частоты или сглаживать графики генерации солнечных и ветровых электростанций [2].

Важной функцией цифровых платформ является управление состоянием здоровья оборудования. Постоянный мониторинг параметров деградации батарейных модулей позволяет строить точные прогнозы остаточного ресурса и планировать техническое обслуживание. Современные системы используют предиктивные модели, которые на основе анализа исторических данных и текущих рабочих режимов могут предсказать потенциальные отказы и рекомендовать оптимальные условия эксплуатации для продления срока службы оборудования. Это особенно важно для литий-ионных аккумуляторов, чей ресурс сильно зависит от соблюдения рекомендуемых режимов работы.

Особенностью развития цифровых платформ последнего поколения является их способность управлять не отдельными накопителями, а целыми портфелями энергоактивов. Такие платформы могут координировать работу нескольких СНЭ, объединенных в виртуальные электростанции, что значительно повышает их рыночную эффективность и надежность. Они обеспечивают оптимальное распределение нагрузок между отдельными накопителями с учетом их технического состояния и локализации в электрической сети.

Интеграционные возможности современных платформ позволяют объединять СНЭ с другими объектами распределенной энергетики – солнечными панелями, ветрогенераторами, когенерационными установками. Это создает основу для формирования локальных энергетических систем, способных работать как в составе единой энергосистемы, так и в автономном режиме. Цифровые платформы в таких конфигурациях берут на функцию оптимизации потоков энергии между различными источниками, накопителями и нагрузками.

Перспективы развития цифровых платформ для СНЭ связаны с внедрением более совершенных алгоритмов искусственного интеллекта, способных адаптироваться к изменяющимся условиям работы энергосистемы. Особое внимание уделяется вопросам кибербезопасности, поскольку централизованное управление значительными энергетическими мощностями требует обеспечения надежной защиты от внешних угроз. Разработка стандартизированных протоколов обмена данными между оборудованием различных производителей остается важной задачей для обеспечения совместимости и взаимодополняемости систем.

Экономическая эффективность внедрения цифровых платформ управления СНЭ определяется их способностью увеличивать доходность инвестиций в накопители за счет оптимизации рыночной стратегии и снижения операционных расходов. Снижение затрат на техническое обслуживание, увеличение срока службы оборудования и максимизация доходов от участия на энергорынках делают такие платформы неотъемлемым элементом современных проектов в области накопления энергии.

Таким образом, цифровые платформы управления СНЭ представляют собой утонченный инструмент, превращающий технологию накопления энергии в гибкий и экономически эффективный актив. Их развитие соответствует общим тенденциям цифровизации энергетики и способствует более глубокой интеграции накопителей в энергосистемы. Дальнейшее совершенствование таких платформ будет определять эффективность использования СНЭ в условиях перехода к децентрализованной и низкоуглеродной энергетике.

Источники

1. Ковалев С.П. Заинтересованные стороны цифровой децентрализованной малоуглеродной энергетики // Энергобезопасность и энергосбережение. 2019. № 2. С. 49–55.

2. Галиев А.А., Воркунов О.В. О методах увеличения надежности электроснабжения потребителей электроэнергии // Инновации, технологии, наука: сб. ст. Междунар. науч.-практ. конф. Киров: ООО «ОМЕГА САЙНС», 2016. Ч. 1. С. 15–16.

3. Фатхуллина И.Ф., Куракина О.Е. Послеаварийное восстановление электроснабжения // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы X Нац. науч.-практ. конф. Казань: КГЭУ, 2025. С. 227–229.

4. Сафиуллов Р.И., Валиуллина Д.М. Влияние электромобилей на устойчивость и загрузку распределительных сетей // Образование России и актуальные вопросы современной науки: сб. ст. VIII Всерос. науч.-практ. конф. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2025. С. 313–316.

ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПОДСТАНЦИЯХ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ ИЗМЕРЕНИЯ И АНАЛИЗА КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Гарин Д.В.

ФГБОУ ВО «ТГУ», г. Тольятти, Россия.

deman0208@mail.ru

Науч. рук.: доц. Черненко Ю.В.

В современных условиях цифровизации электроэнергетики, традиционные подстанции требуют модернизации с внедрением передовых технологий учета и передачи данных. Стандарты МЭК 60870-5 обеспечивают совместимость и интеграцию разного оборудования для учета электроэнергии и анализа качества электроэнергии. Интеллектуальный счетчик СТЭМ-300, поддерживающий данные стандарты и обладающий высокой устойчивостью к электромагнитным помехам, является перспективным решением для промышленных объектов.

Ключевые слова: цифровые технологии, передача информации, приборы учета, электрическая энергия, ГОСТ Р 51 317.6.5.

В век цифровых технологий, автоматизация подстанций, которые эксплуатируются на сегодняшний день, устаревают. Появляется новое оборудование учета электроэнергии и показателей качества электрической энергии [1, 2].

На данный момент есть стандарты и ГОСТы, которые устанавливают общие правила интеграции приборов учета и анализаторов качества электроэнергии разных производителей.

К таким стандартам относятся: МЭК 60870-5-102, МЭК 60870-5-101, МЭК 60870-5-103, МЭК 60870-5-104. Каждый номер данного госта отвечает за свои стандарты. Ниже в таблице приведены описания данных стандартов МЭК [3].

Данным стандартам соответствует интеллектуальный счетчик электроэнергии СТЭМ-300 (см. рисунок).



Внешний вид прибора учета СТЭМ-300

Описание данных стандартов МЭК

	Описание	Функции
МЭК 60870-5-101	Данный стандарт описывает протоколы телемеханики, необходимые для обмена данными устройствами контроля и управления в электроэнергетике	1. Единый стандарт для обмена данными. 2. Телеизмерение и телесигнализация. 3. Поддержка каналов разного типа. 4. Синхронизация времени
МЭК 60870-5-102	Данный стандарт определяет передачу интегрированных итогов между системами управления и контроля	1. Передача данных от счётчиков. 2. Управление. 3. Обмен данными. 4. Надежность связи
МЭК 60870-5-103	Данный стандарт описывает протокол телемеханики, где данными обмениваются аппаратура релейной защиты и устройства системы управления	1. Передача данных (телесигналы, телеизмерения, данные о нарушениях, аварийные события). 2. Функции управления (телеуправление, управление в режиме SBO)
МЭК 60870-5-104	Протокол предназначен для удаленного мониторинга и управления (телесигнализация, телеуправление), сбора данных о событиях, аналоговых величинах и синхронизации времени по сетям TCP/IP	1. Доступ по сети. 2. Поддержка любых видов опросов. 3. Обеспечивает возможность выполнения команд управления. 4. Протокол позволяет обмениваться различными типами данных

СТЕМ-300 выполняет функции трех приборов, таких как анализатор качества электроэнергии, телеизмерительного преобразователя и прибора учета электроэнергии. Работает от напряжения 86 вольт до 265 вольт. Имеет резервное питание, на которое переходит автоматически в случае отсутствия основного питания. Может передавать информацию по нескольким интерфейсам: RS-485, GSM, Ethernet. Точность данного прибора различна от 1S до 0,2S. СТЭМ-300 – «единственный в настоящее время интеллектуальный прибор учета, который подтвердил официальными лабораторными испытаниями и опытом эксплуатации устойчивость к электромагнитным помехам оборудования подстанций» [4].

Источники

1. Автоматизация и цифровые технологии в электроэнергетике: учеб. пособие / сост. О.Г. Губаева. Казань: КГЭУ, 2024. 145 с.
2. Дроздов А.Д. Автоматизация энергетических систем. М., 1980. 200 с.
3. ГОСТ Р МЭК 870-5-101. Раздел 104. Доступ к сети с использованием стандартных транспортных профилей»: дата введения 2005-07-01 [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200036299> (дата обращения: 14.11.2025).
4. Интеллектуальные трехфазные счетчики электроэнергии СТЭМ-300 [Электронный ресурс]. URL: <https://stem-300.com> (дата обращения: 15.11.2025).

РАСЧЕТ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Гибадуллин М.Т., Ибрагимов Р.Р., Назмиев А.И., Басенко В.Р.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

vasiliybas123@mail.ru

В статье анализируется способ определения оставшегося срока службы сухого трансформатора, базирующийся на стандарте ГОСТ Р 54419-2011. Использование современных систем удаленного контроля предоставляет возможность получения достоверных данных о температуре основных элементов трансформатора, что существенно улучшает качество вычисления остаточного ресурса.

Ключевые слова: силовой трансформатор, температурные параметры, класс изоляции, контроль технического состояния.

В отличие от масляных трансформаторов, в сухих силовых трансформаторах для изоляции и охлаждения применяют воздух или другие газообразные вещества. Это приводит к ряду отличий в их функционировании, особенно в части теплоотдачи и, как следствие, в температурных режимах. Для гарантирования надежной и продолжительной работы трансформатора, предотвращения повреждения изоляции от перегрева и поломок, крайне необходимо точно знать температурные параметры обмоток и магнитопровода [1]. Следовательно, поддержание рабочих температур в допустимом диапазоне – ключевой фактор для увеличения срока эксплуатации сухих трансформаторов.

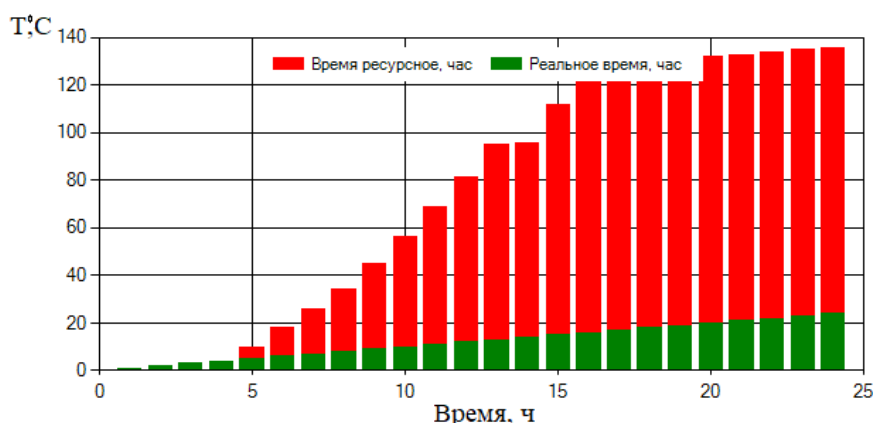
Методика расчета остаточного ресурса трансформатора, основанная на ГОСТ Р 54419-2011, позволяет оценить срок службы сухого трансформатора. Методика заключается в определении скорости теплового старения, т. е. количества ресурса, расходуемого за единицу времени. Это достигается путем мониторинга температуры обмоток трансформатора [2]. Современные сухие трансформаторы часто оборудованы датчиками температуры, устанавливаемыми на обмотках и магнитопроводе, что позволяет получать данные о температуре обмоток по каждой фазе в реальном времени и фиксировать максимальные значения [3].

Закон Аррениуса, описывающий зависимость скорости химических реакций от температуры, можно применить для оценки влияния температуры на процессы, происходящие в изоляции, и, следовательно, на срок службы трансформаторов.

$$k = Ae^{-\frac{E_a}{RT}},$$

где k – постоянная скорости химической протекания реакции; A – постоянная Аррениуса; E_a – энергия активации в конкретном материале; R – универсальная газовая постоянная, равная $8,314 \cdot 10^3$ (кДж моль⁻¹ · К⁻¹); T – температура.

Выполнен расчет остаточного ресурса сухого трансформатора ТСЗ с классом нагревостойкости изоляции Н. Представлен график (см. рисунок) изменения срока службы обмотки данного трансформатора.



Изменение срока службы обмотки трансформатора ТСЗ в течении суток

Если температура поднимается выше 180 °C, происходит ухудшение изоляции, что сокращает срок службы оборудования. Предложенный подход дает возможность оперативно пересчитывать оставшийся ресурс в текущем времени [4].

Дальнейшее совершенствование этого подхода планируется за счет внедрения интеллектуальных алгоритмов прогнозирования. Применение машинного обучения позволит обнаруживать неочевидные взаимосвязи в данных и с большей точностью прогнозировать остаточный срок службы оборудования [5]. Это создаст условия для прогностического обслуживания и улучшения режимов работы, что, в свою очередь, приведет к дальнейшему сокращению издержек и увеличению надежности энергетических систем.

Источники

1. A review on status monitoring techniques of transformer and a case study on loss of life calculation of distribution transformers / L.R. Chandran [et al.] // Materials Today: Proceedings. 2021. Vol. 46. P. 4659–4666.

2. Experimental analysis of ageing of a dry transformer: comparison of two methods for PD measurements / D. Fasani [et al.] // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. 2024. P. 42–46.

3. Laser Control and Measuring Complex for Non-contact Vibration Control of the Power Transformer Technical Condition / V.R. Basenko [et al.] // Lecture Notes in Civil Engineering. 2022. Vol. 190. P. 157–167.

4. Басенко В.Р., Низамиев М.Ф. Анализ вибрационных сигналов силового трансформатора с применением лазерного измерительно-диагностического комплекса // Электроэнергетика: материалы XV Всерос. (VII Междунар.) науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых: в 6 т. Иваново, 2020. Т. 3. С. 26.

5. Разработка макета мобильной установки заряда электротранспорта и стенда для проведения испытаний / А.Р. Сафин [и др.] // Естественные и технические науки. 2023. № 7 (182). С. 138–145.

6. Анохин А.Е., Максимов В.В. Прямой и реакторный пуск асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором // Тинчуринские чтения – 2023 «Энергетика и цифровая трансформация»: материалы Междунар. молодежной науч. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. С. 12–14.

7. Воробьева К.Е., Максимов В.В. Система анализа вибрационных сигналов для диагностики состояния силовых трансформаторов // Тинчуринские чтения – 2023 «Энергетика и цифровая трансформация»: материалы Междунар. молодежной науч. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. Т. 1. С. 45–48.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕРНЕТА ВЕЩЕЙ (IOT) И СЕНСОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ И СЕТЕВОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Гибадуллина Я.И., Валиуллина Д.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
gibadullina_2001@bk.ru, esis.kgeu@bk.ru

Статья посвящена анализу применения технологий Интернета вещей (IoT) и современных сенсорных систем для мониторинга состояния энергетического оборудования и сетевой инфраструктуры.

Ключевые слова: интернет вещей, сенсорные технологии, сетевая инфраструктура, энергетическое оборудование, электроэнергетика.

Современная электроэнергетика переживает фундаментальную трансформацию, движимую цифровизацией и повсеместным внедрением передовых технологий. Одним из ключевых факторов этой трансформации стало активное применение Интернета вещей (IoT) и внедрение сенсорных технологий, которые кардинально меняют подходы к мониторингу, управлению и обслуживанию энергетического оборудования и сетевой инфраструктуры [1]. В основе применения IoT в энергетике лежит развертывание масштабной сети датчиков и интеллектуальных устройств, которые устанавливаются на критически важном оборудовании: силовых трансформаторах, выключателях, линиях электропередачи, турбинах электростанций и даже на счетчиках потребителей. Эти сенсоры непрерывно собирают широкий спектр данных, включая температуру, вибрацию, уровень нагрузки, качество электроэнергии и состояние изоляции.

Собранная информация передается по специализированным сетевым протоколам, таким как LoRaWAN, NB-IoT или с использованием технологий 5G, которые идеально подходят для передачи больших данных на большие расстояния при минимальном энергопотреблении. Это обеспечивает мониторинг удаленных и труднодоступных объектов инфраструктуры [2].

Полученные данные поступают в централизованные платформы для обработки и анализа, например, на базе решений типа ThingsBoard, которые обеспечивают агрегацию информации, ее визуализацию с помощью дашбордов и запуск автоматизированных сценариев на основе правил. Таким образом, формируется сквозной технологический цикл: от сбора данных на устройстве до принятия решений в режиме реального времени,

будь то автоматическое перераспределение нагрузок, отправка аварийного оповещения диспетчеру или формирование заявки на проведение предиктивного ремонта [3].

Внедрение IoT и сенсорных технологий приносит ощутимые результаты в нескольких ключевых направлениях деятельности энергокомпаний.

В энергетике IoT используется для:

1) предиктивного обслуживания: мониторинг оборудования выявляет отклонения и прогнозирует отказы (анализ вибраций, температуры и состояния изоляции), телеметрия ускоряет передачу информации об авариях в 15 раз. AIoT, например, использует звуковые волны для мониторинга [4];

2) оптимизации энергопотребления: IoT-системы предоставляют детальные данные о потреблении энергии, что позволяет сокращать неэффективность, пиковые нагрузки и внедрять гибкое управление спросом. IoT-мониторинг зданий уменьшает потребление на 10–30 %. «Умные» счетчики формируют картину потребления домохозяйств [5];

3) интеграции распределенной и возобновляемой генерации: IoT управляет потоками энергии от солнечных панелей и ветрогенераторов, балансируя нагрузку и поддерживая стабильность сети при использовании ВИЭ;

4) повышения безопасности и соблюдения норм: автоматизация сбора данных упрощает соблюдение требований регуляторов и повышает промышленную безопасность. В России внедрение IoT-решений стимулируется требованием о закупке отечественного ПО и компонентов [6].

Несмотря на очевидные преимущества, широкомасштабное внедрение IoT-технологий в энергетике сталкивается с рядом вызовов. Наиболее острой является проблема кибербезопасности, поскольку рост числа подключенных устройств расширяет поверхность для потенциальных атак на критическую инфраструктуру. Это требует внедрения проактивных стратегий защиты, включая регулярное тестирование систем на уязвимости и создание центров реагирования на инциденты. Другим важным аспектом является необходимость стандартизации протоколов связи и обеспечения совместимости устройств от разных производителей для построения открытых экосистем. Кроме того, остро стоит вопрос нехватки квалифицированных кадров, способных работать с этими сложными технологиями.

Перспективы развития напрямую связаны с интеграцией искусственного интеллекта (ИИ) и машинного обучения. Технологии AIoT позволяют перейти от простого мониторинга к глубокой аналитике и полностью автономному принятию решений. Внедрение сетей 5G будет способствовать реализации сценариев, требующих сверхнизких задержек, таких как удаленное управление оборудованием в реальном времени. Также активно

развиваются направления, связанные с созданием «цифровых двойников» энергообъектов и использованием мультимодальных сенсорных систем, которые объединяют данные с камер, акустических, температурных и других датчиков для формирования целостной картины состояния инфраструктуры.

Таким образом, применение IoT и сенсорных технологий является не просто трендом, а фундаментальной основой для построения энергетики будущего – цифровой, интеллектуальной и устойчивой. Эти решения предоставляют энергокомпаниям беспрецедентные возможности для повышения надежности и эффективности работы оборудования, оптимизации затрат и успешной интеграции возобновляемых источников энергии.

Источники

1. Новые технологии в электроэнергетике: учеб. пособие / В.Н. Дорохин, А.А. Соловьев, А.А. Тимофеечев, А.П. Рожков. Омск: Сибирское отделение Академии военных наук (СО АВН), 2020. С. 33.

2. Газе Д.Д., Федоряка Л. И. Анализ перехода на цифровые интеллектуальные сети в электроэнергетике // Наука и просвещение: материалы конф. Пенза, 2019. С. 107–110.

3. Колтунова Р.Э., Свинтецкий Я.Я. Управление качеством в электротехнике и электроэнергетике // Качество продукции: контроль, управление, повышение, планирование: сб. науч. тр. 5-й Междунар. молод. науч.-практ. конф. Курск: ПАО «Университетская книга», 2018. Т. 1. С. 285–289.

4. Методика прогнозирования нагрузки в электроэнергетических системах: алгоритм эффективного управления / Д.А. Борисов, В.В. Максимов, О.В. Воркунов, О.Е. Куракина // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2025. Т. 27, № 6. С. 99–111.

5. Шарипов Б.Ф., Максимов В.В. Система бесперебойного электрообеспечения газораспределительной станции при помощи электрической детандерной установки // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы VIII Нац. науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. С. 905–907.

6. Анохин А.Е., Максимов В.В. Прямой и реакторный пуск асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором // Тинчуринские чтения – 2023 «Энергетика и цифровая трансформация»: материалы Междунар. молод. науч. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. Т. 1. С. 12–14.

ЦИФРОВЫЕ ДВОЙНИКИ В ЭНЕРГЕТИКЕ: ВОЗМОЖНОСТИ И РИСКИ

Гимаева А.Р.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
23853ap@gmail.com
Науч. рук.: доц. Зарипова Р.С.

Цифровизация является неотъемлемой частью общества во многих сферах. Один из видов цифровых технологий, способствующих оптимизации и повышению эффективности нашей жизни, являются цифровые двойники. В данной работе рассматриваются цифровые двойники в энергетике. Дается их определение, анализируются достоинства и недостатки использования данных технологий в предприятиях, связанных с энергетикой. Приводятся примеры использования цифровых двойников в энергетике. На основании анализа преимуществ и ограничений делается вывод о том, какие предприятия наиболее подготовлены для успешного внедрения цифровых двойников с целью повышения эффективности своей работы.

Ключевые слова: цифровые двойники, предприятия, энергетика, достоинства, недостатки

В современную эпоху цифровизация оказывает всё большее влияние на многие сферы жизни общества. Благодаря ей задачи, которые в прошлые столетия выполнялись долгим и трудным путём, теперь решаются в разы быстрее и эффективнее. Цифровизация способствует снижению числа ошибок, вызванных человеческим фактором, а также помогает увеличить объём выполняемых работ, сократив при этом время на их выполнение. Невозможно представить современный мир без цифровых технологий. Одним из видов таких технологий являются цифровые двойники.

Цифровой двойник – это виртуальная копия физического объекта, процесса или системы. Данная технология позволяет в цифровой форме воссоздать его характеристики, поведение, а также взаимодействие с окружающей средой [1]. Цифровые двойники нашли применение в самых разных отраслях, включая производство, строительство, торговлю и логистику. Одной из перспективных сфер для их внедрения является энергетика. Однако какие именно возможности открывают цифровые двойники для развития этой отрасли?

Энергетика – одна из важнейших отраслей современности, обеспечивающая функционирование многих секторов экономики и социальной сферы: от промышленности до бытовых нужд. При этом энергетические

системы представляют собой сложные технологические комплексы, требующие предельной точности управления и высокой скорости реакции. Особую актуальность приобретает вопрос о цифровизации производства, оптимизации времени, путем оперативного обмена информацией, осуществление быстрого получения информации о поломках и материалах для осуществления ремонта установок [2]. В связи с этим рассмотрим варианты использования цифровых двойников в данной сфере.

Прогнозное моделирование работы оборудования – одно из ключевых применений цифровых двойников в энергетике [3]. Оно позволяет предсказать режимы работы и износ ключевых элементов электростанции, выявить потенциальные проблемы и перейти от планового к предиктивному техническому обслуживанию. Такой подход даёт возможность подбирать оптимальные параметры эксплуатации для каждого элемента оборудования, что в итоге повышает общую эффективность и снижает операционные затраты. Оптимальной погрешностью между работой цифрового двойника и его физического прототипа считают 5 %.

Другой ключевой способ использования цифровых двойников – моделирование режимов работы и потоков электроэнергии в сетях [3]. Подобные модели позволяют анализировать распределение нагрузок, прогнозировать критические ситуации и, как следствие, заблаговременно планировать ремонтные работы и техническое обслуживание. Кроме того, с их помощью можно оптимизировать нагрузку на электросети, что напрямую снижает вероятность аварий и повышает надёжность энергоснабжения.

Также цифровые двойники помогают обеспечивать безопасность на атомных электростанциях (АЭС). Благодаря этим технологиям отслеживаются текущие показатели работы реакторов, при обнаружении отклонения от нормального функционирования могут быть поданы сигналы оборудованием. Кроме того, данные технологии помогают в прогнозировании возможных проблем в будущем, что позволяет проводить своевременные технические осмотры и замены оборудования [4, 5].

На основе рассмотренных примеров можно выделить ключевые возможности, которые цифровые двойники предоставляют энергетическим компаниям: оптимизация режимов работы, прогнозирование аварийных ситуаций, управление распределением электроэнергии, прогнозирование нагрузок и оптимизация генерации, а также проведение виртуальных испытаний. Таким образом, внедрение цифровых двойников позволяет предприятию формировать более точные и обоснованные планы работы и оптимизировать эксплуатацию оборудования, сводя к минимуму риск поломок из-за перегрузок.

Однако цифровые двойники также имеют свои риски. Один из главных рисков – высокая стоимость технологий. Внедрение цифровых двойников на предприятие требует определённых затрат, таких как: сбор данных, установка датчиков на оборудование, создание цифровой модели для анализа, обучение персонала для работы с моделями и т.д. Кроме того, цифровые двойники в данной отрасли требуют высокоспециализированных специалистов для достижения эффективных показателей, поэтому их внедрение требует подбора и обучения специального персонала. Также рискованным действием будет внедрение этих технологий на предприятиях с низким уровнем цифровизации, т.к. показатели в таком предприятии могут быть неточными, а значит, недостаточно эффективными или даже вредящими. Поэтому при внедрении цифровых двойников предприятие должно быть готово к требуемым условиям [5].

Подводя итог, можно сделать вывод, что использование цифровых двойников позволяет предприятиям оптимизировать многие элементы работы оборудования, составлять более точные и чёткие графики технического обслуживания и плановой замены элементов, а также сокращать риск внезапных поломок из-за перегрузок техники. Однако для внедрения цифровых двойников требуются немалые затраты, квалифицированные специалисты и обширная база данных, без которой цифровые двойники будут показывать неточные результаты. Поэтому для внедрения этих технологий предприятие должно находиться на высоком уровне цифровой зрелости. Таким образом, внедрение цифровых двойников является стратегически важным элементом для долгосрочного развития и повышения конкурентоспособности предприятия.

Источники

1. Дронова А.А., Зарипова Р.С. Современные проблемы и перспективы развития топливно-энергетического комплекса // Технологический суверенитет и цифровая трансформация: материалы Междунар. науч.-техн. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. С. 138–140.

2. Матухнов Т.А., Матухнова О.Д., Щепалов С.Р. Обзор применения цифровых двойников в системах теплоснабжения // Энергетические системы: материалы VI Междунар. науч.-техн. конф. Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, 2022. С. 26–30.

3. Ильина Д.И., Смирнов Ю.Н., Янова О.Ю. Компоненты цифровых двойников предприятий: информационные системы управления // Цифровые системы и модели: теория и практика проектирования, разработки и применения: материалы Нац. (с междунар. участием) науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2024. С. 207–210.

4. Воробьева К.Е., Максимов В.В. Система анализа вибрационных сигналов для диагностики состояния силовых трансформаторов // Тинчуринские чтения – 2023 «Энергетика и цифровая трансформация»: материалы Междунар. молодежной науч. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. Т. 1. С. 45–48.

5. Воркунов О.В., Тюрин А.Н. Компьютерное планирование беспроводных сетей с помощью современных информационных технологий // Информационные системы и технологии. 2011. № 4 (66). С. 127–130.

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ В РОССИЙСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Гималов В.А.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

gimalovv@inbox.ru

Науч. рук.: доц. Писковацкий Ю.В.

Рассматриваются современные вызовы, связанные с обеспечением устойчивости Единой энергетической системы (ЕЭС) России в условиях структурных изменений и внедрения новых видов оборудования. Основное внимание уделено разработке и внедрению цифровой системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ). Проанализированы практические результаты применения СМЗУ для оценки статической и динамической устойчивости, а также его роль в повышении эффективности оперативно-диспетчерского управления и планирования режимов.

Ключевые слова: единая энергетическая система России, устойчивость энергосистемы, перетоки мощности, система мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ), оперативно-диспетчерское управление.

Современная электроэнергетика характеризуется процессами цифровой трансформации, усложнением структуры генерирующих мощностей (ввод объектов ВИЭ, замещение традиционной паросиловой генерации парогазовыми установками) и изменением характера нагрузок. Эти факторы приводят к снижению инерционности энергосистемы, увеличению неопределенности в перетоках мощности и, как следствие, к ужесточению требований к оперативно-диспетчерскому управлению.

Традиционные методы расчета, основанные на детерминированных подходах и периодическом моделировании «наихудших» сценариев, перестают отвечать требованиям оперативности и точности в условиях быстро меняющейся конфигурации сети. Решением данной проблемы стала разработка и промышленная эксплуатация цифровой Системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) [1].

1. Теоретические предпосылки и необходимость создания СМЗУ.

Устойчивость энергосистемы – это ее способность сохранять синхронный режим работы и восстанавливать исходное (или близкое к нему) состояние после малых и больших возмущений.

Запас устойчивости – это количественная мера, характеризующая степень удаленности текущего режима от границы устойчивости [2].

В России стандарт, регулирующий запас устойчивости в энергосистеме, являются: ГОСТ Р 58058-2018 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Устойчивость энергосистем.

Нормы и требования». В данных нормативных документах указаны минимальные коэффициенты запаса устойчивости для различных электроэнергетических режимов: нормальный – 0,2; послеаварийный – 0,08; вынужденный – 0,08 [4].

До внедрения СМЗУ оценка запасов проводилась преимущественно расчетными методами в рамках АСДУ (Автоматизированной системы диспетчерского управления). Эти расчеты выполнялись с некоторой периодичностью (например, раз в 15-30 минут) на основе телеизмерений и цифровой модели сети.

2. Актуальные результаты применения СМЗУ по данным АО «СО ЕЭС».

Согласно Публичному отчету АО «СО ЕЭС» за 2023 год и другим официальным материалам, СМЗУ является неотъемлемой частью технологического процесса: полное покрытие ЕЭС России: на конец 2023 года система мониторинга запасов устойчивости функционирует в семи объединенных энергосистемах (ОЭС) из семи. Ведутся работы по ее интеграции в изолированную энергосистему полуострова Камчатка, повышение точности и оперативности:

Внедрение СМЗУ позволило перейти от периодических расчетов (раз в 15–30 мин) к непрерывному мониторингу. Время оценки запаса после изменения режима сократилось до секунд, снятие избыточных ограничений: за счет более точного определения реального запаса устойчивости Системный оператор смог увеличить пропускную способность ключевых межсистемных перетоков. Например, на линиях между ОЭС Урала и ОЭС Средней Волги было снято ограничение в 400 МВт, что позволило дополнительно перераспределять значительные объемы электроэнергии без ущерба для надежности, обеспечение интеграции ВИЭ:

В ОЭС Юга, характеризующейся высокой долей ветрогенерации, СМЗУ в режиме реального времени отслеживает изменения в перетоках, вызванные колебаниями генерации ВИЭ, и оперативно корректирует ограничения, предотвращая развитие аварий.

Прогнозная аналитика: Система используется не только для мониторинга текущего состояния, но и для прогнозирования запасов устойчивости на несколько часов вперед с учетом плановых ремонтов и прогноза нагрузки/генерации ВИЭ.[3]

Цифровая система мониторинга запасов устойчивости, разработанная и внедренная АО «СО ЕЭС», является передовым инструментом, соответствующим мировым тенденциям в области управления энергосистемами. Она перевела процесс обеспечения надежности с консервативного детерминированного подхода на адаптивный, основанный на непрерывных вычислениях и больших данных [4, 5].

Практические результаты подтверждают ее высокую эффективность для: повышения надежности и безопасности ЕЭС России, оптимизации использования пропускной способности электросетевого комплекса, создания условий для интеграции новых видов генерации, включая ВИЭ.

Перспективы развития СМЗУ связаны с дальнейшей интеграцией с системами на основе PMU-технологий (WAMS), углубленным внедрением методов искусственного интеллекта для прогнозирования аварийных ситуаций, а также созданием полностью автоматизированных систем, способных не только диагностировать проблему, но и активно предлагать (а в перспективе – и применять) меры по ее парированию.

Источники

1. Развитие системы мониторинга запасов устойчивости с контролем динамической устойчивости для учета действия противоаварийной автоматики / А.С. Александров, Д.М. Максименко, А.Ф. Михайленко, В.Г. Неуймин // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2017. № 1 (76). С. 64–72.

2. Юманов М.С., Ачитаев А.А. Повышение запаса динамической устойчивости распределенной энергетической системы, состоящей из ветроэнергетических установок с синхронными генераторами // Наука. Технологии. Инновации: сб. науч. тр.: в 9 ч. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2016. Ч. 4. С. 93–96.

3. Корникова А.А., Козлов В.К. Определение марки трансформаторного масла по координатам цветности // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы XVII Всерос. открытой молодежной науч.-практ. конф. Казань: ООО «Издательство Фолиант», 2022. С. 276–279.

4. Насырова Э.Н. Использование солнечных панелей для электроснабжения собственных нужд подстанции // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 125–127.

5. Козлов В.К., Валиуллина Д.М., Гиниатуллин Р.А. Определение характеристик качества трансформаторного масла спектральным методом // Энергия единой сети. 2023. № 5-6 (71). С. 72–78.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ СВЕТИЛЬНИКОВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ

Гиматов Р.Р.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

vr-10@mail.ru, rail.gimatov284@gmail.com

Науч. рук.: канд. техн. наук, доц. Иванова В.Р.

В представляемой работе рассматриваются основные типы энергоэффективных светильников, их преимущества и особенности применения на промышленных объектах. Оценивается потенциал энергосбережения, который может быть достигнут за счет модернизации освещения. Автор рассматривает особенности современного состояния освещения на предприятиях и делает выводы о возможном экономическом эффекте и об оптимальных решениях последних для повышения энергоэффективности производства.

Ключевые слова: энергоэффективность, экологичность, освещение, энергопотребление.

Освещение играет ключевую роль в создании комфортной рабочей среды и существенно влияет на производительность труда сотрудников. Исследования показывают, что грамотное освещение может повышать эффективность работы на 15–25%, а также снижать уровень усталости и ошибок [1].

Качество света. Использование светильников с высоким индексом цветопередачи (CRI) способствует лучшему восприятию цветов и деталей, что особенно важно в таких сферах, как дизайн, медицина и производство. Чем более естественным и комфортным является освещение, тем более продуктивно работают сотрудники [2].

Уровень освещенности. Оптимальный уровень яркости в рабочем пространстве помогает избежать перегрузки зрения и снижает утомляемость. По рекомендациям международных стандартов, в офисах должен поддерживаться уровень освещенности не менее 300–500 люкс, а в специализированных зонах – до 1000 люкс и выше, в зависимости от выполняемых задач [3].

Влияние на здоровье. Правильное освещение способствует не только повышению производительности, но и улучшению самочувствия сотрудников. Недостаточное или чрезмерное освещение может привести к напряжению глаз, головным болям и другим проблемам со здоровьем, что, в свою очередь, отражается на общей работоспособности [4, 5].

Энергетическая составляющая. Энергоэффективные светильники, такие как LED-лампы, не только способствуют снижению затрат на электроэнергию, но и обеспечивают более длительный срок службы по сравнению

с традиционными источниками света. Это позволяет сократить расходы на обслуживание и замену, что также положительно сказывается на общем уровне производительности.

В условиях современных предприятий, где оптимизация всех процессов становится приоритетной задачей, внимание к качеству освещения и выбору энергоэффективных светильников становится неотъемлемой частью стратегии повышения производительности труда. Поэтому теперь рассмотрим преимущества и недостатки различных типов источников света, используемых на предприятиях и выберем наиболее подходящий тип светильников для предприятий:

1) лампы накаливания:

– преимущества: простая конструкция, мягкое теплое освещение, быстрый старт, применение на предприятиях в ряде специфических ситуаций (аварийное освещение, условия повышенной влажности и пр.);

– недостатки: низкая энергоэффективность.

2) люминесцентные лампы:

– преимущества: длительный срок службы, низкие затраты на техническое обслуживание, снижение экологического следа;

3) светодиодные светильники:

– преимущества: равномерное освещение, безопасность на производстве, снижение электропотребления.

В условиях современных предприятий, где оптимизация всех процессов становится приоритетной задачей, внимание к качеству освещения и выбору энергоэффективных светильников, таких как светодиодные, становится неотъемлемой частью стратегии повышения производительности труда. Светодиодные светильники представляют собой самый лучший вариант для предприятий, так как они обеспечивают не только высокое качество света и значительную экономию электроэнергии, но также способствуют улучшению условий труда и здоровья сотрудников, что в конечном итоге приводит к более эффективной работе компании.

Продemonстрируем примеры расчета экономии.

Предположим, что предприятие использует 1000 ламп накаливания мощностью 60 Вт, которые работают 8 часов в день, 250 дней в году. Годовое энергопотребление: $1000 \text{ ламп} \times 60 \text{ Вт} \times 8 \text{ часов} \times 250 \text{ дней} = 12\,000\,000 \text{ Вт}\cdot\text{ч} = 12\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$. Стоимость электроэнергии: 5 руб./кВт·ч. Годовые затраты на электроэнергию: $12\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \times 5 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч} = 60\,000 \text{ руб.}$

При замене ламп накаливания на светодиодные лампы мощностью 10 Вт годовое энергопотребление: $1000 \text{ ламп} \times 10 \text{ Вт} \times 8 \text{ часов} \times 250 \text{ дней} = 2\,000\,000 \text{ Вт}\cdot\text{ч} = 2\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$. Годовые затраты на электроэнергию: $2\,000 \text{ кВт}\cdot\text{ч} \times 5 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч} = 10\,000 \text{ руб.}$ Годовая экономия: $60\,000 \text{ руб.} - 10\,000 \text{ руб.} = 50\,000 \text{ руб.}$

Также рассмотрим примеры успешных проектов модернизации освещения на предприятиях, демонстрирующих эффективность внедрения энергоэффективных решений:

1. Хлебозавод «Хлебный дом» (Россия).

Задача: улучшить качество освещения в цехах и офисных помещениях, снизить затраты на электроэнергию. Решение: модернизация системы освещения с использованием светодиодных светильников с высокой цветопередачей и энергоэффективностью (см. таблицу).

2. Производство электроники «Samsung» (Вьетнам).

Задача: улучшить качество освещения в цехах и снизить затраты на электроэнергию. Решение: модернизация системы освещения с использованием светодиодных светильников с высокой яркостью и энергоэффективностью (см. таблицу).

Примеры, демонстрирующие эффективность внедрения энергоэффективных решений

Предприятие	Задача	Решение	Эффект
Хлебзавод Хлебный дом	Улучшить качество освещения	Модернизация с использованием светодиодных светильников	Снижение затрат на электроэнергию до 50 %
Производство электроники Samsung	Улучшить освещение и снизить затраты	Замена на светодиоды с высокой яркостью	Улучшение освещения, снижение затрат на 30 %

Представленные расчеты и вышеприведенные примеры доказывают то, что переход на энергоэффективные светильники позволяет предприятию значительно снизить энергопотребление и затраты на электроэнергию, а также получить дополнительные преимущества, такие как улучшение качества освещения и снижение тепловыделения.

Таким образом, современным предприятиям необходимо уделять внимание вопросам энергоэффективности и экологичности освещения. С учетом новых технологий и тенденций, отрасль освещения развивается с каждым днем, предоставляя множество решений, которые одновременно способствуют снижению затрат и поддерживают устойчивое развитие. Инвестиции в энергоэффективные светильники не только способствуют экономии, но и улучшению условий труда, что в свою очередь влияет на производительность сотрудников.

В заключение, творческий и инновационный подход к модернизации освещения может существенно повлиять на общую эффективность работы предприятия. Переход на энергоэффективные технологии становится не только экономически оправданным, но и важным шагом к созданию более устойчивого и безопасного производственного пространства.

Источники

1. Энергоэффективность светодиодных осветительных средств [Электронный ресурс]. URL: <https://svetpro.ru/uchebnik-svetotexniki/svetodiodnoe-osveshhenie/energoeffektivnost-svetodiodnyix-osvetitelnyix-sredstv.html> (дата обращения: 23.10.2025).

2. ООО «Энергоэффективность и энергоаудит» [Электронный ресурс]. URL: <https://energo-audit.com/klass-energoeffektivnosti-lamp> (дата обращения от 23.10.2025).

3. Энергоэффективность светодиодных светильников для промышленных зданий [Электронный ресурс]. URL: <https://peak-leds.ru/blog/energoeffektivnost-svetodiodnyh-svetilnikov-dlya-promyshlennyh-zdanij/> (дата обращения: 23.10.2025).

4. Коровин С.В., Куракина О.Е. Гибридные энергетические системы сочетание ВИЭ и накопителей энергии в распределённой генерации // Техника и технология современных производств: сб. ст. VI Всерос. науч.-практ. конф. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2025. С. 163–166.

5. Галиев А.А., Воркунов О.В. Рационализация схем электроснабжения мощных потребителей электроэнергии // Вестник научных конференций. 2015. № 4-2 (4). С. 44–45.

ПРИЧИНЫ ОБРЫВА ПРОВОДОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ЭФФЕКТИВНОСТЬ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ДИАГНОСТИКИ

Горожанкин А.А., Воркунов О.В.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
Topgam179@gmail.com

В статье проводится комплексный анализ факторов, приводящих к отказам и обрывам проводов воздушных линий электропередачи (ВЛ). Рассматриваются основные причины повреждений. Особое внимание уделено обзору и сравнительной оценке современных методов диагностики состояния ВЛ: от традиционных визуальных осмотров до высокотехнологичных решений с применением БПЛА, лазерного сканирования и тепловизионного контроля. Анализ эффективности данных методов в выявлении скрытых дефектов.

Ключевые слова: воздушные линии электропередачи, обрыв проводов, диагностика, надежность, коррозия, гололедообразование, БПЛА, предиктивный мониторинг.

Воздушные линии электропередачи являются важной частью системы, предназначенной для производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии. Мероприятия, приводящие к снижению частоты аварий в работе энергосистемы и дающие возможность оперативно диагностировать и устранять причины нарушений работоспособности ВЛ, являются в настоящее время актуальным и необходимым направлением модернизации и технического перевооружения энергосистемы. Статистика по интенсивности и частоте отказов по элементам воздушных линий электропередачи показывает, что повреждение проводов и тросов является причиной около половины случаев технологических нарушений.

Основные причины повреждения ВЛ следующие:

- перенапряжения (коммутационные и атмосферные), вызывающие пробой изоляционных промежутков, перекрытие, а иногда и повреждение изоляции;

- изменение температуры окружающей среды, понижение или повышение которой приводит к изменению угла провеса, механического напряжения в точках закрепления или габаритов и изоляционных расстояний ВЛ;

- ветровые нагрузки, увеличивающие тяжение проводов и тросов и механические напряжения их материала за счет возникновения дополнительной горизонтальной силы;

– образование гололеда на проводах, значительно увеличивающее механическую нагрузку за счет дополнительных вертикальных сил;

– вибрация и «пляска» проводов, приводящие к многократным перегибам проволок проводов и тросов, «усталости» материала проводов, разрывам отдельных проволок около мест закрепления провода близко к зажимам, ослаблению сечения проводов и их обрыву;

– загрязнение воздуха, наличие большого количества частиц в котором при оседании на влажной изоляции приводит к ее ослаблению, создавая проводящие каналы.

Обрыв провода является распространенной причиной аварийных ситуаций в электрических сетях и относится к устойчивым (не способным к самоустранению) повреждениям. Наибольшую опасность представляют линии электропередач электрических сетей, работающих в режиме изолированной нейтрали, при котором однофазное замыкание на землю (падение провода на землю) не приводит к обесточиванию линии. Высоковольтные линии напряжением 6, 10, 35 кВ в сетях с изолированной нейтралью после обрыва и падения провода могут находиться в работе некоторое время до момента обнаружения повреждения [1].

В электрических сетях напряжением 110 кВ и выше любое замыкание на землю является аварийным режимом и обычно отключается быстродействующими защитами. Тем не менее авария в таких сетях приводит к серьезным технологическим нарушениям, сказывающимся на работе энергосистемы, поэтому быстрые обнаружение и определение причины аварии также важны. Задача отыскания повреждения в электрической сети сводится к определению поврежденного элемента и места повреждения в нем, то есть топографической точки расположения места повреждения. В тех случаях, когда повреждение приводит к короткому замыканию, участок сети отключается защитными коммутационными аппаратами и возникает задача определения места повреждения в кратчайшие сроки [2]. Для предотвращения обрывов проводов и обеспечения бесперебойной работы ВЛ применяются различные методы диагностики, позволяющие выявлять дефекты на ранних стадиях (см. таблицу).

Обрывы проводов ВЛ чаще всего вызваны сочетанием экстремальных погодных условий (гололед, ветер) и физического износа (коррозия, усталость металла). Традиционные визуальные осмотры имеют низкую эффективность, так как не выявляют скрытые дефекты. Наиболее результативными являются современные методы: тепловизионный контроль, использование БПЛА и системы онлайн-мониторинга.

Существующие методы диагностики состояния проводов ВЛ и их эффективность

Метод контроля	Описание	Преимущество
1	2	3
Визуальный осмотр	Самый простой и распространенный метод. Осуществляется с земли, с помощью биноклей, а также с использованием вертолетов или дронов. Позволяет выявить очевидные дефекты: обрыв отдельных жил, коррозию, набросы, дефекты арматуры, нарушения габаритов	Высока для поверхностных и явных повреждений. Низка для внутренних дефектов, скрытой коррозии или усталостных повреждений. Зависит от квалификации персонала и условий видимости
Тепловизионная диагностика	С помощью тепловизоров выявляются локальные перегревы в местах плохого контакта, дефектов соединителей, зажимов, что может указывать на начало разрушения или повышенное сопротивление.	Высока для обнаружения дефектов, сопровождающихся выделением тепла. Неэффективна для чисто механических дефектов без теплового проявления. Может затрудняться погодными условиями
Мониторинг вибрации и колебаний	Установка датчиков вибрации на проводах позволяет отслеживать амплитуду и частоту колебаний (пляска, галопирование) и оценивать риски усталостного разрушения	Позволяет прогнозировать усталостные повреждения, вызванные аэродинамическими явлениями. Требуется установка дорогостоящего оборудования и сложной аналитики данных
Акустическая эмиссия и ультразвуковой контроль	Методы основаны на регистрации упругих волн, возникающих при росте микротрещин (акустическая эмиссия) или отражении ультразвуковых волн от дефектов внутри материала (ультразвук)	Потенциально высока для обнаружения внутренних дефектов и усталостных повреждений. Однако их применение на протяженных ВЛ затруднено из-за необходимости прямого контакта или близости к дефекту

Окончание таблицы

1	2	3
Лазерное сканирование (LIDAR) и беспилотные летательные аппараты (БПЛА)	БПЛА, оснащенные видеокамерами высокого разрешения, тепловизорами, LIDAR-сканерами, могут быстро и точно обследовать протяженные участки ВЛ, измерять габариты, расстояние до земли, растительности, выявлять провис провода	Позволяет автоматизировать сбор данных, получать высокоточные 3D-модели, выявлять нарушения габаритов, изменения провиса, обрывы отдельных жил. Устраняет риски для персонала
Электромагнитные методы и дефектоскопия	Основаны на регистрации изменений электромагнитного поля, проходящего через провод, что позволяет выявлять внутренние дефекты, изменения сечения, коррозию	Позволяют обнаруживать скрытые дефекты. Применение на ВЛ требует специализированного оборудования и, как правило, контактного метода, что ограничивает их использование
Мониторинг электрических параметров	Измерение токов утечки по изоляторам, регистрация частичных разрядов (ЧР) в изоляции или в местах дефектов проводов (корона) может указывать на начало разрушения изоляции или дефекты проводов	Эффективен для диагностики состояния изоляции и некоторых типов повреждений проводов. Требует сложного оборудования и интерпретации данных
Интегрированные системы мониторинга и предиктивная аналитика	Сбор данных с множества датчиков (метеостанции, датчики вибрации, температуры, провиса), их обработка с использованием искусственного интеллекта и машинного обучения для создания прогностических моделей	Позволяет не только выявлять существующие дефекты, но и прогнозировать вероятность их возникновения, оптимизировать графики обслуживания и ремонта, переходя от реактивного к проактивному обслуживанию

Источники

1. Зайнетдинов А.Т. Мониторинг состояния воздушных линий электропередачи // Энергия – 2018: материалы XIII Междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых: в 6 т. / Министерство образования и науки Российской Федерации, ФГБОУВО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», Академия электротехнических наук РФ. Иваново: Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина, 2018. Т. 3. С. 106.

2. Зайнетдинов А.Т. Контроль воздушных линий электропередач методом лазерного сканирования // Тинчуринские чтения: тез. докл. XIII молодежной науч. конф.: в 3 т. / под общ. ред. Э.Ю. Абдуллазянова. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2018. Т. 1. С. 54–55.

РАНЖИРОВАНИЕ ФАКТОРОВ ВЛИЯНИЯ НА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ГЭС ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Добросотских А.С., Добросотских И.А.
ФГБОУ ВО «СамГТУ», г. Самара, Россия
asdproject@mail.ru, dob_as@mail.ru
Науч. рук.: доц. Ведерников А.С.

Представлены результаты комплексного статистического анализа, направленного на выявление и ранжирование факторов, влияющих на электропотребление системы собственных нужд (СН) гидроэлектростанций (ГЭС). Исследование основано на многолетних данных одной из крупных российских ГЭС. Применен ряд методов корреляционного анализа, включая расчет частных корреляций и анализ нелинейных зависимостей. Установлена иерархическая значимость факторов: наибольшее влияние оказывает временная инерционность процесса электропотребления СН ГЭС, затем энергетические показатели и параметры энергоэффективности. Выявлено, что влияние некоторых гидрологических параметров является опосредованным. Результаты могут быть использованы при построении прогнозных моделей электропотребления СН ГЭС.

Ключевые слова: система собственных нужд, гидроэлектростанция, корреляционный анализ, факторы влияния, энергоэффективность, временные ряды.

Повышение точности планирования режимов работы генерирующих объектов является одной из важных задач электроэнергетики. Для ГЭС эта задача, в том числе, определяется точностью прогноза электропотребления СН. Работа ГЭС в условиях оптового рынка электроэнергии и мощности (ОРЭМ) придает прогнозу электропотребления СН прямую экономическую значимость, поскольку отклонения фактического электропотребления от прогнозируемого влекут финансовые штрафы для ГЭС [1]. Повышение точности прогноза требует выявления и анализа ключевых факторов влияния. В связи с этим, в работе применены статистические методы к анализу факторов, влияющих на электропотребление СН ГЭС, поскольку, как отмечено в [2], связи между ними носят не функциональный, а вероятностный характер.

Целью работы является выявление и ранжирование комплекса факторов, которые влияют на величину электропотребления СН ГЭС, для последующего использования этих факторов при построении прогнозных моделей электропотребления СН. Для достижения цели были поставлены следующие задачи: провести корреляционный анализ технологических параметров ГЭС, оценить их прямое и опосредованное влияние на электропотребление СН, выявить нелинейные зависимости

между ключевыми факторами, а также проанализировать значимость производных признаков. В основе исследования лежит ретроспективный массив данных за 5 лет одной из крупных российской ГЭС. Набор данных включал значения 15 технологических параметров, в число которых входили уровни бьефов, напор, расход воды через турбины и водосбросы, выработка электроэнергии, мощность гидроагрегатов и другие параметры.

Для решения задач был применен комплекс методов статистического анализа: корреляционный анализ с расчетом коэффициентов Пирсона, Спирмена и Кендалла, анализ частных корреляций, анализ нелинейностей параметров, анализ производных признаков. Обработка данных выполнена с использованием Python и библиотек SciPy, Statsmodels и других.

Корреляционный анализ параметров ГЭС выявил параметры с высокой линейной корреляцией с электропотреблением СН: выработка электроэнергии ($r = 0,83$), расход воды через турбины ($r = 0,79$) и минимальная нагрузка станции ($r = 0,67$). Данные результаты подтверждают мнение о том, что чем выше режимные энергетические показатели, тем больше электропотребление СН ГЭС. Однако простое ранжирование по коэффициентам парной корреляции может вводить в заблуждение из-за сильной взаимосвязи самих эксплуатационных параметров (например, связь уровня нижнего бьефа ГЭС и напора составила $r = -0,97$). Это свидетельствует о наличии мультиколлинеарности в данных.

Для устранения эффекта мультиколлинеарности и выявления параметров с прямым влиянием был проведен анализ частных корреляций. Анализ частных корреляций показал, что влияние большинства параметров является опосредованным. Например, коэффициент корреляции расхода воды через турбины с нагрузкой СН снизился с 0,79 до $-0,01$, перестав быть статистически значимым. Аналогичное снижение продемонстрировали еще ряд параметров. Это указывает на то, что влияние данных параметров является полностью опосредованным через другие переменные. Наиболее значимым параметром, сохранившим существенную прямую связь, осталась выработка электроэнергии (частная корреляция 0,42). Также подтвердилось прямое отрицательное влияние напора (частная корреляция $-0,35$), что можно рассматривать как повышение общего КПД гидроагрегатов при работе на более высоких напорах, приводящее к снижению удельного расхода электроэнергии на собственные нужды (отношение электропотребления СН к выработке электроэнергии).

Анализ остатков регрессионных моделей выявил сильную автокорреляцию, что указывает на наличие неучтенной временной зависимости. Это означает, что текущее значение электропотребления СН в значительной степени зависит от своих предыдущих значений.

Кроме того, для некоторых гидрологических параметров были выявлены существенные нелинейные зависимости. Например, расход воды в нижнем бьефе, для которого использование квадратичного полинома позволило повысить объясненную дисперсию (R^2) с 0,39 до 0,71. Это свидетельствует о изменении характера зависимости при различных режимах работы гидротехнических сооружений.

Формирование новых признаков, имеющих физический смысл, позволило улучшить понимание структуры зависимостей. Так, например, удельное электропотребление СН имеет отрицательную корреляцию с выработкой электроэнергии, а величина произведения напора и расхода воды через турбины показало более высокую корреляцию с нагрузкой СН, чем ее отдельные составляющие. Производные признаки объясняют 97 % колебаний электропотребления СН, что на 20 % больше, чем при использовании исходных параметров (77 %).

Проведенное исследование позволило количественно ранжировать факторы влияния на электропотребление СН ГЭС. Полученные результаты могут быть использованы в качестве основы для разработки моделей краткосрочного прогнозирования нагрузки СН с обязательным учетом выявленной иерархии факторов.

Источники

1. Об утверждении правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты правительства российской федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности [Электронный ресурс]: Постановление от 27 декабря 2010 г. № 1172. URL: <http://government.ru/docs/all/76726/> (дата обращения: 23.10.2025).

2. Статистический анализ факторов, влияющих на электропотребление системой собственных нужд ГЭС / В.В. Зюзько, А.Н. Николаев, А.С. Добросотских, А.С. Ведерников // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы XIX Междунар. молодежная науч.-практ. конф. Казань: КГЭУ, 2025. С. 90–92.

ВЛИЯНИЕ ПОГОДНЫХ ФАКТОРОВ НА ТОЧНОСТЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ГОРОДА КАЗАНИ)

Евграшева К.А., Валиуллина Д.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
evgr.kseniya@mail.ru, valiullinadiliya@mail.ru

В статье предложена методика прогнозирования электропотребления в жилом секторе с учётом сезонных и погодных факторов. Проведен анализ данных 2024 года по г. Казани, рассчитаны сезонные коэффициенты и выявлена сильная отрицательная корреляция с температурой ($r = -0,87$). Базовая сезонная модель показала среднюю ошибку 12,5 %, а нейросетевая LSTM – 7,57 %. Результаты подтверждают, что корректная подготовка данных критична, а ИИ повышает точность прогноза.

Ключевые слова: электропотребление, прогнозирование, погодные факторы, LSTM, температура.

Прогнозирование электропотребления является важной задачей энергосистем, особенно в жилом секторе, где нагрузка существенно меняется под влиянием сезонных и погодных условий [1]. В холодный период растёт использование обогревательных и осветительных приборов, в тёплый – кондиционеров, изменяется и режим работы уличного освещения. Такая многопараметрическая зависимость требует применения методик, учитывающих несколько климатических и сезонных факторов одновременно.

В соответствии с направлениями цифровой трансформации энергетики и развитием технологий искусственного интеллекта [2], нейросетевые модели могут служить инструментом проверки корректности расчётов и сопоставления их с традиционными методами прогнозирования [3, 4]. В работе рассматривается разработка и проверка такой методики с использованием погодных данных.

Цель работы – разработать и проверить методику прогнозирования электропотребления с использованием сезонных и погодных факторов, а затем сравнить её эффективность с нейросетевым методом (LSTM) для подтверждения корректности расчётов. Для анализа использованы данные АО «Татэнергосбыт» по категории «население и приравненные» и погодный архив, содержащий сведения о температуре, влажности и осадках за 2024 год.

Для разработки базовой методики был проведён анализ средне-месячного электропотребления населения г. Казани. На основании данных

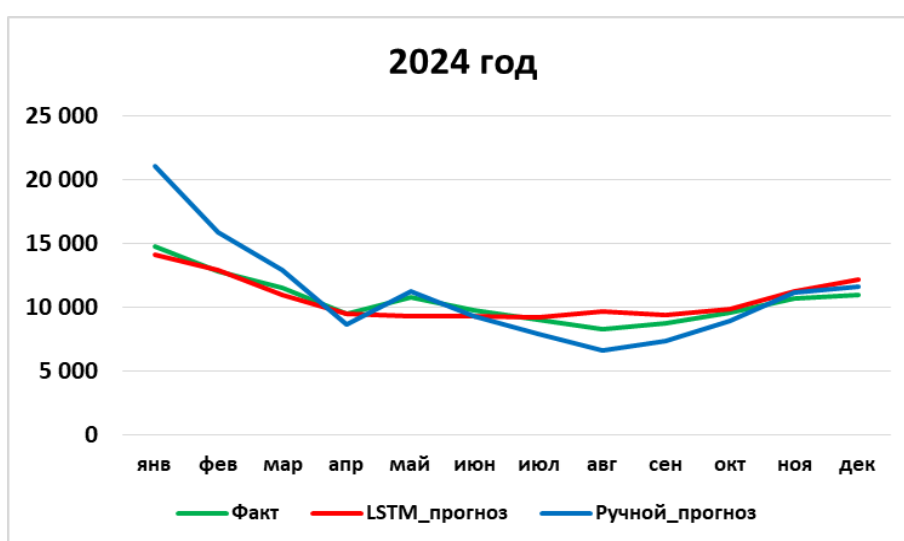
за 2024 год рассчитаны сезонные коэффициенты, отражающие относительное отклонение потребления в каждом месяце от среднегодового уровня.

Для оценки влияния климатических условий выполнена корреляционная связь между среднемесячной температурой воздуха и электропотреблением. Получено значительное отрицательное значение коэффициента корреляции ($r = -0,87$), что подтверждает устойчивую температурную зависимость нагрузки. Линейная регрессионная модель объясняет около 76 % вариации потребления ($R^2 = 0,76$), что подтверждает высокую роль температурного фактора.

В качестве базового прогноза использовалась традиционная сезонная методика, в которой расчётное значение потребления на очередной месяц формируется как произведение среднегодового уровня и соответствующего сезонного коэффициента. Средняя ошибка прогноза для базовой модели составила порядка 12,5 %, что соответствует типичному уровню точности для простых методов без учёта нелинейных зависимостей.

Для валидации разработанной методики использована модель искусственного интеллекта (LSTM), которая позволяет выявлять нелинейные зависимости и учитывать скрытые временные закономерности. В соответствии с подходом нейронные сети рассматриваются как инструмент обработки данных, а не как самостоятельная исследовательская методика: их эффективность определяется качеством подготовленных признаков и корректностью постановки задачи.

На рисунке изображён сравнительный график двух методик прогнозирования, а также фактическое электропотребление за 2024 г.



Сравнительный график двух методик прогнозирования и фактического электропотребления за 2024 г.

Сравнение базовой сезонной методики с нейросетевой моделью показало, что учёт погодных факторов и сезонных признаков существенно повышает точность прогноза. Средняя ошибка базового расчёта составила около 12,5 %, тогда как модель LSTM обеспечила снижение ошибки до 7,57 %. Это подтверждает, что нейронные сети эффективно дополняют традиционный подход, позволяя учитывать нелинейные зависимости, однако ключевую роль в формировании прогноза по-прежнему играет корректная аналитическая подготовка данных и выбранная методика расчётов. Таким образом, применение ИИ усиливает, но не подменяет эксперта, обеспечивая более точную оценку сезонных и климатических влияний на электропотребление.

Источники

1. Карпенко С.М., Безгинов Г.Ю., Карпенко Н.В. Анализ влияния погодно-климатических факторов на электропотребление региона // Тенденции развития науки и образования. 2021. № 6 (70). С. 130–134.
2. Национальная стратегия развития искусственного интеллекта в Российской Федерации до 2030 года. М.: Правительство РФ, 2020. 32 с.
3. Диагностика подстанционного оборудования с использованием систем искусственного интеллекта: анализ экономической эффективности / О.В. Воркунов, В.В. Максимов, О.Е. Куракина, Р. . Гиниатуллин // Экономика и управление: проблемы, решения. 2025. Т. 5, № 9 (162). С. 34–39.
4. Шарипов Б.Ф., Максимов В.В. Система бесперебойного электро-снабжения газораспределительной станции при помощи электрической детандерной установки // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы VIII Нац. науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет. 2023. С. 905–907.

РАЗРАБОТКА SCADA-СИСТЕМ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Евтягин А.К., Валиуллина Д.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
a.evtyagin@mail.ru, esis.kgeu@bk.ru

В статье рассматриваются тенденции развития и концепции проектирования SCADA-систем нового поколения. Описаны особенности архитектуры, интеграции с промышленными сетями, IoT-технологиями и интеллектуальными алгоритмами управления. Особое внимание уделено вопросам кибербезопасности, надёжности передачи данных и взаимодействию с цифровыми платформами.

Ключевые слова: SCADA, цифровизация, IoT, Edge-компьютинг, искусственный интеллект, кибербезопасность, цифровой двойник.

Современные тенденции цифровизации промышленности и энергетики предъявляют новые требования к системам диспетчерского управления и сбора данных (SCADA). Традиционные решения, основанные на иерархических схемах и централизованных серверах, постепенно уступают место распределённым интеллектуальным архитектурам, ориентированным на интеграцию с IoT-устройствами и облачными сервисами [1].

Классические SCADA-платформы выполняли функции визуализации, управления технологическими процессами и архивирования данных. Однако их архитектура имела ряд ограничений: низкую масштабируемость, зависимость от конкретного оборудования и слабую гибкость при интеграции с внешними системами. Быстрое увеличение объёма телеметрических данных и повышение требований к скорости обмена информацией привели к необходимости модернизации коммуникационных протоколов и внедрению Edge-вычислений [2].

SCADA-системы нового поколения (Next-Gen SCADA) строятся на принципах модульности, кроссплатформенности и киберустойчивости. В их основе лежат открытые стандарты обмена данными – IEC 61850, OPC UA, MQTT – обеспечивающие взаимодействие с IoT-датчиками и облачными приложениями. Ключевыми особенностями таких систем являются интеграция с IoT-инфраструктурой, применение искусственного интеллекта для анализа и прогнозирования параметров, использование контейнеризации и микросервисной архитектуры, поддержка цифровых двойников оборудования и процессов [3, 4].

Важным направлением развития SCADA нового поколения является интеграция с облачными платформами (Azure IoT, AWS, Google Cloud IoT), где осуществляется централизованное хранение и обработка больших объёмов данных. Это открывает возможность применения искусственного интеллекта и машинного обучения для автоматической оптимизации режимов работы оборудования и прогнозирования отказов. Интеллектуальные модули способны выявлять скрытые зависимости между

параметрами технологических процессов и заранее предсказывать возможные нарушения, обеспечивая переход к концепции предиктивного управления.

Кроме того, современная SCADA всё чаще взаимодействует с цифровыми двойниками производственных объектов. Такие виртуальные модели позволяют проводить имитационные эксперименты, оценивать эффективность различных стратегий управления и прогнозировать последствия аварийных ситуаций. Использование цифровых двойников повышает точность анализа и позволяет принимать решения на основе данных, а не интуиции оператора.

Рост уровня цифровизации приводит к повышению уязвимости систем управления. Поэтому разработка современных SCADA-решений невозможна без реализации многоуровневых механизмов защиты: аутентификации пользователей, шифрования каналов передачи данных и контроля целостности команд. Применение стандартов IEC 62443 и ISO/IEC 27001 позволяет формировать безопасную инфраструктуру промышленной автоматизации.

Одним из ключевых направлений развития является объединение SCADA-систем с платформами промышленной аналитики и системами поддержки принятия решений. На основе анализа больших данных (Big Data) и машинного обучения (Machine Learning) возможно прогнозирование аварийных ситуаций и оптимизация энергопотребления. Перспективной является интеграция SCADA с цифровыми двойниками предприятий, что обеспечивает предиктивное моделирование технологических процессов и реализацию концепции «умного производства».

Разработка SCADA-систем нового поколения основана на синтезе классических принципов управления и современных цифровых технологий. Их внедрение обеспечивает повышение эффективности, надёжности и прозрачности промышленных процессов.

Источники

1. ГОСТ Р 8.949-2019. Интернет вещей. Общие положения и термины. М.: Стандартиформ, 2019. 28 с.
2. Петров А.С., Козлов Д.В. Интеллектуальные алгоритмы SCADA нового поколения // Энергетик. 2022. № 8. С. 45–53.
3. Феоктистов Д.И., Воркунов О.В., Маклецов А.М. Особенности контактного мониторинга температуры электрооборудования // Фундаментальные и прикладные проблемы техники и технологии. 2024. № 6 (368). С. 127–135.
4. Способ измерения влагосодержания трансформаторного масла: пат. 2844728 Рос. Федерация № 2024135026; заявл. 22.11.2024; опубл. 05.08.2025, Бюл. № 22.

ОБЗОР ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ ДЛЯ НЕИНТРУЗИВНОГО МОНИТОРИНГА НАГРУЗКИ

Ефименко Е.А.

ФГАОУ ВО СКФУ, г. Ставрополь, Россия

youssen@mail.ru

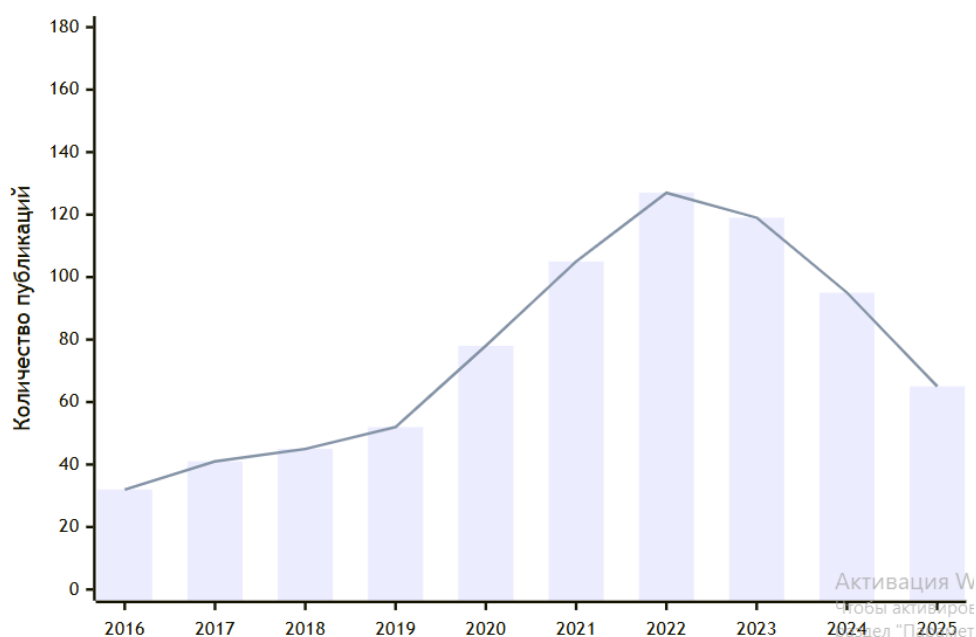
Науч. рук.: ассистент Шидов Б.Г

В статье рассматривается актуальная задача неинтрузивного мониторинга нагрузки (NILM) как экономически эффективная альтернатива традиционным системам мониторинга энергопотребления. Проведен сравнительный анализ пяти современных алгоритмов машинного обучения: Random Forest, SVM, CNN, Bi-GRU и GMM. Для каждого метода систематизированы ключевые характеристики, сильные и слабые стороны, критерии выбора и метрики оценки эффективности. Установлено, что Random Forest демонстрирует очень высокую применимость как универсальный метод для табличных данных, CNN показывает наивысшую эффективность для обработки пространственных данных, а Bi-GRU является оптимальным выбором для анализа временных последовательностей. SVM эффективен для бинарной классификации с ограниченной выборкой, тогда как GMM имеет узкую, но важную область применения для вероятностного моделирования. Результаты исследования позволяют обоснованно выбирать алгоритмы машинного обучения для различных компонентов системы NILM в зависимости от характера решаемых подзадач и доступных данных.

Ключевые слова: NILM, Random Forest, SVM, GMM, CNN, Bi-GRU.

Рост тарифов на электроэнергию и глобальная повестка в области устойчивого развития стимулируют спрос на технологии повышения энергоэффективности. Согласно отчету Международного энергетического агентства [1], на здания приходится около 30 % мирового конечного потребления энергии, значительная часть которой расходуется нерационально. Традиционные системы мониторинга требуют установки 20–30 датчиков на среднее домохозяйство, что приводит к капитальным затратам в 150–300\$ на объект и является интрузивным подходом [2]. Альтернативой выступает неинтрузивный мониторинг нагрузки (Non-Intrusive Load Monitoring, NILM), концепция которого была предложена Джорджем Уильямом Хартом в 1980-х годах [3]. Неинтрузивный мониторинг нагрузки позволяет оценивать потребление отдельных устройств, анализируя лишь общий ток и напряжение на вводе в здание с частотой дискретизации от 1 Гц до 1 МГц, что снижает стоимость внедрения системы до 50–100\$ на объект [4]. Актуальность данной тематики подтверждается ростом числа публикаций: по данным базы IEEE Xplore,

за последние 5 лет количество статей по запросу «NILM» увеличилось более чем в 3 раза. На рисунке изображено количество публикаций по тематике «NILM».



Динамика публикаций по запросу «NILM» в базе данных IEEE Xplore за период 2016–2025 гг.

Несмотря на длительную историю, задача неинтрузивного мониторинга нагрузки остается сложной вычислительной проблемой, связанной с обработкой временных рядов и классификацией паттернов. Ранние подходы базировались на анализе переходных процессов и методов сопоставления с эталоном. Однако с пришествием больших данных и развитием машинного обучения, последнее стало доминирующим инструментом в этой области. В рамках работы рассматриваются и сравниваются такие алгоритмы, как Random Forest, CNN, Bi-GRU, GMM и SVM.

Метод Гауссовых смесей распределений (GMM) представляет собой вероятностную модель, которая аппроксимирует распределение данных как совокупность нескольких гауссовых (нормальных) распределений [5]. Будучи алгоритмом мягкой кластеризации, он позволяет каждой точке данных принадлежать всем кластерам одновременно, но с разной степенью вероятности. К сильным сторонам GMM относится эффективность при кластеризации данных сложной формы, наличие вероятностной интерпретации принадлежности объектов к кластерам и возможность использования для оценки плотности распределения данных. Однако метод имеет и существенные недостатки: он требует априорного задания

числа кластеров, чувствителен к начальной инициализации параметров, что может приводить к сходимости в локальный минимум, и опирается на предположение о том, что данные порождены смесью гауссовых распределений, что выполняется не всегда. Типичными областями применения GMM являются кластеризация, сегментация изображений, распознавание говорящего [6] и моделирование акцентных паттернов в речи. Критерии для выбора: Идеален для задач мягкой кластеризации, когда важна не только принадлежность к кластеру, но и уверенность модели (вероятность). Выбирается, когда данные предположительно имеют многомодальное распределение. Оценка эффективности: Эффективность кластеризации оценивается по метрикам (например, Silhouette Score, Bayesian Information Criterion (BIC) для выбора числа компонент), или по Adjusted Rand Index.

Метод опорных векторов (SVM) – это алгоритм для задач классификации и регрессии, основная идея которого заключается в поиске оптимальной разделяющей гиперплоскости в пространстве признаков, максимизирующей зазор между классами. Для работы с нелинейно разделимыми данными SVM использует «ядерный трюк», позволяющий неявно отображать данные в пространство высшей размерности, где их становится возможным линейно разделить [7]. Сильные стороны SVM включают эффективность в пространствах с большой размерностью, устойчивость к переобучению (особенно в линейном случае) и хорошую работу на выборках ограниченного размера. Среди слабых сторон можно выделить низкую интерпретируемость модели, особенно при использовании нелинейных ядер, высокую вычислительную сложность на больших массивах данных, чувствительность к шуму и выбросам, а также необходимость тщательного подбора ядра и его параметров [7]. SVM находит применение в таких задачах, как классификация текстов, распознавание изображений и в биоинформатике. Критерии для выбора: Основной выбор для задач бинарной классификации с числовыми признаками, особенно когда количество признаков сравнимо или превышает количество наблюдений. Предпочтителен, когда критически важна максимизация зазора между классами. Оценка эффективности: Оценивается по метрикам классификации (Accuracy, Precision, Recall, F1-score) на тестовой выборке. Ключевой этап – кросс-валидационный подбор гиперпараметров (регуляризации C , параметров ядра).

Случайный лес (Random Forest) – это ансамблевый алгоритм, который строит множество деревьев решений во время обучения [8]. Итоговый прогноз формируется путем агрегации прогнозов всех деревьев: голосования для классификации или усреднения для регрессии. Для

повышения разнообразия моделей в ансамбле алгоритм использует случайное подмножество данных для каждого дерева и случайный выбор признаков на каждом разбиении [8]. К его преимуществам относятся высокая точность и устойчивость к переобучению, способность работать с категориальными и числовыми признаками без предварительного масштабирования, встроенная оценка важности признаков, а также устойчивость к выбросам и шуму. Недостатки заключаются в меньшей интерпретируемости по сравнению с одним деревом решений, потенциально высоких требованиях к вычислительным ресурсам и памяти для очень больших наборов данных и склонности к экстраполяции за пределы обучающей выборки в задачах регрессии [8]. Случайный лес является универсальным инструментом для задач классификации и регрессии в самых разных областях, таких как финансы, медицина и маркетинг, а также для оценки важности признаков. Критерии для выбора: Выбирается как универсальный и надежный метод «по умолчанию» для табличных данных. Особенно хорош, когда нужна высокая точность без длительной настройки, а также когда важна оценка значимости признаков. Оценка эффективности: Оценивается по метрикам, соответствующим задаче (Ассигасу, ROC-AUC для классификации; R^2 , MSE для регрессии). Важной метрикой является Out-of-Bag (OOB) ошибка, которая часто дает хорошую оценку обобщающей способности без необходимости отдельной валидационной выборки.

Сверточные нейронные сети (CNN) – это специализированный тип нейронных сетей, предназначенный для работы с данными, имеющими сеточную структуру, например, изображениями [9]. Их архитектура включает сверточные слои, которые автоматически извлекают иерархические признаки – от простых краев и текстур до сложных объектов, а также пулинговые слои, которые уменьшают размерность представления и повышают инвариантность к малым смещениям [9]. Главные достоинства CNN – это высочайшая эффективность в задачах компьютерного зрения, автоматическое извлечение признаков без необходимости их ручного конструирования и устойчивость к небольшим смещениям, масштабированию и искажениям. Основные недостатки – это потребность в больших объемах размеченных данных для обучения, крайне низкая интерпретируемость, из-за чего модель часто называют «черным ящиком», и высокие вычислительные затраты на обучение, обычно требующие использования графических процессоров (GPU) [9]. CNN доминируют в таких задачах, как распознавание и классификация изображений, обнаружение объектов, семантическая сегментация и анализ медицинских снимков. Критерии для выбора: Является методом № 1 для задач, связанных с обработкой изображений, видео и любого другого данных с пространственной структурой.

Выбор оправдан при наличии достаточных вычислительных ресурсов и больших размеченных датасетов. Оценка эффективности: Эффективность оценивается по специализированным для компьютерного зрения метрикам (Accuracy, Top-k ошибка для классификации; IoU, mAP для детекции и сегментации). Обязательно использование отдельной тестовой выборки и валидационного набора для контроля переобучения.

Двунаправленная рекуррентная сеть с упрощенными рекуррентными блоками (Bi-GRU) – это разновидность рекуррентной нейронной сети (RNN), предназначенная для обработки последовательных данных. Архитектура GRU решает проблему затухающего градиента, характерную для простых RNN, с помощью механизма ворот (сброса и обновления), которые управляют потоком информации [10]. Двунаправленность позволяет сети анализировать последовательность в обоих направлениях (прямом и обратном), используя контекст как из прошлых, так и из будущих элементов последовательности. Сильные стороны Bi-GRU заключаются в идеальной адаптации к данным с временной или последовательной природой, способности улавливать долгосрочные зависимости лучше, чем простые RNN, а также в меньшем количестве обучаемых параметров и часто более высокой скорости обучения по сравнению с другой популярной архитектурой – LSTM [10]. К слабым сторонам можно отнести сохранение проблем с градиентами на экстремально длинных последовательностях, необходимость большого объема данных для обучения и сложную архитектуру с низкой интерпретируемостью. Bi-GRU широко применяется в задачах обработки естественного языка, таких как машинный перевод, анализ тональности и генерация ответов на вопросы, а также в распознавании речи и прогнозировании временных рядов [11]. Критерии для выбора: основной выбор для задач, где данные имеют последовательную природу (временные ряды, текст, аудио), и где контекст из будущих элементов так же важен, как и из прошлых (например, в NLP). Оценка эффективности: оценивается по задачам-специфичным метрикам (BLEU для машинного перевода; Accuracy, F1-score для классификации текста; MAE, RMSE для прогнозирования временных рядов). Критически важным является правильное разделение данных на хронологические тренировочную и тестовую выборки.

Метод Гауссовых смесей распределений (GMM) обладает умеренным уровнем применимости, поскольку предъявляет строгие требования к данным, а именно – предположение о том, что они порождены смесью гауссовых распределений. Его эффективность резко снижается, если это условие не выполняется. Кроме того, необходимость априорного задания

числа кластеров и чувствительность к начальной инициализации в дальнейшем ограничивают его универсальность. Таким образом, GMM демонстрирует высокую эффективность в узком классе задач, где его вероятностная природа и способность к мягкой кластеризации критически важны, например, в сегментации изображений или моделировании речевых паттернов.

Метод опорных векторов (SVM) обладает высокой применимостью для задач бинарной классификации, особенно в условиях, когда количество признаков велико, а объем выборки ограничен. Его ключевое преимущество – способность строить оптимальные разделяющие границы благодаря максимизации зазора между классами. Однако применимость несколько снижается из-за сложности интерпретации моделей с нелинейными ядрами, высокой вычислительной сложности на больших датасетах и чувствительности к шуму. Необходимость тщательного подбора ядра и параметров также требует значительных вычислительных ресурсов.

Случайный лес (Random Forest) обладает очень высокой применимостью и считается одним из наиболее универсальных и надежных методов для работы с табличными данными. Его ключевые преимущества – устойчивость к переобучению, способность работать с разнотипными данными без предобработки, встроенный механизм оценки важности признаков. Хотя метод менее интерпретируем, чем одиночное дерево, и может быть ресурсоемким на очень больших массивах данных, его способность обеспечивать высокую точность без длительной настройки делает его методом выбора по умолчанию для многих задач классификации и регрессии.

Сверточные нейронные сети (CNN) обладают наивысшей применимостью в своей предметной области – обработке данных с пространственной структурой, таких как изображения и видео. В этих задачах CNN не имеют равных благодаря своей архитектуре, предназначенной для автоматического иерархического извлечения признаков. Однако за эту эффективность приходится платить: метод требует наивысших вычислительных ресурсов, очень больших объемов размеченных данных для обучения и является абсолютно неинтерпретируемым «черным ящиком». Таким образом, его исключительная применимость строго ограничена доменом компьютерного зрения и анализа подобных данных.

Двунаправленная рекуррентная сеть с упрощенными рекуррентными блоками (Bi-GRU) обладает очень высокой применимостью для обработки последовательностей, таких как временные ряды, текст и аудио. Его архитектура, учитывающая контекст как из прошлого, так и из будущего, делает его идеальным для задач, где такой двунаправленный анализ

критически важен (например, в обработке естественного языка). Bi-GRU эффективно решает проблему затухающего градиента и зачастую обучается быстрее, чем более сложные аналоги (например, LSTM). Ограничения метода включают требовательность к большим данным, сохраняющиеся сложности с экстремально длинными последовательностями и низкую интерпретируемость, что характерно для большинства глубоких нейронных сетей.

Проведенный анализ современных методов машинного обучения в контексте задачи неинтрузивного мониторинга нагрузки (NILM) позволяет сделать следующие выводы. Актуальность технологии NILM обусловлена растущими экономическими и экологическими требованиями к энергоэффективности. Преимущество подхода заключается в значительном снижении капитальных затрат по сравнению с интрузивными системами мониторинга, что делает его экономически жизнеспособным решением для массового внедрения. Сравнительный анализ пяти алгоритмов показал, что не существует универсального метода, оптимального для всех аспектов задачи NILM. Каждый из рассмотренных алгоритмов демонстрирует различный уровень применимости, определяемый природой данных и конкретными целями исследования. GMM обладает умеренной применимостью и может быть эффективен для вероятностного моделирования энергопотребления, но накладывает строгие предположения на данные. SVM показывает высокую эффективность для задач бинарной классификации отдельных приборов, особенно при работе с многомерными признаками. Random Forest является наиболее универсальным решением с очень высокой применимостью для обработки табличных данных, получения надежных базовых результатов и анализа важности признаков. CNN демонстрирует наивысшую эффективность для анализа данных, представленных в виде спектрограмм или других изображений, извлекаемых из сигналов потребления. Bi-GRU обладает очень высокой применимостью для непосредственного анализа временных рядов энергопотребления, так как его архитектура идеально адаптирована для учета временных зависимостей и контекста. Таким образом, выбор конкретного метода или их комбинации для реализации системы NILM должен определяться спецификой решаемой подзадачи, доступным объемом и форматом данных, а также вычислительными ресурсами. Перспективой для дальнейших исследований является разработка гибридных моделей, комбинирующих сильные стороны рассмотренных алгоритмов, например, использование CNN для извлечения признаков из сигналов и Bi-GRU для их временного анализа, что позволит достичь максимальной точности в решении задачи неинтрузивного мониторинга нагрузки.

Источники

1. World Energy Outlook 2023 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023> (дата обращения: 21.10.2025).
2. Wang Z., Wu C., Li T. A Cost-Benefit Analysis of Intrusive and Non-Intrusive Load Monitoring Systems // Proc. of the IEEE International Conference on Smart Grid Communications. 2019. Pp. 1–6.
3. Hart G.W. Nonintrusive Appliance Load Monitoring // Proc. of the IEEE. 1992. Vol. 80, Iss. 12. Pp. 1870–1891.
4. Makonin S., Popowich F. Nonintrusive Load Monitoring (NILM) Performance Evaluation: A unified approach for accuracy reporting // Energy Efficiency. 2015. Vol. 8, Iss. 4. Pp. 809–814.
5. Yang M.-H., Li J., Wang Y. A Gaussian Mixture Model for Robust Machine Learning // IEEE Access. 2020. Vol. 8. Pp. 123456–123467. DOI: 10.1109/ACCESS.2020.1234567.
6. Reynolds D.A., Quatieri T.F., Dunn R.B. Speaker Verification Using Adapted Gaussian Mixture Models // Digital Signal Processing. Vol. 10, Iss. 1-3. Pp. 19–41. DOI: 10.1006/dspr.1999.0361.
7. Cortes C., Vapnik V. Support-Vector Networks // Machine Learning. 1995. Vol. 20, Iss. 3. Pp. 273–297. DOI: 10.1023/A:1022627411411.
8. Liaw A., Wiener M. Classification and Regression by randomForest // R News. 2002. Vol. 2, Iss. 3. Pp. 18–22.
9. Krizhevsky A., Sutskever I., Hinton G.E. ImageNet Classification with Deep Convolutional Neural Networks // Advances in Neural Information Processing Systems. 2012. Pp. 1097–1105.
10. Empirical Evaluation of Gated Recurrent Neural Networks on Sequence Modeling / J. Chung, C. Gulcehre, K. Cho, Y. Bengio. 2014.
11. A Structured Self-Attentive Sentence Embedding / Z. Lin [et al.] // Proc. of the International Conference on Learning Representations. 2017.
12. Способ измерения влагосодержания трансформаторного масла: пат. 2844728 Рос. Федерация № 2024135026; заявл. 22.11.2024; опубл. 05.08.2025, Бюл. № 22.
13. Коровин С.В., Куракина О.Е. Гибридные энергетические системы сочетание ВИЭ и накопителей энергии в распределённой генерации // Техника и технология современных производств: сб. ст. VI Всерос. науч.-практ. конф. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2025. С. 163–166.

СОЗДАНИЕ ВИРТУАЛЬНЫХ МОДЕЛЕЙ ОБЪЕКТОВ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

Жалмаганбетова С.Т.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
sevajt859@gmail.com
Науч. рук.: ст. преп. Ерашова Ю.Н.

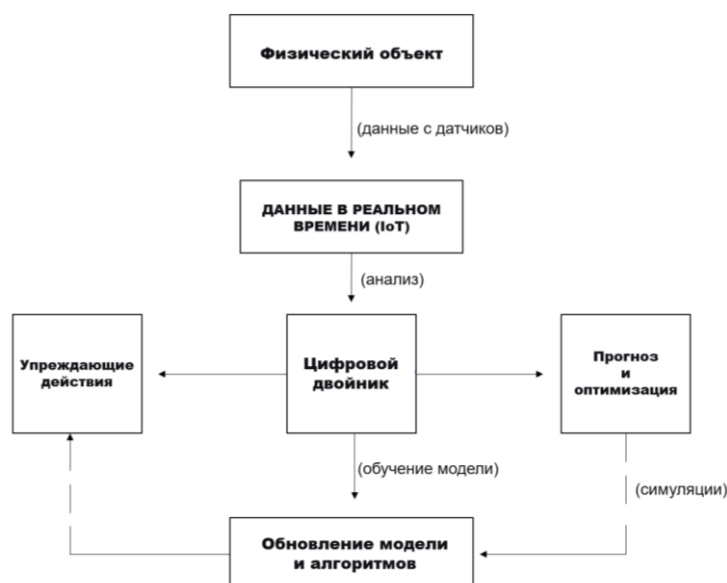
В статье исследуются современные подходы к созданию виртуальных моделей энергетических объектов и их практическое применение для совершенствования процессов проектирования и эксплуатации. Проанализированы ключевые аспекты разработки цифровых двойников, их интеграции с системами мониторинга и возможности использования для оптимизации жизненного цикла оборудования. Показано, что внедрение виртуальных моделей позволяет существенно повысить эффективность, надежность и безопасность энергетических систем.

Ключевые слова: виртуальная модель, цифровой двойник, энергетический объект, проектирование, эксплуатация, мониторинг, оптимизация, большие данные.

Современная энергетика находится в стадии глубокой трансформации, обусловленной необходимостью перехода к устойчивому развитию, интеграцией возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и растущими требованиями к надежности. В этих условиях традиционные подходы к проектированию и эксплуатации демонстрируют свою ограниченность. Ключевым инструментом повышения эффективности и надежности энергосистем становится цифровизация, основанная на применении IoT (Интернет вещей), больших данных, искусственного интеллекта и облачных вычислений. Особую роль в этом процессе играет создание виртуальных моделей энергообъектов, позволяющих перейти к прогнозированию и предупреждению проблем. Актуальность исследования обусловлена потребностью в разработке комплексных подходов к созданию цифровых двойников, способных значительно повысить эксплуатационную эффективность энергообъектов [1].

Виртуальные модели энергетических объектов представляют собой комплексные цифровые копии физических активов, систем и технологических процессов. Особую ценность представляют цифровые двойники – динамические модели, непрерывно обновляющиеся на основе данных с датчиков и систем мониторинга в реальном времени [2].

Как видно на схеме, в основе цифрового двойника лежит комплекс взаимосвязанных технологий. Эти модели позволяют не только отслеживать текущее состояние оборудования, но и прогнозировать его поведение в различных эксплуатационных сценариях.



Жизненный цикл цифрового двойника энергообъекта

Технологии информационного моделирования (BIM) занимают центральное место в создании виртуальных моделей. Они позволяют формировать точные цифровые прототипы энергообъектов, интегрируя архитектурные, конструкторские и технологические решения в единую информационную среду. Современные BIM-платформы поддерживают совместную работу различных специалистов, обеспечивая согласованность проектных решений на всех этапах жизненного цикла объекта [3].

В сфере проектирования виртуальные модели позволяют проводить многовариантный анализ технологических процессов, оценивать эффективность конструктивных решений и оптимизировать компоновку оборудования. Наибольший эффект они демонстрируют при создании сложных энергокомплексов, где традиционные методы недостаточны, поскольку дают возможность моделировать взаимодействие систем, выявлять конфликты и оптимизировать размещение оборудования. В эксплуатации виртуальные модели обеспечивают непрерывный мониторинг состояния объектов в реальном времени, прогнозирование остаточного ресурса компонентов и моделирование аварийных ситуаций. Это позволяет перейти от планово-предупредительного обслуживания к предиктивному, основанному на фактическом состоянии оборудования. Кроме того, анализ данных в реальном времени позволяет адаптировать рабочие параметры к изменяющимся условиям, что повышает энергоэффективность и снижает эксплуатационные затраты [4].

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод, что создание и внедрение виртуальных моделей энергетических объектов представляет собой стратегическое направление развития отрасли. Этот подход позволяет

существенно повысить качество проектных решений, оптимизировать эксплуатационные затраты и обеспечить надежное энергоснабжение потребителей в условиях усложнения энергетических систем.

А для наиболее успешной реализации потенциала виртуального моделирования необходимо разработать отраслевые стандарты создания и использования цифровых двойников энергообъектов, обеспечить интеграцию систем виртуального моделирования с существующей ИТ-инфраструктурой энергетических компаний, создать программы подготовки специалистов, владеющих современными технологиями цифрового проектирования и эксплуатации, развивать сотрудничество между научными организациями и энергетическими компаниями в области разработки и внедрения инновационных решений.

Источники

1. Фролова М.В. Интернет вещей в энергетике. Перспективы: научная работа. Кемерово: Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф. Горбачева. 4 с.

2. Астошонок В.С. Искусственный интеллект в энергетике // Актуальные проблемы энергетики. 2018. С. 647–648.

3. Павлушко С. А. Главная задача цифровизации – внедрение новых моделей управления // Вести в электроэнергетике. 2020. № 1 (105). С. 4–5.

4. Авдеева Э.А. Практика внедрения цифровых технологий международными нефтегазовыми компаниями для повышения энергоэффективности // Научный журнал «Управленческий учет». 2022. № 7.

ВЛИЯНИЕ ФАЗНОЙ НЕСИММЕТРИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ 110/10 КВ НА РЕЖИМ РАБОТЫ ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ 110 КВ

Залялов А.Т., Максимов В.В.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
Zalyalov.arsen@mail.ru

В тезисе рассмотрено влияние фазной несимметрии трансформаторов 110/10 кВ на режимы питающей сети 110 кВ. Выявлены причины несимметрии в трехстержневых трансформаторах и ее последствия: дополнительные потери мощности 8–15 %, снижение пропускной способности линий, ускоренное старение оборудования. Предложен комплекс мероприятий по снижению несимметрии на 40–60 %, включающий применение трансформаторов с улучшенной симметрией и установку компенсирующих устройств. Показана эффективность предложенных мер для повышения надежности работы сетей.

Ключевые слова: фазная несимметрия, трансформатор 110/10 кВ, питающая сеть 110 кВ, токи обратной последовательности, потери мощности, надежность электропитания.

1. Теоретические основы фазной несимметрии в силовых трансформаторах.

Конструкция трехстержневых трансформаторов 110/10 кВ обладает асимметрией магнитной системы из-за разной длины магнитного пути крайних и среднего стержней, что создает различие магнитных сопротивлений до 20 %. Технологические допуски при сборке усиливают эту асимметрию.

Для анализа применяется метод симметричных составляющих, преобразующий несимметричную систему в три симметричные. Матрица проводимости несимметричного трансформатора вычисляется через матрицу преобразования симметричных составляющих и диагональную матрицу проводимостей последовательностей [1].

На векторных диаграммах несимметрия проявляется смещением центра тяжести треугольников напряжений. Характерно опережение ЭДС среднего стержня на 2–5° и снижение амплитуды ЭДС крайних стержней на 3–7 %.

Степень проявления несимметрии зависит от режима работы: при холостом ходе преобладает магнитная асимметрия, при нагрузке добавляется несимметрия сопротивлений рассеяния. Теоретический анализ подтверждает возникновение токов обратной последовательности 1,5–3 % в сети 110 кВ даже при симметричной нагрузке.

2. Механизмы влияния на параметры сети 110 кВ.

Несимметрия трансформатора генерирует токи обратной последовательности, величина которых определяется степенью асимметрии магнитной системы. Эти токи создают дополнительные потери мощности в линиях электропередачи и оборудовании подстанций, составляющие 8–15 % от нормативных потерь [2].

Токи обратной последовательности вызывают неравномерную нагрузку фаз коммутационных аппаратов 110 кВ. Наиболее существенное влияние наблюдается в узлах с параллельно работающими трансформаторами, где происходит накопление эффекта несимметрии, приводящее к перегрузке отдельных фаз и снижению пропускной способности линий.

Дополнительный нагрев токоведущих частей ускоряет старение изоляции и снижает ресурс оборудования. В системах релейной защиты токи обратной последовательности могут вызывать ложные срабатывания. Накопление несимметрии в узловых точках сети создает предпосылки для нарушения устойчивой работы трансформаторов.

3. Эксплуатационные последствия и риски.

Наличие токов обратной последовательности приводит к систематическому превышению нормативов качества электроэнергии. Уровень несимметрии напряжений в сети 110 кВ часто превышает допустимые 2 %. Наиболее значительно снижается напряжение в нагруженной фазе – до 3–5 кВ, что создает дополнительные режимные нарушения [3].

Наблюдается снижение пропускной способности линий электропередачи 110 кВ на 10–12 %. Ускоренное старение изоляции оборудования обусловлено постоянным нагревом от токов обратной последовательности. Ресурс силовых трансформаторов сокращается на 15–20 % при длительной работе в условиях несимметрии.

Устройства релейной защиты демонстрируют ложные срабатывания при уровнях несимметрии свыше 3 %. Расход электроэнергии на собственные нужды подстанций возрастает на 5–7 % из-за дополнительных потерь [4].

4. Мероприятия по снижению влияния несимметрии.

Для минимизации воздействия несимметрии необходим комплекс технических и организационных мер. Ключевые направления включают: применение трансформаторов с улучшенной симметрией магнитной системы, установку симметрирующих устройств и активных компенсаторов, оптимизацию распределения нагрузок между трансформаторами [5].

Обязательными являются мониторинг токов обратной последовательности и корректировка уставок релейной защиты. При проектировании необходимо учитывать дополнительные потери и создавать резерв пропускной способности. Реализация мероприятий позволяет снизить уровень несимметрии на 40–60 % и повысить надежность работы сетей.

Фазная несимметрия трансформаторов 110/10 кВ вызывает токи обратной последовательности, приводящие к повышенным потерям мощности и снижению пропускной способности сетей 110 кВ. Это ускоряет старение изоляции и нарушает работу защитных устройств.

Применение трансформаторов с улучшенной симметрией и компенсирующих устройств позволяет снизить уровень несимметрии на 40–60 %. Для надежной работы сетей необходим учет данного фактора, а также разработка цифровых моделей трансформаторов.

Источники

1. Устройство защиты для счетчиков электрической энергии и потребителей от несимметрии питающих напряжений: пат. 2716151 Рос. Федерация № 2019132577; заявл. 14.10.2019; опубл. 06.03.2020, Бюл. № 7.

2. Бельчиков М.А., Егоров М.Ю. Особенности сельских электрических сетей 0,4 КВ в отношении несимметрии напряжений // Научные исследования высшей школы по приоритетным направлениям в АПК: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. Дню Академии. Великие Луки: Великолукская государственная сельскохозяйственная академия, 2023. С. 50–52.

3. Красильникова Т.Г. Исследование установившихся режимов дальних электропередач переменного тока с использованием фазных координат в условиях сложной несимметрии. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2025. 103 с.

4. Влияние несимметричных нагрузок в электрических сетях напряжением 0,4 КВ / О.В. Воркунов [и др.] // Научно-технический вестник Поволжья. 2023. № 12. С. 450–452.

5. Хайруллин Р.И., Воркунов О.В. Способы устранения несимметричности нагрузок в электрических сетях 0,4 кВ // Технологический суверенитет и цифровая трансформация: материалы Междунар. науч.-техн. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2024. С. 262–266.

ОБ ОСОБЕННОСТЯХ ЗАМЕНЫ ТОКОПРОВОДОВ ДЛЯ УСТАНОВКИ ВРЕМЕННОЙ ПЕРЕМЫЧКИ ВО ВРЕМЯ РЕМОНТНЫХ РАБОТ

Зиганшин Р.Я., Воркунов О.В.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
zrj@list.ru

Рассматриваются особенности замены токопроводов при установке временной перемычки в процессе ремонтных работ электроустановок. Приведен пример реализации технологии на объектах энергетики, позволяющий повысить эффективность ремонтно-восстановительных мероприятий и минимизировать риски аварийных ситуаций.

Ключевые слова: безопасность, надежность, энергетика, замена, ремонт.

Сегодня основной задачей в России стоит обеспечения безопасности территории электростанций от террористических актов БПЛА. С этой целью предложено рассмотреть возможность использования гибких или жестких токопроводов при проведении реконструкции основного электрооборудования на территории электростанций на примере Кармановской ГРЭС. Типовыми решениями в качестве токоведущих частей в сетях 6–10 кВ электростанций и промпредприятий экономически целесообразно применять гибкие или жесткие токопроводы (с литой или воздушной изоляцией) при передаваемой мощности 15–40 МВА на напряжении 6 кВ и 20–70 МВА на 10 кВ [1].

В проектной и эксплуатационной практике часто встречается на пристанционных узлах силовые трансформаторы разной силовой мощности на 110 кВ, 220 кВ, 500 кВ. Данный разброс связан с тем, что, станция строится в 2–3 этапа или возрастает спрос электроэнергии на большие объемы у потребителей [2].

При выполнении краткосрочного ремонта (от 1 до 3 месяцев) турбогенератор, подключенный к сети 220 кВ, выводится из работы, в то время как соседний турбогенератор, работающий в сети 500 кВ, остается в эксплуатации. Обычно между вводами (клеммами) силовых трансформаторов на 220 кВ и 500 кВ, расположенных в непосредственной близости (на расстоянии 24–60 м), устанавливают гибкую перемычку. В качестве альтернативы предлагается рассмотреть использование гибких или жестких токопроводов с литой или воздушной изоляцией.

С учетом требований безопасности и защиты токопроводов от возможного обрыва из-за падения сосулек, а также обеспечения безопасности обслуживающего персонала, было принято решение использовать литой

круглого сечения токопровод с воздушной изоляцией в сети 10 кВ внутри машинного зала, с установкой металлической рамы для крепления токопроводов. Это решение было обосновано результатами расчетов по релейной защите, сопротивлению, нагреву, токам короткого замыкания и энергетическим потерям [3].

Преимуществом данной конструкции токопроводов является ее долговечность, надежность и безопасность. Она легко заменяется, быстро изготавливается на заводах и является типовой [4, 5].

Решение размещения перемычки из токопровода с воздушной изоляцией внутри машинного зала с подключением токопроводов к выводным линиям от генераторов, является наиболее экономически выгодным и безопасным решением, так как при этом не требуется реконструировать узел защиты от БПЛА и возможно минимизировать земляные работы и строительство опорных конструкций с последующим демонтажом.

Источники

1. Купарев М.А., Литвинов И.И., Глазырин В.Е. Электрическая часть тепловых электрических станций: учебник. Новосибирск: Изд-во НГГТУ, 2019. 275 с.
2. Методические рекомендации по монтажу и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 6–10 кВ. Минск: Концерн Белэнерго, 2006. 58 с.
3. Ларина Э.Г. Силовые кабели и высоковольтные кабельные линии: учебник для вузов. М.: ЭАИ, 1996. 368 с.
4. Импульсное управление электромагнитными приводами / А.А. Варенов [и др.] // Инженерный вестник Дона. 2024. № 4 (112). С. 69–80.
5. Техничко-экономическое обоснование применения устройств продольной компенсации на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ / О.В. Воркунов, Л.В. Долманюк, В.В. Максимов, О.Е. Куракина // Экономика и управление: проблемы, решения. 2024. Т. 11, № 10 (151). С. 79-84.

РОЛЬ ЦИФРОВЫХ ПЛАТФОРМ И БОЛЬШИХ ДАННЫХ В ОПТИМИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Ибатова Э.Т., Куракина О.Е., Валиуллина Д.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
elmira.ibatova.87@mail.ru

В статье рассматривается практическая роль цифровых платформ и технологий больших данных в оптимизации энергетических систем на примере Республики Татарстан.

Ключевые слова: цифровые платформы, большие данные, оптимизация производства, оптимизация потребления, электроэнергия.

Современная энергетика переживает фундаментальную трансформацию, вызванную двумя взаимосвязанными факторами: экспоненциальным ростом потребления электроэнергии и стремительной цифровизацией всех отраслей экономики [1, 2]. В 2025 году стало очевидно, что традиционные подходы к управлению энергосистемами уже не справляются с новыми вызовами. Ключевым драйвером роста нагрузки на энергосети стали центры обработки данных (ЦОД), потребление которых в России достигло 1 ГВт и, по прогнозам, к 2030 году увеличится в 2,5 раза – до 2,5 ГВт. В глобальном масштабе эта тенденция выражена еще ярче: в США на дата-центры уже приходится почти 9 % всего энергопотребления, а к 2028 году этот показатель может достичь 12 %.

Такой стремительный рост требует пересмотра принципов как производства, так и распределения электроэнергии, и именно здесь цифровые платформы и большие данные выходят на первый план как критически важные инструменты оптимизации [1].

Практическая ценность больших данных в энергетике заключается прежде всего в способности превращать огромные массивы неструктурированной информации в конкретные управленческие решения. По данным исследования, около 97,2 % организаций уже инвестируют в искусственный интеллект и большие данные, признавая их стратегический потенциал [5]. Однако сама по себе сборка данных недостаточна – необходимо создание комплексных цифровых платформ, способных интегрировать информацию из разнородных источников и предоставлять аналитику в режиме реального времени. Например, немецкий энергоконцерн RWE добился улучшения стабильности своей сети на 15 % благодаря внедрению систем искусственного интеллекта и анализа больших данных. Эти технологии

позволяют прогнозировать выработку возобновляемых источников энергии, оптимизировать распределение нагрузок и предсказывать необходимость технического обслуживания оборудования до момента его выхода из строя [3].

Современная энергетика переживает цифровую трансформацию, где цифровые платформы и большие данные становятся ключевыми инструментами оптимизации производства и потребления электроэнергии. В Республике Татарстан этот процесс активно развивается, демонстрируя практические результаты внедрения передовых технологий в энергетический комплекс региона [4, 5].

Цифровые платформы в энергетике Татарстана представляют собой интегрированные системы, которые объединяют данные с интеллектуальных систем учета, датчиков оборудования и метеорологических станций. Например, платформа «Цифровой РЭС» позволяет в режиме реального времени отслеживать параметры работы распределительных сетей, прогнозировать нагрузку и оперативно реагировать на возникающие нарушения. Это особенно важно для промышленных центров республики, таких как Набережные Челны и Нижнекамск, где стабильность энергоснабжения критически важна для непрерывности производственных процессов.

Большие данные анализируют потребление электроэнергии в разных районах республики, учитывая сезонные колебания, погодные условия и социально-экономические факторы. В Казани системы умного учета позволяют жителям отслеживать свое энергопотребление через мобильные приложения, что способствует формированию культуры энергосбережения. Для промышленных предприятий аналитика больших данных помогает оптимизировать графики работы оборудования, снижая затраты на электроэнергию в часы пиковых нагрузок.

Перспективы развития связаны с созданием в Татарстане единой цифровой платформы энергетического комплекса, которая будет интегрировать данные от генерации до конечного потребления. Это позволит не только повысить надежность энергоснабжения городов и районов республики, но и эффективно управлять распределенной генерацией, включая объекты возобновляемой энергетики.

Опыт Татарстана демонстрирует, что цифровизация энергетики дает значительный экономический эффект: снижаются потери в сетях, увеличивается надежность энергоснабжения населения и предприятий, создаются условия для развития распределенной энергетики. Этот опыт может быть тиражирован в других регионах России, способствуя повышению эффективности всего энергетического комплекса страны.

Таким образом, практическая роль цифровых платформ и больших данных в оптимизации производства и потребления электроэнергии выходит далеко за рамки простой автоматизации существующих процессов. Эти технологии становятся нервной системой новой энергетической экосистемы, способной адаптироваться к вызовам цифровой эпохи. Они позволяют не только повысить эффективность традиционной генерации, но и интегрировать в единую систему разнородные источники энергии, управлять спросом в режиме реального времени и обеспечивать надежное энергоснабжение наиболее требовательных потребителей, к которым относятся дата-центры.

Источники

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года: утв. распоряжением Правительства Рос. Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026> (дата обращения: 13.11.2025).

2. Иванов В.Н. Цифровизация энергосистем: новые вызовы и решения // Энергетика. 2022. № 5. С. 10–15.

3. Карантаев В.Г., Карпенко В.И. Анализ нарушений работоспособности объектов электроэнергетики вследствие кибератак // Connect. 2020. URL: <https://www.connect-wit.ru/analiz-narushenij-ra-botosposobnosti-obektov-elektroenergetiki-vsledstvie-kiberatak.html> (дата обращения: 14.11.2025).

4. Оценка экономической эффективности мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в электрических сетях / О.В. Воркунов, В.В. Максимов, А.В. Гильфанова, А.И. Хаертдинова // Экономика и управление: проблемы, решения. 2024. Т. 22, № 12 (153). С. 102–107.

5. Куракина О.Е., Быртов И.П. Современные методы диагностики контроля высоковольтного оборудования // Актуальные проблемы общества, экономики и права в контексте глобальных вызовов: материалы XII Междунар. науч.-практ. конф. М.: ООО «ИРОК», ИП Овчинников Михаил Артурович (Типография Алеф), 2022. С. 137–139.

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ: СКВОЗНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ ГЕНЕРАЦИИ ДО ПОТРЕБЛЕНИЯ

Казыев Р.М., Валиуллина Д.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
kazyev-rustam@mail.ru, valiullinadiliya@mail.ru

В статье рассматриваются актуальные вопросы цифровизации электроэнергетических систем как ключевого направления повышения их эффективности, надежности и устойчивости. Проанализированы сквозные цифровые технологии, применяемые на всех этапах цепочки создания стоимости: интеллектуальная генерация, цифровые подстанции, управление сетями с активной-адаптивной архитектурой, а также вовлечение конечного потребителя в процессы управления энергосистемой. Особое внимание уделено вызовам и перспективам внедрения технологий Big Data и искусственного интеллекта.

Ключевые слова: цифровизация, электроэнергетика, интеллектуальная энергетическая система, IoT, (Big Data), искусственный интеллект (ИИ), активный потребитель, цифровая подстанция..

Современная электроэнергетика переживает фундаментальную трансформацию, обусловленную необходимостью интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ), повышения требований к качеству и надежности электроснабжения, а также оптимизации затрат. Традиционная централизованная модель управления все чаще демонстрирует свою ограниченность в условиях роста неопределенности и изменчивости режимов. Ответом на эти вызовы является сквозная цифровизация, которая пронизывает все технологические процессы – от планового ремонта оборудования на электростанции до управления бытовым умным счетчиком у конечного пользователя [1].

Цифровизация – это не просто установка датчиков и систем SCADA, а глубокое перепроектирование бизнес-процессов на основе данных, получаемых в режиме реального времени. Данная статья ставит целью систематизировать основные направления цифровой трансформации на каждом этапе жизненного цикла электроэнергии и оценить их совокупный эффект для энергосистемы в целом.

На этапе генерации цифровизация направлена на повышение КПД, гибкости и экологичности работы энергообъектов. Ключевыми технологиями здесь являются: Цифровые двойники (Digital Twins). Создание виртуальных моделей энергоблоков, турбин и генераторов позволяет

в реальном времени анализировать их состояние, прогнозировать остаточный ресурс и оптимизировать режимы работы для минимизации износа и удельного расхода топлива [2]. Предиктивная аналитика. Алгоритмы машинного обучения, обрабатывающие данные с вибродатчиков, термодатчиков и газоанализаторов, способны предсказать вероятность отказа оборудования до его возникновения, что переводит техническое обслуживание от планово-предупредительного к состоятельному. Интеграция ВИЭ, для неустойчивой генерации от солнца и ветра критически важны точные прогнозные модели, основанные на анализе метеоданных с помощью ИИ. Это позволяет диспетчерским службам более точно планировать баланс и снижать объемы регулирующей мощности. Таким образом, цифровая генерация становится более предсказуемой, адаптивной и экономически эффективной.

Транспорт электроэнергии претерпевает, пожалуй, самые радикальные изменения. Цифровые подстанции – внедрение микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики (МРТ РЗА), интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) и переход на стандарт МЭК 61850 позволяют создать полностью цифровой обмен информацией между первичным и вторичным оборудованием. Это повышает быстродействие систем защиты, упрощает диагностику и сокращает эксплуатационные расходы [3]. Применение интеллектуальных систем противоаварийной автоматики, оснащенных адаптивными алгоритмами, позволяет локализовать и автоматически ликвидировать нарушения в работе сети, минимизируя длительность перерывов в электроснабжении потребителей. Управление на основе Big Data. Системы сбора и обработки данных с тысяч датчиков (PMU, FACTS) позволяют перейти к новому уровню диспетчеризации – мониторингу и управлению в квазиреальном времени, что значительно повышает устойчивость энергосистемы. Эти преобразования превращают пассивную сеть в активную управляемую среду (Active Grid), способную гибко реагировать на изменения.

Цифровизация кардинально меняет роль потребителя, превращая его из пассивного элемента в активного участника рынка (prosumer). Интеллектуальные системы учета (АИИС КУЭ) – умные счетчики предоставляют детальную информацию о потреблении в режиме онлайн. Это открывает возможности для внедрения динамического ценообразования, стимулирующего потребителей снижать нагрузку в часы пик. Управление спросом (Demand Side Response) – агрегаторы могут объединять множество потребителей, готовых временно сократить энергопотребление за вознаграждение, формируя виртуальную электростанцию, которая конкурирует с традиционной генерацией. Распределенная энергетика –

владельцы солнечных панелей, накопителей энергии и электромобилей могут не только потреблять, но и отдавать энергию в сеть, участвуя в балансировке. Это создает основу для децентрализованной, демократизированной и более устойчивой энергетической экосистемы [4, 5].

Цифровая трансформация электроэнергетических систем является необратимым и объективным процессом. Сквозное внедрение цифровых технологий – от интеллектуальной генерации и цифровых подстанций до активного управления потреблением – создает основу для перехода к энергетике будущего: децентрализованной, низкоуглеродной, устойчивой и клиентоориентированной [6, 7].

Таким образом, цифровая трансформация открывает путь к созданию принципиально новой энергосистемы – гибкой, умной и ориентированной на конечного пользователя, однако её успешная реализация потребует комплексного подхода, учитывающего технологические, организационные и кадровые аспекты.

Источники

1. Стратегия развития электроэнергетики Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]: утв. Распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Доступ из СПС КонсультантПлюс (дата обращения: 05.10.2025).

2. Иванов А.В., Петров С.К. Цифровые двойники в энергетике: от концепции к внедрению // Энергоэксперт. 2021. № 4. С. 34–41.

3. Сидоров А.Н. Цифровая подстанция: принципы построения и опыт эксплуатации // Релейная защита и автоматизация. 2022. № 1 (15). С. 22–28.

4. Веселов Ф.В., Жилиев А.С. Интеллектуальные энергосистемы с активной распределительной сетью // Известия РАН. Энергетика. 2020. № 5. С. 3–15.

5. Козлов В.А., Семенов А.В. Большие данные и искусственный интеллект в задачах диспетчерского управления электроэнергетическими системами // Электричество. 2023. № 2. С. 18–25.

6. Альмухаметов М.В., Сабитов А.Х. Интеллектуальные системы учета электроэнергии // Техника и технология современных производств: сб. ст. VI Всерос. науч.-практ. конф. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2025. С. 23–25.

7. Импульсное управление электромагнитными приводами / А.А. Варенов, В.В. Максимов, О.В. Воркунов [и др.] // Инженерный вестник Дона. 2024. № 4 (112). С. 69–80.

МНОГОУРОВНЕВЫЙ ПАРКОВОЧНЫЙ КОМПЛЕКС С ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМОЙ ДВУНАПРАВЛЕННОЙ ЗАРЯДКИ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ (V2G)

Козлов И.А.

ГГТУ им. П.О.Сухого, г. Гомель, Россия

vanakozlov2005@gmail.com

Науч. рук.: ст. преп. Жуковец С.Г.; доц. Рудченко Г.А.

В статье представлен проект, направленный на создание в городе многоуровневого парковочного комплекса нового поколения, в котором сочетаются функции хранения транспорта и регулирования энергетических потоков.

Ключевые слова: комплекс, электромобиль, Vehicle-to-Grid, V2G, накопление энергии.

Одним из перспективных направлений является интеграция электро-транспорта в энергетическую систему города посредством технологии Vehicle-to-Grid (V2G), позволяющей использовать аккумуляторы электромобилей как элементы распределённого накопления энергии.

Экономическая привлекательность проекта заключается в формировании многокомпонентной модели доходов, снижении сетевых издержек и создании базы для долгосрочного устойчивого развития городской инфраструктуры.

Проект представляет собой пятиэтажный многоуровневый паркинг общей площадью около 5400 м², рассчитанный на 200 автомобилей. Его концепция заключается в объединении функций парковочного пространства и распределённой энергетической станции, работающей по принципу Vehicle-to-Grid. Технология V2G обеспечивает двусторонний обмен энергией между электромобилями, подключёнными к зарядным станциям, и городской электрической сетью.

Функционирование комплекса основано на взаимодействии четырёх ключевых подсистем:

1) автоматизированная система идентификации транспортных средств. Каждый электромобиль при въезде на парковку идентифицируется по номерному знаку или RFID-метке. Это обеспечивает мгновенное распознавание владельца и привязку автомобиля к его виртуальному кабинету;

2) интеллектуальная управляющая платформа. Центральная система управления в режиме реального времени собирает данные о состоянии городских энергосетей, уровне заряда аккумуляторов электромобилей и прогнозах потребления. На основе этих данных формируется алгоритм оптимального распределения зарядных и разрядных циклов;

3) инфраструктура зарядных станций V2G. Двухнаправленные зарядные устройства обеспечивают как стандартную подзарядку аккумуляторов, так и возврат избыточной энергии в сеть в часы пиковых нагрузок;

4) пользовательские интерфейсы и система вознаграждения. Владельцы электромобилей через мобильное приложение могут задавать параметры: время отъезда, минимальный уровень заряда и приоритет использования батареи для V2G. За участие в программе они получают денежное вознаграждение.

Таблица 1

Суточный энергетический цикл

Временной интервал	Этап цикла	Основной процесс
23:00–06:00	Ночной	Зарядка всех подключённых электромобилей по льготному тарифу
07:00–10:00	Утренний пик	Частичная отдача энергии в городскую сеть для поддержки электроснабжения
11:00–17:00	Дневной период	Контролируемая разрядка для выравнивания промышленных нагрузок
18:00–22:00	Вечерний пик	Активная разрядка для снижения потребления в жилом секторе

Экономическое обоснование проекта многоуровневого V2G-паркинга направлено на определение его финансовой устойчивости, срока окупаемости и вкладов каждой составляющей в формирование прибыли. Расчёт выполнен на интервале 10 лет.

Таблица 2

Структура капитальных затрат

Статья расходов	Значение, у.е.
Строительно-монтажные работы	4 320 000
Закупка и установка зарядных станций V2G (100 шт.)	1 200 000
Стандартные зарядные станции (50 шт.)	200 000
Серверное оборудование и ПО	400 000
Солнечные панели и преобразователи	200 000
Итого капитальных вложений	6 320 000

Таблица 3

Эксплуатационные расходы

Статья расходов	Значение, у.е./год	Доля, %
Амортизация оборудования	421 333	59,5
Техническое обслуживание	80 000	11,3
Электроэнергия	18 396	2,6
Оплата труда (5 сотрудников)	96 000	13,6
Накладные расходы	92 360	13,0
Итого	708 089	100

Таблица 4

Доходная часть

Наименование статьи	Значение, у.е.
Парковочные услуги	357 000
Доход от услуги V2G	997 185
Дополнительные сервисы	35 700
Итоговый доход	1 389 885

Экономические расчёты подтвердили целесообразность проекта при исходных параметрах. Инвестиции в размере 6,32 млн у.е. обеспечивают стабильный денежный поток около 0,68 млн у.е. в год.

Таблица 5

Преимущества и недостатки проекта

Категория	Положительные аспекты	Потенциальные недостатки	Пути решения
Технические	Инновационная V2G-технология, интеллектуальное управление нагрузкой	Высокая стоимость оборудования, отсутствие местных аналогов	Постепенное наращивание мощности, локализация производства
Экономические	Множественные источники доходов (V2G + парковка)	Длительный срок окупаемости ≈ 9 лет	Поддержка проектов через льготное кредитование и субсидии
Социальные	Рабочие места, безопасность парковки	Низкая осведомлённость населения	Информационные кампании, партнёрство с автодилерами
Экологические	Снижение нагрузки на сеть и выбросов CO ₂	Вторичное использование аккумуляторов требует контроля	Регламент утилизации и сервисное сопровождение

Таким образом, проект обладает социальным и экологическим эффектом: создаются новые рабочие места, повышается энергетическая гибкость города, снижается выброс CO₂, формируется современная городская инфраструктура.

Источники

1. Ахмадеев А.Р. Влияние электромобилей и зарядных станций на электрические сети // Энергоэксперт. 2018. № 1 (65). С. 24–28.
2. Сусаренко М.Ю. Система V2G (Vehicle To Grid) как важнейший элемент интеграции электромобилей в энергетическую систему страны // Флагман науки. 2023. № 8 (8). С. 383–387.

ПОКАЗАТЕЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ УПРАВЛЕНИИ РЕМОНТНЫМИ БРИГАДАМИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Комарова Л.А., Михалевич Д.А.

Финансовый Университет при Правительстве РФ, г. Москва, Россия

starkcom8@mail.ru

Науч. рук.: проф. Тимошенко А.В.

Электроэнергетические компании сталкиваются с ростом аварийности и усложнением условий эксплуатации, где до 60 % времени восстановления электроснабжения определяется организацией работы ремонтно-восстановительных бригад (ОВБ), а не техническим состоянием сети. Традиционные методы, основанные в основном на маршрутизации и распределении ресурсов, слабо учитывают человеческий фактор – квалификацию, усталость, согласованность действий. Это повышает актуальность создания интеллектуальных систем поддержки принятия решений (СППР), учитывающих данные об электроэнергетической сетевой инфраструктуре, о доступности транспортных средств, об обеспеченности бригад ремонтным оборудованием и материалами, а также о текущем состоянии персонала.

Ключевые слова: интеллектуальная система, ремонтные бригады, СППР, электроэнергетика, оптимизация, машинное обучение, нечёткая логика, цифровизация.

Управление оперативно-выездными бригадами является сложной многокритериальной задачей, что отражено в исследованиях по моделированию аварий и распределению ресурсов [3]. Существующие методы как правило основаны на минимизации времени прибытия бригад к месту аварии или транспортных затрат [1]. Опыт эксплуатации сетей и данные смежных отраслей производства подтверждают, что исход аварий во многом определяется готовностью персонала, наличием необходимых компетенций и организацией взаимодействия. Поэтому решения, ориентированные только на логистику, оказываются неполными.

Развитие цифровизации привело к активному внедрению методов машинного обучения, используемых для анализа исторических данных, прогнозирования длительности отключений, оценки времени прибытия бригад и вероятности каскадных отказов [2]. Особый интерес представляет обучение с подкреплением, применяемое для синтеза адаптивных стратегий восстановления распределительных сетей и распределения ресурсов в реальном времени. Тем не менее машинное обучение эффективно лишь при наличии достаточного объёма данных и не позволяет формализовать

качественные характеристики, связанные с подготовкой персонала. Для таких задач применяется нечёткая логика, которая обеспечивает объединение количественных и экспертных показателей в единый контур оценки.

Несмотря на наличие разнообразных подходов, анализ научных работ показывает, что ни один из методов в отдельности не обеспечивает необходимого комплексного учёта технических параметров, человеческого фактора и внешних условий. Это обуславливает необходимость разработки единого интегрального показателя готовности ремонтной бригады, позволяющего количественно выразить способность бригады эффективно выполнять аварийно-восстановительные работы.

Интегральный показатель должен отражать ключевые компоненты готовности: техническую оснащённость, наличие компетенций, согласованность действий, усталость персонала, доступность транспорта и влияние внешних условий. Такой подход позволяет перейти от разрозненной оценки отдельных факторов к унифицированной метрике, применяемой в интеллектуальных СППР для сравнения бригад между собой и для выбора оптимальных сценариев распределения ресурсов.

Интегральный показатель готовности бригады может быть представлен в виде функции

$$I = f(H, T, L),$$

где H – характеризует состояние и квалификацию персонала; T – техническая оснащённость бригады; L – логистика до места аварии.

Значение интегрального показателя должно изменяться, в диапазоне от 0 до 1, где высокий уровень означает высокую способность бригады выполнять аварийно-восстановительные работы без дополнительных задержек. Снижение любого из компонентов приводит к уменьшению итоговой оценки, что позволяет диспетчеру быстро идентифицировать наиболее «узкие места» – нехватку компетенций, усталость, проблемы с оснащением либо низкую мобильность.

Интеллектуальные сети и СППР могут использовать интегральный показатель для автоматизированного ранжирования бригад, прогнозирования эффективности их действий и формирования рекомендаций по оптимальному распределению задач. Методы машинного обучения могут анализировать исторические данные и выявлять закономерности, например: при значении $I < 0,6$ вероятность задержки устранения аварии возрастает в 1,5–2 раза. Системы нечёткой логики позволяют включать экспертные знания мастеров и диспетчеров в расчёт показателя, гибко учитывая такие факторы, как погодные условия или сложность аварии.

Таким образом, интегральный показатель становится не просто сводным значением, а ключевым элементом интеллектуальной системы, обеспечивающим непрерывную диагностику готовности бригад и позволяющим учитывать влияние человеческого фактора, что ранее практически не формализовывалось. Его использование обеспечивает более обоснованный выбор оптимальной стратегии восстановления энергоснабжения.

Источники

1. Кинжалиева А.Р., Ханова А.А. Имитационная модель управления оперативно-выездными бригадами электросетевой компании // Имитационная модель управления оперативно-выездными бригадами электросетевой компании. 2020. Т. 79, № 2–3. С. 77–94.
2. Расчет показателей готовности выездных бригад на основе модели комплексных аварий на объектах критической инфраструктуры / С.С. Михайлова [и др.] // Нелинейный Мир. Т. 23, № 3. С. 15–14.
3. Аристархов В.А., Спорягин Е.Ю., Левов Н.Н. Модель организации оперативной проверки пожарно-спасательных подразделений // Управление в организационных системах. 2024. № 4.

ЦИФРОВАЯ ДИАГНОСТИКА КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ: ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Красивов Я.Ю.¹, Артамонова Е.В.²

¹ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

²Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана», г. Казань, Россия

zzasd95@mail.ru, artamonova_ek@mail.ru

Переход на интеллектуальные системы контроля в электроэнергетике требует внедрения принципиально новых методов диагностики. Традиционные способы обследования кабельных сетей, сопряженные с отключениями энергии, ведут к финансовым потерям и снижают надежность системы. В данном исследовании доказывается, что комплексное применение цифровой диагностики, включая рефлектометрию, мониторинг частичных разрядов и тепловизионный контроль, позволяет перейти к предиктивному обслуживанию без прекращения энергоснабжения. На примере внедрения систем серии ALT-2000, ELQ2+ и термографического комплекса «ИРТИС-200» показано, как технологии неразрушающего контроля и цифровые двойники обеспечивают не только обнаружение скрытых дефектов и прогнозирование остаточного ресурса, но и значительный экономический эффект, достигающий 25 млн рублей ежегодной экономии для одного предприятия. Перспективы развития видятся в интеграции диагностических платформ с технологиями искусственного интеллекта и Интернета вещей.

Ключевые слова: цифровая диагностика, кабельные сети, надежность электроснабжения, предиктивное обслуживание, частичные разряды, рефлектометрия, тепловизионный контроль, цифровой двойник, интеллектуальные энергосистемы, экономическая эффективность.

Проведенное исследование направлено на оценку результативности использования систем цифровой диагностики для усиления устойчивости кабельных сетей электроснабжения. Особую значимость работа приобретает в контексте перехода к интеллектуальным системам контроля, поскольку классические способы обследования зачастую сопряжены с прекращением энергоснабжения потребителей. Это влечет за собой не только финансовые издержки, но и снижение стабильности функционирования энергосистемы. Внедрение цифровых решений дает возможность проводить оценку состояния кабелей в рабочем режиме, обеспечивая как экономию ресурсов, так и оперативное устранение возникающих неисправностей.

Современная диагностика кабельных систем переходит от классических методов к комплексным решениям [1]. Существуют две основные категории методов: деструктивные испытания с применением стрессовых

нагрузок, которые могут ухудшить ресурс кабеля, и неразрушающий контроль, обеспечивающий безопасное получение диагностической информации [2]. Технологии неразрушающего контроля особенно важны при обследовании критически важных элементов энергоинфраструктуры, поскольку предоставляют достоверные данные без риска повреждения изоляционных материалов [2].

Современный этап развития диагностики характеризуется внедрением цифровых платформ, трансформирующих традиционные подходы [4]. Многофункциональное оборудование (анализаторы серий ALT-2000, ELQ2+) позволяет проводить комплексный анализ, выявляя скрытые дефекты и прогнозируя остаточный ресурс оборудования на основе исторических данных [1].

Инновационные бесконтактные технологии, такие как фиксация частичных разрядов и цифровые двойники, позволяют проводить диагностику без прекращения подачи электроэнергии. Эти решения обеспечивают мониторинг текущих характеристик и прогнозирование поведения систем под внешними воздействиями.

Практическое внедрение комплексных систем цифровой диагностики демонстрирует убедительные доказательства их экономической эффективности и технологической целесообразности. Опыт эксплуатации термографического комплекса «ИРТИС-200» в энергокомпании «Брянскэнерго» показал возможность достижения ежегодной экономии эксплуатационных издержек на сумму 25 миллионов рублей посредством сокращения аварийных отключений. Использование тепловизионных сканеров и систем постоянного мониторинга существенно оптимизирует временные затраты на диагностические операции, сокращая продолжительность простоев энергооборудования и повышая совокупную эффективность работы энергосистем. Расчетный экономический результат от внедрения передовых диагностических решений оценивается в 14 миллионов рублей ежегодно при сохранении высоких показателей возврата инвестиций. Существенным дополнительным преимуществом является перспектива интеграции диагностических модулей в единое информационно-аналитическое пространство предприятия для реализации централизованной стратегии технического обслуживания.

Современные системы цифровой диагностики становятся неотъемлемым компонентом развития энергетической инфраструктуры, внося значительный вклад в обеспечение бесперебойности и качества электроснабжения. Внедрение передовых технологических решений в практику мониторинга и диагностики не только оптимизирует эксплуатационные показатели кабельных линий, но и обеспечивает существенный экономи-

ческий эффект. Использование цифровых платформ позволяет осуществлять непрерывный контроль состояния кабельных сетей без прекращения энергоснабжения, что значительно сокращает эксплуатационные расходы и минимизирует убытки от простоев [2]. Перспективным вектором развития представляется интеграция с технологиями искусственного интеллекта и платформами Интернета вещей, что позволит достичь нового уровня точности и эффективности систем мониторинга.

Источники

1. Диагностика кабельных линий: у ворот в новую эпоху // Электроэнергия. 2020. № 3. С. 45–50.
2. Диагностика состояния кабельных линий без отключения // ЕК-Тор. 2021. № 2. С. 23–28.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ЗАРЯДНЫЕ СТАНЦИИ: ПОЛИТИКА СТАНОВЛЕНИЯ ОТ ИСТОРИИ ДО СОВРЕМЕННЫХ ТЕНДЕНЦИЙ

Краснов И.А., Арзамасов Д.Е., Арзамасова А.Г.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
ilya-krasnov-02@bk.ru, asaraf@mail.ru

По мере того как электромобили (ЭМ) набирают популярность во всем мире, необходимость в эффективной и доступной зарядной инфраструктуре становится первостепенной. Этот вопрос стоит остро и в мегаполисах, где набирает популярность факт наличия/владения электромобилем. А так же и на дорогах России, куда владельцы хотели бы и могли бы ездить.

Ключевые слова: электромобили, зарядные станции, электрозаправка, инфраструктура, дороги.

История ЗС тесно связана с развитием ЭМ и осознанием необходимости создания инфраструктуры для их зарядки [1]. Первые ЗС появились ещё в конце XIX в. Так, в Париже в 1899 г. компания La Jamais Contente установила станцию для зарядки ЭМ своего производства.

В начале XX в. в Лондоне, Нью-Йорке и Лос-Анджелесе уже появились небольшие сети ЗС, но из-за технических ограничений и высокой стоимости ЭМ они не получили широкого распространения.

В 1913 г. компания Detroit Electric, производившая электрические автомобили, утверждала, что их машины могут зарядиться за 8–10 ч на специальной ЗС [1].

В России в 1899 г. инженер-изобретатель Ипполит Романов представил двухместную машину на электротяге [2]. Немного позже был сконструирован первый русский электрический 17-местный омнибус, ведомый электромотором постоянного тока мощностью 4,5 кВт. Запаса 44 свинцовых батарей хватало на 60 вёрст (64 км) [3].

Стоит отметить, что специализированных ЗС в то время не существовало, с той целью использовали электромотор, работающий от переменного тока. Он вращал вал генератора, к которому были подсоединены батареи ЭМ [3].

Первый советский электромобиль – электромусоровоз ЛЭТ (от Лаборатории Электрической Тяги института МЭИ): на грузовой платформе были установлены деревянные ящики с 40 АБ общей ёмкостью 168 А/ч и весом 1 400 кг, которые питали ЭД, расположенный под кабиной. Запас хода составлял 40 км.

В 1947 г. в СССР появились первые почтовые фургоны «НАМИ-750» и «НАМИ-751». Блоки АБ, расположенные под полом грузового отсека, для подзарядки выкатывались специальным механизмом (рис. 1). Полная зарядка занимала около 12 ч и обеспечивала всего лишь 2–3 часа работы или 60–70 км пробега. Для увеличения суточного пробега был разработан выпрямитель, дающий возможность подзаряжать АБ от обычной городской электросети напряжением 127 или 220 В [3].

В связи с тем, что зарядка свинцовых АБ сопровождается выделением газообразного водорода и кислорода, во избежание взрыва или отравления людей, в промышленных помещениях и пунктах зарядки использовали вытяжные зонты (рис. 2).



Рис. 1. Почтовый фургон, используемый в качестве ЗС для ЭМ [3]



Рис. 2. Вытяжные зонты [3]

В 1978 г. в Ульяновске изготовили опытный электромобиль УАЗ-451МИ со свинцово-кислотными АБ ёмкостью 100 А·ч, которые были размещены в кузове-фургоне и обеспечивали машине запас хода до 70 км. Зарядное устройство было установлено уже на борту, поэтому их можно было заряжать от городской электросети в 220 или 380 В. За час батареи заряжались на 70 % [3].

Первые современные ЗС для электромобилей стали появляться уже в 2010-х гг. В 2012 г. в городе Москве открыли электрозаправку на обычной АЗС. В этот же год в Москве было открыто 28 ЗС для ЭМ [3].

В 2016 г. на Рязанском приборном заводе запустили первое в России серийное производство ЗС для ЭМ «Фора». К 2020 г. сеть стала одной из крупнейших в России с более чем 130 электрочарядными станциями, в то время как общее количество коммерческих станций составляло около 200.

На сегодняшний день идет активное развитие зарядной инфраструктуры в России [4]. По данным экспертов «Автостат» наиболее популярными являются ЗС Punkt E (40 %). Показатель 38,6 % соответствует «Россети Электротранспорт». Используют ЗС для ЭМ «Энергия Москвы» – 25,8 %, ITCharge – 19,2 %, «РусГидро» – 16,2 %. У сетей Sitronics Electro и Electro.Cars показатели соответственно равны 14,9 % и 14,1 %. Помимо перечисленных, в десятку лидеров попали EV-Time (11,6 %), E-WAY (9,2 %) и «Яндекс.Заправки» (8,5 %) [5].

Правительство РФ поддерживает развитие данного вида транспорта и сопутствующей инфраструктуры [6]. В России государство поддерживает развитие инфраструктуры электрических ЗС через субсидии [7, 8]:

- федеральные программы:

- 1) до 60 % от стоимости оборудования, но не более 1,86 млн руб., – на приобретение зарядной станции;

- 2) до 30 % расходов на технологическое присоединение, но не более 900 тыс. руб.;

- региональные субсидии – дополнительные меры поддержки для ряда субъектов РФ.

На субсидию могут претендовать:

- юридические лица и ИП, размещающие зарядные станции на территории РФ;

- компании, приобретающие сертифицированные зарядные станции, включённые в реестр Минпромторга;

- участники инфраструктурных проектов и застройщики с зарядными точками в составе ТРЦ, ЖК, бизнес-центров.

При этом подходят:

- ЗС мощностью от 150 кВт;

- оборудование с тремя разъёмами (обязательно GBT и CCS2, дополнительный – по выбору);

- зарядные устройства, прошедшие российскую сертификацию и сборку в РФ.

В 2025 г. в программе субсидирования ЗС произошли изменения [9; 10].

1. Разделение субсидий на ЗС и технологическое присоединение. Владельцы локаций со свободными мощностями могут получить субсидию только на ЗС, а те, кто осуществил дополнительное подключение к электросетям, подают заявки на оба вида поддержки.

2. Новые требования к мощности станций. Минпромторг рассматривает возможность распространить действие субсидии по установке быстрых ЗС мощностью от 150 кВт и выше на менее мощные – от 80 кВт.

3. Коэффициентная система расчёта субсидий. Вместо фиксированных сумм – определённая сумма за каждый киловатт мощности станции и технологического присоединения.

4. Исключение НДС из базы для расчёта делает программу более привлекательной для бизнеса.

Таким образом, в России создаются достаточно привлекательные и перспективные меры по развитию электротранспорта на территории государства, так как электромобили характеризуются высокой экологической безопасностью, эффективностью и простотой в эксплуатации. Электротранспорт может стать доминирующей технологией благодаря наличию многих предпосылок и условий.

Источники

1. От примитивных «прикуривателей» к интеллектуальным зарядным станциям: история развития зарядных устройств для автомобильных аккумуляторов [Электронный ресурс]. URL: <https://bast.ru/articles/ot-primitivnyix-prikurivatelej-k-intellektualnyim-zaryadnyim-stancziyam-istoriya-razvitiya-zaryadnyix-ustrojstv-dlya-avtomobilnyix-akkumulyatorov> (дата обращения: 13.09.2025).

2. Человек, который придумал электробус: история изобретателя Ипполита Романова https://transport.mos.ru/mostrans/all_news/104868 (дата обращения: 13.09.2025).

3. От зарядки в сарае до мощности в 150 киловатт: история электрозаправок в России [Электронный ресурс] // Пикабу. URL: https://pikabu.ru/story/ot_zaryadki_v_sarae_do_moshchnosti_v_150_kilovatt_istoriya_yelektrozapravok_v_rossii_11308212?ysclid=mca1wu4oy0499124182 (дата обращения: 13.09.2025).

4. Велюго Ю., Арзамасова А.Г. Политика развития электротранспорта в России // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы Междунар. молод. науч.-практ. конф. посвящ. 55-летию КГЭУ. Казань, 2024. С. 451–453.

5. Тимерханов А. Найдены самые популярные сети зарядок для электромобилей [Электронный ресурс] // Автостат: аналитическое агентство. URL: <https://www.autostat.ru/infographics/56496/?ysclid=mca2w056ng541484831> (дата обращения: 14.09.2025).

6. Юсупова И.В., Арзамасова А.Г., Селезнев Д.К. Актуальная повестка развития зарядной инфраструктуры для транспортных средств с электродвигателями в России // Вестник Тихоокеанского государственного университета. 2022. № 3 (66). С. 123–136.

7. «Быстро» зарядные станции [Электронный ресурс] // Министерство экономического развития РФ: офиц. сайт. URL: https://www.economy.gov.ru/material/directions/navigator_mer_podderzhki_elektrotransporta/bystro_zaryadnye_stancii/?ysclid=mc9fq9cre325665904 (дата обращения: 15.09.2025).

8. 8 актуальных вопросов о субсидии на зарядную станцию для электромобилей. Открытие своей электрозаправки [Электронный ресурс]. URL: <https://electro.cars/tpost/tj1yjio4u1-8-aktualnih-voprosov-o-subsidii-na-zarya?ysclid=mc9ft2vyup953240283> (дата обращения: 15.09.2025).

9. Минпромторг может начать субсидировать установку медленных электрозаправок [Электронный ресурс] // Кодекс. URL: <https://kodeks.ru/news/read/minpromtorg-mozet-nacat-subsidirovat-ustanovku-medlennykh-elektrozapravok> (дата обращения: 15.09.2025).

10. Новые условия субсидий на зарядные станции: что изменится в 2025 году [Электронный ресурс]. URL: <https://electro.cars/tpost/t6yp666j21-novie-usloviya-subsidii-na-zaryadnye-sta?ysclid=mca3pcbfco51333572> (дата обращения: 16.09.2025).

СИСТЕМА ПЛАНИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ СЕТИ ЗАРЯДНЫХ СТАНЦИЙ В МЕГАПОЛИСАХ

Краснов И.А., Арзамасов Д.Е., Иванова В.Р.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

davarzam@mail.ru

Популярность электромобилей неуклонно растет в современном мире. Этому есть несколько аспектов, такие как: электромобили менее вредны для окружающей среды, производят меньше шума, они эффективны и экономичны, особенно в условиях городской эксплуатации. Развитие электрозаправочной инфраструктуры относится к приоритетному направлению пространственного развития городов.

Ключевые слова: электромобили, электрозаправки, зарядные станции, автомобили, мегаполис.

Процесс заправки электромобилей уже с 19 века привлекал внимание изобретателей. Необходимо отметить, что на заре эволюции прототипы электромобилей (ЭМ) разрабатывались в единичных экземплярах с использованием различных типов аккумуляторных батарей, и поэтому важно было научиться заряжать их максимально быстро и удобно. В современном мире основной вопрос – это количество заправочных станций (ЗС) для электромобилей. Проблемы удобства и надежности при этом решаются параллельно с учетом применения различных инновационных решений в области науки и техники.

На современном этапе развития общества, развитие современного населенного пункта предполагает планирование и обустройство зарядной инфраструктуры [1, 2], в частности должны быть учтены такие параметры как:

- 1) доступность станции – процент времени, в течение которого станция была готова к работе;
- 2) успешность зарядки – процент пользователей, которые сразу успешно запустили зарядную сессию после подключения ЭМ;
- 3) эффективность ЗС.

Эффективность ЗС – показатель, который отражает, насколько оптимально используется энергия для зарядки электромобиля [3]. Обычно КПД зарядных станций варьируется от 70 % до 95 %, так как часть энергии теряется: потери при зарядке в домашних условиях составляют 10–30 %, при быстрой зарядке – 5–10 %.

В феврале 2025 г. экспертами «Автостат» был проведен опрос, целью которого было узнать, как часто владельцы электромобилей пользуются домашними (рис. 1) и публичными (рис. 2) ЗС демонстрируют следующие результаты [4; 5].



Рис. 1. Результаты опроса, февраль 2025 г. (зарядка ЭМ дома)



Рис. 2. Результаты опроса, февраль 2025 г. (зарядка ЭМ публичные точки)

Свыше половины (59 %) владельцев ЭМ имеют возможность заряжать их дома. Кроме того, выяснилось, что более трети (36,4 %) респондентов из данной категории делают это каждый день. Что касается остальных 63,6 %, то здесь положение дел у всех разное. Так, 5–6 раз

в неделю пользуется домашними ЗС каждый десятый (10,3 %) участник опроса, а 3–4 раза в неделю – каждый пятый (20 %). Довольно весомая категория обладателей ЭМ (29,3 %) заряжает его дома всего 1–2 раза в неделю. Самую малочисленную группу (3,2 %) составляют те, кто занимается этим лишь 1–2 раза в месяц. Менее 1 % опрошенных указали другие варианты ответа.

Согласно результатам опроса, представленным на рис. 2 95 % всех владельцев электромобилей когда-либо пользовались публичными ЗС. Также выяснилось, что почти три четверти (72 %) опрошенных заранее планируют, где и когда они поставят свой электрокар на публичную точку зарядки. И только 28 % респондентов делают это спонтанно. Проведенный опрос показал, что более половины (55 %) владельцев ЭМ заезжают на публичные ЗС возле супермаркетов или торговых центров. Также довольно популярны ЗС, расположенные на трассе (41 %). Примерно каждый пятый респондент (22 %) использует зарядные хабы для ЭМ. Замыкают пятерку самых популярных в этом плане мест – развлекательные центры/тренажерные залы и платные городские парковки – указанные «точки» (по 18 %).

При выборе ЗС необходимо понять, какая именно зарядка (AC или DC) удовлетворяет требованиям автовладельца [6]. Для того чтобы сделать правильный выбор, следует учитывать:

- 1) привычку вождения: необходимо оценить ежедневный пробег (включая возможные длительные поездки);
- 2) место зарядки, т. е. определить локацию, где будет происходить процесс: дома, на работе или придется пользоваться общественной зарядной инфраструктурой;
- 3) бюджет: необходимо учесть стоимость установки и расходы на модернизацию электрической системы дома;
- 4) совместимость с ЭМ: надо точно знать, совместимо ли авто с выбранным типом ЗС, поскольку некоторые из них могут иметь ограничения по зарядке.

Сам по себе процесс планирования инфраструктуры зарядных станций включает в себя несколько этапов, при этом необходимо учитывать некоторые факторы и использовать определённые методы и инструменты [7]:

- 1) анализ потребностей и загрузки – определение количества и типа ЗС с учётом текущего и будущего количества ЭМ;

2) оценка мощности и возможностей сети – анализ способности существующей электрической сети выдержать нагрузку от ЗС;

3) выбор оборудования – подбор основного и вспомогательного оборудования;

4) оптимизация маршрутов проводки – разработка схемы прокладки кабелей и каналов с целью сведения к минимуму затрат на работу и комплектующие, а также с целью обеспечения безопасности;

5) подготовка документации – выполнение расчётов и создание чертежей, которые затем будут использованы на стадии реализации.

Среди факторов, от которых зависит планирование использования ЭС пользователем, выделяют следующие [7]:

1) требования и правила, содержащиеся в нормативно-технической документации;

2) доступность, которая предполагает обеспечение удобства использования (например, лёгкий въезд и выезд ТС);

3) перспектива расширения означает, что строительстве следует зарезервировать дополнительную электрическую мощность и пространство на случай повышенного спроса.

При этом используют следующие инструменты поиска информации о ЗС, которое планируются использовать:

– геоаналитические платформы – это специальные системы, выполняющие сбор и анализ, а также отвечающие за визуализацию данных, относящихся к конкретной локации. С их помощью оптимизируют расположение ЗС на основе анализа реального спроса и предложения;

– системы мониторинга энергопотребления, предоставляющие данные в реальном времени о потребляемой мощности и балансировке нагрузки между трансформаторами и распределителями;

– интеграция программного и аппаратного обеспечения, создающая интеллектуальную систему управления ЗС, которая в свою очередь подключается к датчикам и интеллектуальным счётчикам ЭЭ.

Среди существующих проектов, можно выделить наиболее успешные – сеть Punkt E и Green Drive [8].

Punkt E Компания установила 101 ЗС в 11 регионах России суммарной мощностью 4,5 МВт.

Проект Green Drive – проект по обеспечению автотрассы М4 «Дон» зарядками для электромобилей. Всего планируется установить 50 быстрых зарядных станций мощностью по 150 кВт на всём протяжении магистрали от Москвы до Сочи.

Источники

1. Велюго Ю., Арзамасова А.Г. Политика развития электротранспорта в России // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы Междунар. молод. науч.-практ. конф. посвящ. 55-летию КГЭУ. Казань, 2024. С. 451–453.

2. Юсупова И.В., Арзамасова А.Г., Селезнев Д.К. Актуальная повестка развития зарядной инфраструктуры для транспортных средств с электродвигателями в России // Вестник Тихоокеанского государственного университета. 2022. № 3 (66). С. 123–136.

3. ТОП-10 лучших зарядных станций для электромобилей - рейтинг лучших [Электронный ресурс]. URL: <https://dtf.ru/luchshii-rating/3288020-top-10-luchshih-zaryadnyh-stancii-dlya-elektromobilei-reiting-luchshih> (дата обращения: 16.09.2025).

4. Лобода В. В России – более 7,4 тысячи публичных зарядных станций для электромобилей [Электронный ресурс] // Автостат: аналитическое агентство. URL: <https://www.autostat.ru/news/58650/?ysclid=mbv3ksbeie661664566> (дата обращения: 18.09.2024).

5. Об утверждении государственной программы Республики Татарстан «Развитие зарядной инфраструктуры для электрического автомобильного транспорта в Республике Татарстан» [Электронный ресурс]: Постановление Кабинета Министров Республики Татарстан от 7 июня 2022 г. № 538 (дата обращения: 20.09.2025).

6. Safety Tips for Electric Vehicle Charging [Электронный ресурс] // Pulse energy. 2024. 13 august. URL: <https://pulseenergy.io/blog/electric-vehicle-charging-station-safety-tips> (дата обращения: 20.05.2025).

7. Научный подход к развитию зарядной инфраструктуры в многоквартирных домах: анализ и прогнозы [Электронный ресурс]. URL: <https://electro.cars/tpost/41b4zz3um1-nauchnii-podhod-k-razvitiyu-zaryadnoi-in?ysclid=mc9gcj2bf6739363856> (дата обращения: 25.05.2025).

8. Мироненко А. «Мы строим в стране самую большую сеть зарядных станций» [Электронный ресурс] // Коммерсант. URL: <https://www.kommersant.ru/doc/7777696?erid=F7NfYUJCUneTRUKw6pZu> (дата обращения: 25.05.2025).

РАЗРАБОТКА РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ И РЕШЕНИЯ ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ВЫБОРА УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ С ЦЕЛЬЮ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ НАГРУЗКИ

Красько М.Д., Куршев М.Р., Ладыгин А.А.

ФГБОУ ВО «СКФУ», г. Ставрополь, Россия

kraskomakar@gmail.com, murat.kurshev64@gmail.com, aladygin2001@mail.ru

Рост доли распределённой генерации, усложнение сетевой структуры и повышение вариативности нагрузок усиливают потребность в формализованных методах управления режимами энергосистемы. Одной из ключевых задач является обеспечение допустимых уровней напряжений в центрах питания, где традиционные ручные процедуры выбора управляющих воздействий зачастую недостаточно эффективны. В работе предлагается алгоритмизированный подход к формированию состава управляющих воздействий на основе расчёта коэффициентов влияния и последовательной оценки применимости доступных технических средств. Методика позволяет преобразовывать диспетчерские задачи в структурированный алгоритм, обеспечивающий достижение требуемых уровней напряжения при соблюдении эксплуатационных ограничений.

Ключевые слова: регулирование напряжения, коэффициент управляющего воздействия, платформа для разработки Docker, библиотека PyQt.

Развитие интеллектуальных технологий и цифровых систем управления в электроэнергетике усиливает необходимость автоматизации процессов регулирования напряжения и реактивной мощности. Особое внимание уделяется системам поддержки принятия решений, позволяющим повысить скорость и воспроизводимость операторских действий. В работе [1] предложен оперативный подход к многокритериальной оптимизации задач Volt-VAr Control, демонстрирующий эффективность использования формализованных критериев при выборе корректирующих воздействий. Исследование [2] посвящено применению экспертных правил для автоматизации управления положением OLTC, что подтверждает практическую востребованность алгоритмизации традиционных диспетчерских процедур.

В рамках исследования, ориентированного на алгоритмизацию процесса регулирования напряжения в узлах нагрузки, был проанализирован стандарт СО 153-34.20.561-2003, регламентирующий действия диспетчера при выборе корректирующих мероприятий. На основе его положений сформулирована задача автоматизации выбора управляющих воздействий с использованием заранее рассчитанных коэффициентов влияния (1 МВАр на 1 кВ). Такой подход позволяет формализовать ручные процедуры и обеспечить воспроизводимость решений.

Разработанная методика включает алгоритм последовательной оценки эффективности средств регулирования: генерации и потребления реактивной мощности, шунтирующих реакторов, переключений РПН и ступенчатых устройств. Алгоритм учитывает направление изменения напряжения и ограничения оборудования, формируя оптимальный набор воздействий для минимизации отклонения от целевого значения. Ключевая логика реализована в функции `calculate_and_generate_report`, которая обрабатывает входные данные, проверяет наличие файлов и последовательно применяет пять методов регулирования. Для каждого средства выбирается оптимальный шаг воздействия на основе коэффициентов влияния. Функция формирует текстовый отчёт с перечислением выбранных мер, величиной шагов и итоговым значением напряжения, после чего автоматически сохраняет его в формате `.txt`. Работу алгоритма поддерживают дополнительные функции: `load_file` загружает и проверяет Excel-файлы с коэффициентами влияния; `update_combobox` формирует список доступных вариантов регулирования; `open_instruction` обеспечивает доступ к пользовательской инструкции. Графический интерфейс (`Ui_Dialog`), разработанный на Python и PyQt, служит удобной оболочкой для запуска расчётов, а контейнеризация в Docker обеспечивает стабильность работы и изоляцию зависимостей. Предложенный алгоритм автоматизации выбора управляющих воздействий формирует объективно обоснованный набор корректирующих мер и может быть интегрирован в расширенные программные комплексы управления режимами энергосистем, повышая точность, скорость и формализованность диспетчерских решений.

Источники

1. Raz D., Beck Y. An Operational Approach to Multi-Objective Optimization for Volt-VAr Control // *Energies*. 2020. Vol. 13, Iss. 22. Art. 5871. DOI: 10.3390/en13225871.
2. Musiqi D., Kastrati V., Bosisio A., Berizzi A. Deep Neural Network-Based Autonomous Voltage Control for Power Distribution Networks with DGs and EVs // *Applied Sciences*. 2023. Vol. 13, Iss. 23. Art. 12690. DOI: 10.3390/app132312690.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НА ОСНОВЕ ЦИФРОВЫХ ДАТЧИКОВ И АЛГОРИТМОВ ОНЛАЙН-АНАЛИЗА

Кузнецов И.О.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
ilyakuznetsov233@mail.ru

Современные распределительные электрические сети становятся пространством, где токи, напряжения и аномалии непрерывно фиксируются цифровыми датчиками. В тезисе рассматривается система интеллектуальной диагностики, позволяющая в реальном времени выявлять аварийные и предаварийные режимы на основе комплексной оценки параметров сети и цифровой фильтрации сигналов.

Ключевые слова: распределительная сеть, диагностика, цифровой датчик, надежность, переходные процессы, алгоритм, фильтрация сигналов, IoT, мониторинг, цифровая подстанция.

Развитие интеллектуальных энергетических систем задаёт новую плотность наблюдаемости электрических сетей: каждый участок становится источником многомерного цифрового потока. Однако высокая детализация измерений создаёт парадокс – чем больше данных, тем сложнее отличить событие от случайной пульсации помех. Именно поэтому необходимы алгоритмы, способные вычленять реальные изменения технического состояния оборудования из фона шумов [1].

В работе рассматривается архитектура системы онлайн-диагностики распределительных сетей 6–35 кВ, построенной на основе IoT-датчиков, цифровых фильтров и блока машинного анализа. Базой служит цифровая модель участка сети, в которой объединены параметры кабельных линий, трансформаторных подстанций, высоковольтных выключателей и разъединителей. Такая модель позволяет сравнивать фактические измерения с эталонным цифровым двойником сети [2].

Система включает три функциональных слоя:

- 1) слой первичных измерений;
- 2) слой цифровой фильтрации;
- 3) интеллектуальный аналитический слой.

Испытания проведены на фрагменте распределительной сети протяжённостью 12 км. Были смоделированы несимметричные короткие замыкания, импульсные перенапряжения, переходные процессы при переключениях нагрузки. Цифровой фильтр позволил снизить уровень шумов в среднем на 37 %, а использование алгоритмов аномалий сократило количество ложных срабатываний.

Дополнительные исследования показали, что интеграция аналитического модуля с существующими системами АСКУЭ позволяет получать расширенные диагностические признаки, связанные с качеством электроэнергии, такими как колебания частоты, гармонические искажения и дисбаланс напряжений. Обработка этих параметров в сочетании с временными атрибутами событий позволяет формировать комплексную картину поведения сети в динамике.

Особое внимание уделено вопросу устойчивости передачи данных. В условиях удалённых сельских сетей наблюдаются перебои в каналах связи, что может приводить к фрагментации потоков телеметрической информации. Для решения проблемы применена локальная предобработка сигналов и буферизация, позволяющая сохранять данные до восстановления канала.

С точки зрения промышленной эксплуатации предложенная система открывает новые возможности в плане перехода к сервисной модели обслуживания оборудования. Аналитический блок позволяет прогнозировать деградацию элементов распределительной сети – изоляции кабелей, контактов разъединителей, подшипников вентиляторов трансформаторов. Это делает возможным формирование графиков технического обслуживания не по регламенту, а по фактическому состоянию оборудования.

Дополнительно проведено моделирование воздействия климатических факторов — высокой температуры, влажности и соляного тумана — на показания датчиков. Показано, что правильная цифровая фильтрация позволяет избежать ложных срабатываний и повысить точность интерпретации событий в условиях сложной окружающей среды.

Таким образом, предложенная архитектура интеллектуальной диагностики распределительных сетей демонстрирует высокую эффективность и применимость в современных условиях цифровизации электроэнергетики. Она обеспечивает переход от реактивного подхода к опережающему управлению состоянием сетевых объектов, что в долгосрочной перспективе способствует повышению надёжности, снижению аварийности и оптимизации эксплуатационных затрат.

Источники

1. Богатенков Д.В. Методы цифровой обработки сигналов в системах релейной защиты. М.: Энергоатомиздат, 2020.
2. Костенко В.А., Радченко И.В. Цифровые подстанции: архитектура, алгоритмы, диагностика. СПб.: ПЭИП, 2021.

АНАЛИЗ УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Курманов И.Р., Маклецов А.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
insafkurmanov72@gmail.com, mac.am@mail.ru

В статье рассматриваются современные подходы и проблемы в сфере учета электроэнергии. Анализируется эволюция систем учета – от традиционных индукционных счетчиков к интеллектуальным системам АСКУЭ.

Ключевые слова: учет электроэнергии, АСКУЭ, интеллектуальные системы учета, коммерческий учет, Smart Grid.

Учет электроэнергии важен для экономики, энергоснабжения и расчетов с потребителями. Эволюция прошла от простых счетчиков до сложных систем с многотарифным учетом и контролем качества. Современные АСКУЭ обеспечивают дистанционный сбор данных с цифровых счетчиков по разным каналам связи (GPRS, PLC, LoRaWAN, NB-IoT) и их обработку. Преимущества АСКУЭ: получение данных о потреблении в реальном времени, выявление потерь, анализ нагрузки и пресечение безучетного потребления [2].

Для промышленных предприятий системы учета электроэнергии предоставляют детализированные данные для энергосбережения и оптимизации. Точность учета обеспечивается современными электронными счетчиками, но может быть нарушена из-за неправильных подключений, состояния трансформаторов, помех и температуры [4]. Особую проблему представляет учет на высоких уровнях напряжения из-за погрешностей измерительных трансформаторов. Необходимы системы проверки и калибровки средств измерений без демонтажа, а также метрологический мониторинг [1]. В России переход на интеллектуальные системы учета регламентирован Федеральным законом № 522-ФЗ, предусматривающим оснащение потребителей интеллектуальными приборами учета с дистанционной передачей данных и двухсторонней коммуникацией. Реализация сталкивается с вызовами, включая высокую стоимость, модернизацию инфраструктуры и кибербезопасность [3].

Современная система учета электроэнергии в Казани демонстрирует системные проблемы, требующие комплексного решения. Анализ ситуации показывает серьезное отставание от современных стандартов энергомониторинга, что приводит к значительным финансовым потерям как для потребителей, так и для энергоснабжающих организаций.

Основная проблема заключается в массовом использовании устаревших средств измерений и фрагментарном внедрении интеллектуальных систем учета. Многие жилые дома и промышленные предприятия продолжают использовать индукционные счетчики с классом точности 2,5, которые не соответствуют современным требованиям и допускают значительные погрешности измерений. Особенно остро это проявляется в старом жилом фонде исторического центра города, где значительная часть приборов учета не прошла поверку в установленные сроки.

Еще одной существенной проблемой является отсутствие единой системы сбора и обработки данных. Показания с индивидуальных счетчиков собираются разрозненно: через управляющие компании, онлайн-порталы и даже ручным способом. Это приводит к ошибкам в начислениях, возникновению задолженностей и спорным ситуациям между потребителями и энергоснабжающей организацией. Особенно заметны эти проблемы в новых микрорайонах, таких как «Салават Купере» и «Большая Крыловка», где интенсивный ввод жилья в эксплуатацию опередил создание эффективной системы учета энергопотребления.

Перспективным направлением развития представляется массовое внедрение автоматизированных систем коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ). Пилотные проекты, реализованные в промышленной зоне «Казань-Юг», уже показали свою эффективность: точность учета повысилась на 15 %, а коммерческие потери снизились на 23 %. Для жилого сектора особенно актуально внедрение интеллектуальных счетчиков с возможностью дистанционной передачи данных, что позволит исключить человеческий фактор и обеспечить прозрачность расчетов.

Опыт казанских предприятий демонстрирует, что модернизация системы учета электроэнергии окупается в среднем за два-три года за счет снижения коммерческих потерь и оптимизации энергопотребления. Для успешной реализации подобных проектов необходима комплексная работа энергетиков, муниципальных властей и управляющих компаний, а также информирование населения о преимуществах современных систем учета.

Перспективы развития учета электроэнергии связаны с интеграцией в «Интернет энергии» и Smart Grid, где интеллектуальные счетчики взаимодействуют с распределенной генерацией, системами накопления и управляемыми нагрузками [6]. Это позволяет внедрять динамическое ценообразование и программы управления спросом. Цифровые платформы

анализируют данные учета, предоставляя прогнозы нагрузки, моделирование сценариев развития энергосистемы и оценку эффективности энергосбережения. Машинное обучение и большие данные выявляют аномалии потребления, прогнозируют ремонт оборудования и оптимизируют схемы электроснабжения. Система учета становится комплексной аналитической системой для принятия управленческих решений.

В заключение следует отметить, что современный учет электроэнергии представляет собой сложную, многоуровневую систему, техническое развитие которой неразрывно связано с экономическими и нормативными аспектами [5, 6]. Дальнейшая цифровизация отрасли, внедрение интеллектуальных систем и развитие аналитических платформ будут способствовать повышению эффективности и надежности работы всей энергетической системы, создавая новые возможности как для энергокомпаний, так и для конечных потребителей [7, 8].

Источники

1. Адиева А.Д. Анализ автоматизированных систем учета и контроля энергетических потоков жилых кварталов [Электронный ресурс] // Форум молодых ученых. 2022. № 3 (67). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-avtomatizirovannyh-sistem-ucheta-i-kontrolya-energeticheskikh-potokov-zhilyh-kvartalov> (дата обращения: 27.11.2025).

2. Афанасьев А.Н., Сазонов М.В. Перспективы развития электро-транспорта [Электронный ресурс] // Символ науки. 2020. № 12-1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-razvitiya-elektrotransporta> (дата обращения: 21.11.2025).

3. Гладских Е.Ю., Озернова Н.А. Общественный транспорт как логистическая система в инфраструктуре мегаполисов // Экономика и бизнес: теория и практика. 2015. № 10.

4. Калугин Д.А. Шевцов В.В. Экономические аспекты автоматизации контроля и учета электроэнергии // Журнал: Актуальные проблемы и перспективы развития экономики: российский и зарубежный опыт. 2020. С. 45–48.

5. Праховник А.В., Калинин В.П., Прокопец В.И. Проблемы, препятствия и пути создания автоматизированных систем контроля и учета электрической энергии // Новини енергетики. 2007. № 5. С. 51–55.

6. Козлов В.К., Валиуллина Д.М. Определение степени старения трансформаторного масла по тангенсу угла диэлектрических потерь // Наука и образование в условиях мировой нестабильности: проблемы, новые этапы развития: материалы II Междунар. науч.-практ. конф. Ростов-на-Дону, 2022. Ч. 1. С. 295–308.

7. Юдина А.Е., Максимов В.В. Переходные процессы электрических сетях и системы автоматизированного проектирования для их моделирования // Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники: материалы V Всерос. науч.-практ. (с междунар. участием) конф., посвящ. празднованию 55-летия КГЭУ. Казань, 2023. С. 358–361.

8. Янушевская Я.С., Воркунов О.В. Точность измерений и снижение потерь. Интеллектуальные счетчики // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань, 2025. С. 460–463.

ВЛИЯНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ: ИНТЕГРАЦИЯ СОЛНЕЧНЫХ И ВЕТРОВЫХ УСТАНОВОК В СУЩЕСТВУЮЩИЕ СЕТИ

Латыпов И.И.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
latypov_iln@mail.ru
Науч. рук.: доц. Шакурова З.М.

Внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ) становится стратегическим императивом в условиях роста энергопотребления и экологических требований. Интеграция солнечных и ветровых установок в существующие электросети представляет собой комплексную задачу, требующую пересмотра традиционных подходов к проектированию. Успешная интеграция невозможна без усиления сетевой инфраструктуры, внедрения систем хранения энергии и интеллектуального управления, что в конечном итоге формирует основу для устойчивой и надежной энергосистемы будущего.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, интеграция ВИЭ, солнечная энергия, ветровая энергия, проектирование электроснабжения, смарт-сети, системы хранения энергии, децентрализованная генерация.

Современная энергетика переживает фундаментальную трансформацию, вызванную необходимостью перехода к устойчивому и низкоуглеродному развитию. Возобновляемые источники энергии, в частности солнечные и ветровые установки, играют в этом процессе ключевую роль.

Основной проблемой является изменчивый и непредсказуемый характер генерации от ВИЭ, обусловленный зависимостью от погодных условий. Это приводит к значительным колебаниям мощности, поступающей в сеть, что создает риски для стабильности частоты и напряжения. Для компенсации этой неравномерности требуются принципиально новые решения [1].

Ключевыми направлениями в проектировании современных энергосистем с высокой долей ВИЭ становятся:

1) развитие интеллектуальных сетей: внедрение цифровых технологий, систем мониторинга и автоматизированного управления позволяет в реальном времени отслеживать, прогнозировать и балансировать генерацию и потребление, оперативно перераспределяя потоки мощности;

2) модернизация сетевой инфраструктуры: интеграция распределенной генерации часто требует усиления пропускной способности линий электропередач, модернизации силовых трансформаторов на подстанциях

и установки нового коммутационного оборудования для управления более сложными конфигурациями потоков мощности, включая обратные потоки [2];

3) внедрение систем хранения энергии (СХЭ): накопители на основе аккумуляторных батарей являются критически важным элементом для сглаживания пиков генерации и потребления. Они аккумулируют излишки энергии в периоды высокой активности солнца и ветра и отдают ее в сеть в периоды пикового спроса или низкой генерации, повышая надежность и гибкость системы.

В таблице представлено сравнение традиционной системы электроснабжения и системы с интегрированными ВИЭ по ключевым аспектам проектирования.

Сравнительный анализ подходов к проектированию систем электроснабжения

Критерий	Традиционная централизованная система	Система с интегрированными ВИЭ
Структура сети	Иерархическая, радиальная (от крупных ГЭС/ТЭС к потребителю)	Распределенная, сетцентричная, с множеством точек генераций
Управление потоками мощности	Централизованное, предсказуемое, однонаправленное	Децентрализованное, динамическое, многонаправленное (в том числе обратные потоки)
Требования к управлению	Стабильный режим работы, диспетчерское управление	Интеллектуальное управление в реальном времени, прогнозирование генерации и спроса
Необходимость в СХЭ	Минимальная, для регулирования частоты	Высокая, для обеспечения стабильности и балансировки
Влияние на надежность	Высокая надежность при стабильных нагрузках	Новая парадигма надежности, требующая управления волатильностью
Подход к резервированию	Крупные резервные мощности	Распределенное резервирование (СХЭ, гибкие нагрузки)

Еще одним важным аспектом является развитие нормативной базы и стандартов, регламентирующих подключение и работу объектов ВИЭ в сети. Проектировщикам необходимо учитывать требования по стабильности, качеству электроэнергии и противоаварийной автоматике, предъявляемые к сетевым объектам [3, 4].

Таким образом, влияние возобновляемых источников энергии на проектирование электроснабжения является всеобъемлющим. Оно стимулирует переход от жестко детерминированных моделей к адаптивным, гибким и интеллектуальным системам. Комплексный подход, сочетающий модернизацию инфраструктуры, внедрение накопителей и интеллектуаль-

ных систем управления, позволяет преодолеть вызовы интеграции ВИЭ и создать основу для децентрализованной, устойчивой и надежной энергетики будущего.

Источники

1. Сагиров В.Р., Писковацкий Ю.В. Перспективы развития солнечной энергетики в Республике Татарстан // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы XVII Всерос. открытой молодежной науч.-практ. конф. Казань, 2022. С. 317–319.
2. Повышение энергоэффективности и модернизация энергетических систем в России: Энергоэффективность и энергоменеджмент / И.И. Наумов [и др.] // Дневник науки. 2021. № 10 (58).
3. Елистратов А.В., Абрамов П.А., Сорокин М.М. Интеграция возобновляемых источников энергии в электрические сети: вызовы и решения // Энергетика. 2022. № 5. С. 45–52.
4. Шарипов Б.Ф., Максимов В.В. Система бесперебойного электро-снабжения газораспределительной станции при помощи электрической детандерной установки // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы VIII Нац. науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. С. 905–907.

ОРГАНИЗАЦИЯ ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Леонтьев Р.Е.¹, Маклецов А.М.²

¹АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)»

²ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

rom-zoom@list.ru, mac.am@mail.ru

В статье рассмотрена роль диагностики электрооборудования как ключевого элемента технического обслуживания энергосистем. Описаны виды диагностики, объекты обследования на АО «ТГК-16» - «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)», порядок проведения и документирования. Подчёркнута значимость диагностики для предотвращения аварий и оптимизации затрат, обозначены перспективные направления развития.

Ключевые слова: электроэнергетика, электрооборудование, техническое диагностирование, генератор, система диагностики

Электроэнергетика является одной из важнейших отраслей промышленности, обеспечивающей надежное функционирование всех сфер жизнедеятельности современного общества. Эффективность и безопасность работы электроэнергетических систем зависят от состояния оборудования, которое подвергается значительным нагрузкам и воздействию неблагоприятных факторов внешней среды.

Одной из главных причин сбоев в работе объектов электросетевого комплекса является износ электрооборудования, превышающий нормативные сроки эксплуатации. Диагностирование электроэнергетического оборудования направлено на выявление отклонений от нормы и предупреждение возможных сбоев и аварийных ситуаций [1].

Диагностика оборудования (техническое диагностирование) – это комплекс мероприятий по определению технического состояния объекта, выявлению дефектов и прогнозированию срока безопасной эксплуатации [2, с. 13]. Диагностика включает комплексное обследование оборудования, позволяющее выявить дефекты, коррозию, усталостные повреждения и другие факторы, влияющие на безопасность эксплуатации.

В филиале АО «ТГК-16» – «Нижнекамская ТЭЦ (ПТК-1)» диагностике подлежат следующие виды электрооборудования:

- турбогенераторы;
- трансформаторы;
- генераторное распределительное устройство (ГРУ);
- распределительное устройство среднего напряжения (РУ СН);
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП), включающие датчики, ПЛК и SCADA.

Проводятся следующие виды диагностики:

- первичная диагностика – проводится до ввода технического устройства в эксплуатацию, а также при его монтаже на новом месте (для кранов, сосудов, котлов);
- периодическое (полное) освидетельствование – 1 раз в 3 или 5 лет (в зависимости от вида оборудования и коррозионности среды);
- внеплановая диагностика проводится при сбоях в работе оборудования, падении напряжения в сети или обнаружении явных дефектов, таких как загрязнения, утечки технических жидкостей или повреждения изоляции [3].

Диагностика электрооборудования осуществляется в соответствии с техническими регламентами, разработанными ведущими производителями оборудования и научно-исследовательскими учреждениями.

Например, после ремонта масляного выключателя диагностируются и протоколируются следующие его характеристики:

По результатам диагностики составляется Протокол испытания, в котором указываются: цель испытаний; объект и программа испытаний, содержащая наименование пунктов НД, описание объемов испытаний и нормативные показатели; паспортные и исходные данные, результаты измерений и испытаний. Например, после капитального ремонта трансформатора диагностируются и протоколируются следующие его характеристики: сопротивление изоляции обмоток; сопротивление изоляции вводов трансформатора; сопротивление изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец; сопротивление изоляции ярмовых балок; сопротивление обмоток постоянному току; потери холостого хода; емкость изоляции трансформаторных вводов.

Своевременная и точная диагностика оборудования позволяет:

- предотвращать аварийные ситуации;
- оптимизировать затраты на ремонт и обслуживание;
- продлевать срок службы оборудования;
- поддерживать требуемый уровень качества электроснабжения.

Перспективы совершенствования систем диагностики:

- 1) миниатюризация датчиков и снижении энергопотребления;
- 2) развитие беспроводных сетей передачи данных с низкой задержкой;
- 3) интеграция квантовых сенсоров для сверхточного измерения параметров;
- 4) применение дронов для диагностики ЛЭП и открытых распределительных устройств [4].

Таким образом, диагностика электрооборудования играет ключевую роль в обслуживании энергетических систем. Она позволяет своевременно выявлять и устранять неисправности, предотвращать аварийные ситуации и снижать затраты на ремонт. Кроме того, диагностика обеспечивает безопасную эксплуатацию оборудования.

В условиях, когда требования к энергоэффективности и надёжности постоянно растут, диагностика становится важным инструментом для поддержания стабильной работы систем.

Источники

1. Хренников А.Ю. Техническая диагностика и аварийность электрооборудования [Электронный ресурс] // URL: <https://www.litres.ru/book/aleksandr-urevich-hr/tehnicheskaya-diagnostika-i-avariynost-elektrooborudo-64052201/chitat-onlayn/?ysclid=mi22o6quyo510423943> (дата обращения: 23.10.2025).

2. Гринченко В.А. Конспект лекций по дисциплине «Диагностика электроэнергетического оборудования»: учебное пособие для бакалавров очной формы обучения по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» (программа академического бакалавриата). Ставрополь: Бюро новостей, 2019. 146 с.

3. Повный А. Методы диагностирования электроэнергетического оборудования [Электронный ресурс]. URL: <https://electricalschool.info/main/ekspluat/2921-metody-diagnostirovaniya-elektrooborudovaniya.html> (дата обращения: 23.10.2025).

4. Диагностика электрооборудования: важность, методы и алгоритмы проведения [Электронный ресурс]. URL: <https://magazinenergetiki.ru/poleznye-materialy/diagnostika-ehlektrooborudovaniya-metody-i-algoritmy-provedeniya> (дата обращения: 23.10.2025).

ОСОБЕННОСТИ ТОПОГРАФИЧЕСКОЙ СЪЕМКИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В РЕСПУБЛИКЕ ТАТАРСТАН

Летинская И.Н., Максимов В.В.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
lenin20022001@gmail.com

В статье рассматриваются ключевые аспекты и нормативно-правовая база проведения инженерно-геодезических изысканий для проектирования линий электропередачи (ЛЭП) на территории Республики Татарстан. Особое внимание уделено региональным особенностям рельефа, высокой плотности инженерных коммуникаций и применению современных методов лазерного сканирования для повышения точности проектирования.

Ключевые слова: топографическая съемка, ЛЭП, проектирование, геодезия, инженерные изыскания.

Проектирование и строительство энергетической инфраструктуры в Республике Татарстан требует строгого соблюдения государственных стандартов и учета региональных особенностей, при этом топографическая съемка выступает фундаментальным этапом инженерных изысканий, от которого напрямую зависит надежность эксплуатации ЛЭП и безопасность прилегающих территорий. В условиях высокой индустриализации региона и активного развития нефтегазового сектора проектирование трасс электропередачи сталкивается с необходимостью обхода многочисленных существующих объектов и зон с особыми условиями использования территорий [1]. Выполнение подобных топографических работ регулируется обширной нормативно-правовой базой, включая Градостроительный кодекс РФ, СП 47.13330.2016, регламентирующий основные положения инженерных изысканий, СП 11-104-97 по инженерно-геодезическим работам и ПУЭ. Дополнительно на территории Республики Татарстан учитываются постановления Кабинета Министров РТ, касающиеся ведения региональных информационных систем обеспечения градостроительной деятельности и использования местных систем координат, в частности МСК-16 [2].

Основной задачей является создание цифровой модели местности, позволяющей проектировщикам оптимально расставить опоры и рассчитать провес проводов. Выбор масштаба съемки при этом жестко привязан к стадиям проектирования: если на предпроектном этапе для обоснования инвестиций и выбора варианта трассы достаточно масштабов 1:5000 или 1:10000, то разработка проектной документации требует перехода к масштабам 1:2000 и 1:1000 для детального расчета пролетов. [3]. На рисунке 1 представлен фрагмент топографического плана коридора ЛЭП с горизонталями рельефа и нанесенными опорами (рис. 1).

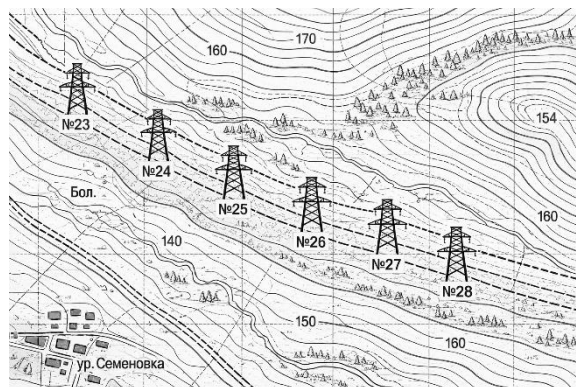


Рис. 1. Фрагмент топографического плана коридора ЛЭП

При проведении изысканий специалисты сталкиваются со специфическими факторами, такими как чрезвычайно высокая плотность подземных коммуникаций в районах нефтедобычи, например, в Альметьевском и Лениногорском районах. Пересечение трасс ЛЭП с многочисленными межпромысловыми трубопроводами требует обязательного применения трассоискателей и тщательного согласования с эксплуатирующими организациями, включая ПАО «Татнефть». Процесс изысканий также неразрывно связан с цифровизацией региона, требующей интеграции результатов работ в «Геопортал Республики Татарстан» и использования электронного документооборота [4].

Современные методы съемки в республике все чаще дополняются воздушным лазерным сканированием с применением беспилотных летательных аппаратов, что особенно актуально для протяженных магистральных линий электропередачи напряжением 110–500 кВ. Данная технология позволяет в кратчайшие сроки получить плотное облако точек для выстраивания высокоточной модели рельефа даже в густолесистой местности Зеленодольского или Лаишевского районов, где традиционные методы с использованием тахеометров и GNSS-приемников могут быть затруднены [5, 6]. На рис. 2 представлена модель рельефа, полученная методом лазерного сканирования с БПЛА.

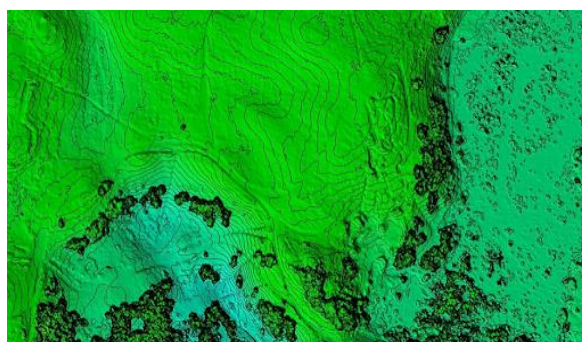


Рис. 2. Модель рельефа методом лазерного сканирования с БПЛА

Таким образом, качественное проведение топографических работ с учетом инфраструктурных и природных особенностей является залогом стабильного функционирования всей энергетической системы региона в долгосрочной перспективе.

Источники

1. Lazem Adnan. Analysis and Design of Power Lines Transmission Towers. Т. 156. Рр. 133–139
2. О создании ГИС «Геопортал Республики Татарстан»: постановление Кабинета Министров РТ от 20 марта 2014 г. № 175 // ЭПС «Система Гарант» (дата обращения: 21.10.2025).
3. СП 47.13330.2016. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения. М.: Стандартинформ, 2017. 90 с.
4. Ларюшин А.И., Хизбуллин Р.Н. Геодезия в строительстве: учеб. пособие // Известия Томского политехнического университета. 2007. Т. 312, № 2. С. 106–107.
5. Куштин И.Ф. Геодезия: Инженерно-геодезические изыскания. – М.: ПРИОР. – 2012 – Т. 102. – № 2. – С. 316–324.
6. Сагдиев Р.Р. Методы дистанционного контроля состояния воздушных линий // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы Междунар. молодежной науч.-практ. конф. Казань, 2025. С. 178–180.

ВЛИЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРОБОЕВ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Лизунов Д.А., Ахатов А.Ф., Братухин Н.А., Валиуллина Д.М., Козлов В.К.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
Reger0987@gmail.com, almazahatov@yandex.ru, bratukhin.nikita@gmail.com,
valiullinadiliya@mail.ru, vk_kozlov@bk.ru

Силовые трансформаторы играют важную роль в системах передачи электроэнергии. Серьезный отказ силовых трансформаторов происходит в результате пробоя изоляции и требует значительных затрат на ремонт, что приводит к финансовым потерям из-за перебоев в подаче электроэнергии. В связи с этим большое значение уделяется контролю физико-химических показателей и эксплуатационных свойств трансформаторных масел. В работе представлены результаты, позволяющие определить влияние электрических пробоев на ключевые свойства трансформаторного масла.

Ключевые слова: трансформаторное масло, интенсивность свечения, степень деградации, диэлектрическая проницаемость, старение, коэффициент пропускания, тангенс угла диэлектрических потерь, пробивное напряжение.

Силовые трансформаторы играют ключевую и центральную роль в сложной системе передачи и распределения электроэнергии, обеспечивая надежную и стабильную работу электросетей. Неотъемлемой и крайне важной частью конструкции таких трансформаторов является трансформаторное масло – это специальный жидкий изолятор, который выполняет несколько жизненно важных функций. Прежде всего, оно обеспечивает эффективную электрическую изоляцию между обмотками и металлическим корпусом трансформатора, тем самым значительно снижая вероятность пробоев и коротких замыканий под воздействием высокого напряжения. Помимо своей изоляционной роли, масло выполняет функцию теплоотвода – оно предохраняет оборудование от опасного перегрева, эффективно отводя избыточное тепло, возникающее в ходе эксплуатации. Благодаря этому снижаются термические нагрузки на компоненты трансформатора, что во многом способствует увеличению его срока службы и надежности в эксплуатации [1, 2].

Под воздействием парогазовых перепадов температуры, а также интенсивных электрических полей и сложного взаимодействия с различными внутренними компонентами, находящимися внутри корпуса трансформатора, масло постепенно утрачивает свои первоначальные изоляционные свойства и характеристики. Со временем это приводит к заметному ухудшению его функциональности, что проявляется в увеличении риска пробоя электроизоляции и одновременном снижении

эффективности отвода тепла. Именно по этой причине становится исключительно важным и критически необходимым регулярно проводить диагностику и осуществлять постоянный мониторинг состояния масла, что позволяет своевременно обнаруживать даже начальные признаки его деградации и принимать меры, направленные на предотвращение возможных аварийных ситуаций и выхода оборудования из строя [3, 4].

Мы провели три эксперимента в рамках исследования и разделили образец трансформаторного масла на две части: одна подверглась 100 пробоям электричества с использованием прибора АИМ-90А, имитируя эксплуатационные повреждения, другая же служила контрольной.

Оба образца подвергались тщательному спектроскопическому анализу с помощью высокоточного устройства AvaSpec-2048XL, при котором измерялся коэффициент пропускания света, т. е. доля светового луча, которая проходит через образец, не подвергаясь поглощению и рассеянию. В случае с повреждённым маслом был выявлен заметный и значительный спад значения этого коэффициента пропускания, что напрямую связано с рядом сложных процессов, включая ионную диссоциацию, различные химические изменения, образование продуктов окисления и свободных радикалов, а также с наличием физических дефектов, таких как пузырьки и микротрещины. Все эти процессы в совокупности существенно ухудшают оптические свойства масла и служат подтверждением острой необходимости постоянного контроля состояния масла для адекватной оценки его изоляционных характеристик [3].

Во втором эксперименте, при измерении пробивного напряжения, мы обнаружили его необычное и заметное повышение по сравнению с обычными нормативными значениями для данного типа масла. Такое явление может происходить вследствие испарения воды из масла, вызванного резким ростом температуры, что хорошо объясняется базовыми закономерностями химии и термодинамики. При этом каждый отдельный пробой становится статистически неоднородным в сравнении с последующими пробоями, что, безусловно, вносит определённую погрешность в результаты испытаний и усложняет их точную интерпретацию.

Проводя третий эксперимент, мы измеряли тангенс угла диэлектрических потерь, который является важным показателем и указывает на наличие различных примесей в масле. Следует отметить, что после электрических пробоев масла наблюдается уменьшение этого значения. Такое изменение связано с воздействием высоких температур и напряжений, возникающих в процессе пробоев, что может приводить к своеобразной термической обработке масла. Это воздействие, в свою очередь,

способствует улучшению его изоляционных свойств. Данный факт находит подтверждение в исследовании, в котором показано, что снижение содержания влаги в масле напрямую ведёт к уменьшению значения $\text{tg}\delta$, подтверждая тем самым связь между чистотой масла и его диэлектрическими характеристиками.

Подводя итоги, мы можем сказать, что создание электрических пробоев в лабораторных условиях может не много продлить срок службы масла, однако для дальнейших выводов стоит продолжить наше исследование.

Источники

1. Липштейн Р.А., Шахнович М.И. Трансформаторное масло. М.: Энергоатомиздат, 1983. 296 с.

2. Окабе С., Уэта Г., Цубои Т. Исследование состояния изоляции элементов масляного трансформатора при старении и метод его диагностики на основе данных полевых измерений // Труды IEEE по диэлектрикам и электрической изоляции. 2013. Т. 20, вып. 1. С. 346–355.

3. Валиуллина Д.М., Ильясова Ю.К., Козлов В.К. Качественные методы спектрального анализа в диагностике трансформаторных масел // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2019. Т. 21, № 1-2. С. 87–92.

4. Картик Р., Шри Ренга Раджа Т. Исследование характеристик трансформаторного масла // IEEJ Transactions on Electrical and Electronic Engineering. 2012. Т. 7. С. 369–374. DOI: 10.1002/tee.21742.

РАЗРАБОТКА МОБИЛЬНОГО РОБОТА ДЛЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ С МОДУЛЕМ РЕГИСТРАЦИИ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ В ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Малаева Е.Д.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

malaeva_eva01@mail.ru

Науч. рук.: доц. Иванов Д.А.

Статья посвящена разработке мобильного робота для автоматизированного мониторинга состояния оборудования подстанций, включая модуль регистрации частичных разрядов (ЧР) в высоковольтных электроустановках. Описаны ключевые аспекты применения современных методов цифровой обработки сигналов для точной диагностики частичных разрядов и обеспечения надежности изоляционных систем. Рассмотрены преимущества использования мобильных роботов для диагностики без необходимости отключения оборудования, а также особенности алгоритмов обработки сигналов для выявления и анализа ЧР.

Ключевые слова: мобильный робот, мониторинг, частичные разряды, высоковольтные электроустановки, цифровая обработка сигналов, диагностика.

Одной из ключевых задач современной электроэнергетики является обеспечение надежности и безопасности работы высоковольтного оборудования и изоляционных систем. Частичные разряды (ЧР) представляют собой опасный феномен, который может привести к повреждению изоляции и, как следствие, к отказу оборудования. Разработка инновационных решений для автоматизированного мониторинга состояния этих систем становится необходимостью для повышения эффективности диагностики и обеспечения бесперебойной работы подстанций.

Частичные разряды возникают в изоляционных материалах, когда они подвергаются высоким напряжениям, что приводит к их разрушению и возникновению локальных электрических разрядов. Этот процесс является предвестником более крупных проблем, таких как пробой изоляции. Для своевременной диагностики ЧР требуется эффективный мониторинг их параметров. В этом контексте важнейшим аспектом становится разработка системы, способной обнаруживать ЧР и регистрировать их параметры с высокой точностью, используя современные методы цифровой обработки сигналов. Для обеспечения надежности и безопасности высоковольтных электроустановок на подстанциях внедрение мобильных роботов для мониторинга становится перспективным решением. Такой робот может эффективно проводить диагностику

без необходимости отключать оборудование и проводить физический осмотр. Он может быть оснащен различными сенсорами, включая акустические и электрические приборы для обнаружения частичных разрядов, и использовать методы цифровой обработки сигналов для анализа и регистрации ЧР.

Робот оснащен акустическими сенсорами, которые улавливают звуковые волны, возникающие при частичных разрядах, а также электромагнитными датчиками для регистрации изменений в электрических характеристиках изоляции. Используя алгоритмы фильтрации и обработки сигналов, робот может анализировать данные, полученные с сенсоров, для точной локализации и оценки состояния изоляции. Мобильность робота позволяет ему свободно перемещаться по территории подстанции, а автономные системы навигации и питания обеспечивают длительную работу без вмешательства человека.

Цифровая обработка сигналов играет ключевую роль в точности диагностики частичных разрядов. Для этого используются алгоритмы фильтрации шумов и помех, что позволяет изолировать полезный сигнал и точно выявлять ЧР. Также важным методом является анализ спектра, поскольку частичные разряды могут быть идентифицированы по характерным спектральным особенностям, таким как частота и амплитуда колебаний. Это позволяет различать их от других типов помех. Алгоритмы машинного обучения могут быть использованы для повышения точности диагностики, обучаясь на большом объеме данных и улучшая свои предсказания по мере накопления информации. Модуль регистрации частичных разрядов является неотъемлемой частью робота, отвечающей за сбор и обработку данных о ЧР. Система должна обеспечивать высокую точность измерений и минимизировать погрешности, вызванные внешними факторами, такими как электромагнитные помехи или вибрации. Параметры частичных разрядов, такие как частота, амплитуда и продолжительность разряда, являются важными характеристиками, которые помогают оценить степень повреждения изоляции.

Все данные о частичных разрядах собираются и передаются на центральную станцию для анализа и принятия решений о необходимости проведения технического обслуживания или замены оборудования. Это позволяет своевременно выявлять потенциальные угрозы и предотвращать аварийные ситуации.

Использование мобильных роботов для мониторинга состояния высоковольтных электроустановок с возможностью регистрации частичных разрядов открывает новые горизонты в области диагностики. Преимущества такого подхода включают автоматизацию процессов, снижение количества человеческих ошибок, повышение безопасности, экономию

времени и ресурсов. Роботы могут работать в условиях, опасных для человека, и проводить диагностику без отключения оборудования, что значительно снижает эксплуатационные затраты.

Разработка мобильного робота для автоматизированного мониторинга состояния оборудования подстанций с модулем регистрации частичных разрядов представляет собой важный шаг на пути к повышению надежности и безопасности высоковольтных электроустановок. Применение современных методов цифровой обработки сигналов позволяет точно и своевременно выявлять потенциальные угрозы, предотвращать аварийные ситуации и повышать эффективность работы подстанций. В дальнейшем такие технологии будут активно развиваться, что позволит улучшить технические характеристики и эксплуатационные возможности подстанций, а также повысить эффективность работы электроэнергетической отрасли в целом.

Источники

1. Анализ частичных разрядов на месте в различных высоковольтных аппаратах / Я.М. Толкачев [и др.] // Известия Тульского государственного университета. Технические науки. 2021. № 9. С. 538–549.

2. Partial discharge echo measurement approach for high voltage insulation assessment / M. Florkowski [et al.] // Discover Electronics. 2025. Vol. 2. Art. 56.

3. Постоянный мониторинг частичных разрядов генераторов: интеллектуальное управление сигналами тревоги / M. Tozzi [et al.] // Энергия. 2023. С. 156–160.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРИНЦИПОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ С УЧЕТОМ КРИТЕРИЕВ РЕМОНТОПРИГОДНОСТИ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ТЕХНОЛОГИЧНОСТИ

Минугалимов И.Ф., Владимиров Д.С., Камалиев Н.И., Сабитов А.Х.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

minisk2004@mail.ru, Fgvdbfgfrk@gmail.com, fnartar@mail.ru, sabitov_ah@mail.ru

В статье рассматривается ключевая проблема проектирования воздушных линий электропередачи (ВЛ), связанная с недостаточным учетом требований ремонтпригодности и эксплуатационной технологичности на этапе проектирования. Анализируются системные недостатки традиционного подхода: неудобный доступ к элементам для обслуживания, отсутствие унификации компонентов, неучет логистики при прокладке трасс и невозможность интеграции современных систем диагностики. В качестве решения предлагается внедрение эксплуатационно-ориентированного подхода к проектированию.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи, проектирование ВЛ, ремонтпригодность, эксплуатационная технологичность, жизненный цикл, техническое обслуживание.

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) являются критически важным элементом электроэнергетической системы, от надежности которого зависит устойчивость энергоснабжения потребителей. Современные нормативные документы, такие как Правила устройства электроустановок (ПУЭ) и различные стандарты организаций (СТО), предъявляют жесткие требования к механической прочности, электрической безопасности и надежности ВЛ на этапе их проектирования и строительства [1, 2]. Однако анализ показывает, что эти требования в значительной степени сфокусированы на состоянии «новой» линии и слабо учитывают особенности ее эксплуатации на протяжении всего жизненного цикла, который может превышать 50 лет. Традиционный подход к проектированию ВЛ характеризуется рядом системных недостатков, которые становятся очевидными лишь на этапе эксплуатации. Прежде всего, это недостаточный учет доступности элементов для осмотра и замены. Конструкции решетчатых металлических опор, широко распространенных в сетях 35–220 кВ, часто не предусматривают безопасного и удобного доступа монтажников, что вынуждает привлекать высотную технику для большинства операций, что экономически неэффективно. Другой проблемой является низкая степень унификации, когда на одной линии применяются невзаимозаменяемые типы изоляторов и арматуры. Кроме

того, проектирование трассы зачастую ведется без учета логистики ремонтных работ, без заложения постоянных подъездных путей, что значительно увеличивает время доставки бригад и техники к месту аварии. Наконец, в проектах часто отсутствуют заделы для интеграции современных систем диагностики, что затрудняет переход к предиктивному обслуживанию.

Для решения выявленных проблем предлагается принципиально новый подход к проектированию воздушных линий, который можно назвать «эксплуатационно-ориентированным» [3]. Его суть заключается в том, чтобы уже на стадии проектирования закладывать такие технические решения, которые сделают последующее обслуживание и ремонт максимально простыми и быстрыми. Прежде всего, это предполагает переход к модульному принципу построения конструкций – опоры и другие элементы собираются как конструктор из стандартных блоков, где поврежденный модуль можно легко заменить без сложных демонтажных работ. Не менее важным аспектом является унификация всех узлов крепления и арматуры, чтобы по всей линии использовались одинаковые типы изоляторов, зажимов и соединительных элементов – это избавит ремонтные бригады от необходимости поиска уникальных запчастей и значительно ускорит ликвидацию аварий [4].

Особое внимание важно уделить созданию так называемых «ремонтных зон» – специальных участков вдоль трассы, где заранее предусмотрены подъездные пути и площадки для размещения спецтехники, что особенно актуально в труднодоступной местности. Однако самым современным элементом предлагаемого подхода является создание цифровых двойников ЛЭП – виртуальных 3D-моделей, которые постоянно получают данные с датчиков на реальной линии. Такие цифровые копии позволяют не только заранее отрабатывать сложные ремонтные операции на виртуальной модели, но и прогнозировать возникновение возможных неисправностей, переходя от планового к более эффективному предсказательному обслуживанию. В конечном счете, комплексное внедрение этих принципов позволит создать энергетическую инфраструктуру нового поколения – более доступную для обслуживания, менее трудоемкую в ремонте и в итоге более надежную для конечных потребителей [5].

Реализация подходов, основанных на ремонтпригодности и технологичности, обеспечивает снижение затрат на жизненный цикл ВЛ. Основными факторами являются сокращение времени ремонта за счёт оптимизации доступа к компонентам и стандартизации операций, а также уменьшение эксплуатационных расходов. Уменьшение трудозатрат и времени восстановления повышает рентабельность инвестиций в инфраструктуру.

Таким образом, предложенные принципы не только усиливают надёжность энергоснабжения, но и обеспечивают существенную финансовую экономию в долгосрочной перспективе.

Источники

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 2.5. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ (7-е изд.) [Электронный ресурс]: утв. приказом Минэнерго России от 20 мая 2003 г. № 187 // ЭПС «Система Гарант» (дата обращения: 21.10.2025).

2. СТО 56947007-29.240.55.192-2014. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2014. 72 с.

3. Внедрение элементов цифровой экономики в электроэнергетике / А.Г. Филимонов [и др.] // Надежность и безопасность энергетики. 2018. № 2. С. 94–102.

4. О применении пресскомпозитных материалов для траверс ВЛ 6(10) кВ / А.Л. Гусев [и др.] // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2023. Т. 15, № 3 (59). С. 3–16.

5. Папков Б.В., Куликов А.Л. Основы теории систем для электроэнергетики. Н. Новгород: ВВАГС, 2011. 456 с.

СТАЛЬНЫЕ РЕШЕТЧАТЫЕ ОПОРЫ НОВОЙ УНИФИКАЦИИ ВЛ 220 кВ

Минугалимов И.Ф., Владимиров Д.С., Сабитов А.Х.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
minisk2004@mail.ru, Fgvdbfgffrk@gmail.com, sabitov_ah@mail.ru

В статье рассматриваются вопросы внедрения и применения новой унификации стальных решетчатых опор для воздушных линий электропередачи напряжением 220 кВ. Приведены ключевые особенности новой унификации, сформулированы практические указания по применению новых типов опор в проектной практике, акцентирующие внимание на выборе типа опоры в зависимости от трассовых условий, расчете нагрузок и организации монтажа.

Ключевые слова: воздушная линия электропередачи, ВЛ 220 кВ, решетчатая опора, унификация, проектирование, стальная конструкция, нагрузка, коэффициент надежности.

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) 220 кВ являются ключевым элементом магистральных и распределительных сетей РФ. Значительная часть действующих ВЛ данного класса напряжения эксплуатируется несколько десятилетий и оборудована опорами устаревших конструкций, разработанных по нормам и с использованием материалов, не соответствующих современным требованиям по надежности и экономическому ресурсу, это деревянные и бетонные опоры [1].

Современные вызовы электроэнергетики, включая необходимость интеграции новых генерирующих мощностей, оптимизацию сетевого хозяйства и снижение потерь, обуславливают потребность в массовом строительстве и реконструкции ВЛ. В связи с этим разработка и внедрение новой унификации стальных решетчатых опор для ВЛ 220 кВ является актуальной научно-технической задачей [2]. Новая унификация призвана заменить многообразие устаревших типов опор (серии 110–500 кВ, УС110-500 и др.) современным, технологичным и экономичным парком конструкций.

Стальные решетчатые опоры ЛЭП новой унификации выглядят как конструкции из соединенных между собой стальных уголков и профилей, образующие пространственную решетчатую структуру в форме башни или портала. Их внешний вид варьируется в зависимости от назначения (промежуточные, анкерные, угловые), напряжения сети и типа конструкции, но общая черта – сплошная решетчатая структура, которая обеспечивает прочность при относительно небольшом весе [3].

Эти конструкции должны выдерживать различные воздействия окружающей среды, включая штормы и сейсмическую активность, обеспечивая при этом безопасные зазоры для предотвращения поражения электрическим током. Инновации в конструкции башен, включая решетчатые конструкции из стали, обеспечивают большую устойчивость и распределение веса, позволяя устанавливать их на различных рельефах [4].

Особенности монтажа: Конструкция новых опор предусматривает максимально возможную блочную сборку. Рекомендуется собирать крупные блоки на стенде с последующей их установкой методом наращивания или с помощью крановой техники. Необходимо строго соблюдать требования к моменту затяжки болтовых соединений, указанные в проектной документации, для обеспечения требуемого усилия в стыке. Запрещается нанесение повреждений цинковому покрытию при монтаже. Все повреждения (задиры, сколы) должны быть незамедлительно закрашены цинконаполненной краской [5].

Исследования выявили ряд инструментов для улучшения проектирования конструкций с точки зрения безопасности и экономической эффективности. Одним из таких инструментов является структурная оптимизация, которая, как доказано, существенно влияет на различные аспекты процесса строительства и проектирования. Сталь, широко используемая благодаря своим превосходным механическим свойствам, часто имеет более высокую стоимость по сравнению с другими материалами, такими как бетон или дерево. Сталь также является одним из наиболее легко перерабатываемых материалов. После окончания срока службы стальные опоры могут быть переработаны и использованы повторно, что позволит уменьшить объем отходов и сократить потребность в первичных материалах (руды), которые требуют больших затрат энергии.

Развитие стальных решётчатых опор для линий электропередачи 220 кВ ускорится благодаря новым технологиям и требованиям устойчивого развития. Для повышения надёжности и эффективности внедряются автоматизированные системы проектирования, которые сокращают время и затраты. Кроме того, использование технологий управления линиями минимизирует перерывы в подаче энергии, повышая стабильность сети и доходность.

Таким образом, эволюция стальных решетчатых опор для новой воздушной линии электропередачи 220 кВ представляет собой вершину исторических разработок и технологических достижений. Эти разработки будут иметь решающее значение для удовлетворения растущего спроса на надёжную инфраструктуру электропередачи, минимизируя при этом

экологические и последствия. Будущее стальных решётчатых опор для новой унификации ВЛ 220 кВ ждёт значительного прогресса благодаря технологическим инновациям и растущему вниманию к устойчивому развитию.

Источники

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 2.5. Воздушные линии электропередачи напряжением выше 1 кВ (7-е изд.) [Электронный ресурс]: утв. приказом Минэнерго России от 20 мая 2003 г. № 187 // ЭПС «Система Гарант» (дата обращения: 21.10.2025).

2. СТО 56947007-29.240.55.192-2014. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35–750 кВ. М.: ОАО «ФСК ЕЭС», 2014. 72 с.

3. СП 53-101-98 Изготовление и контроль качества стальных строительных конструкций [Электронный ресурс]: одобрен и введен в действие постановлением Госстроя РФ от 17 мая 1999 г. № 37 // СПС КонсультантПлюс (дата обращения: 23.10.2025).

4. Constructing Power Transmission Towers: A Step-by-Step Guide [Электронный ресурс]. URL: <https://tower-ist.com/constructing-power-transmission-towers/> (дата обращения: 23.10.2025).

5. Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]: Приказ Минтруда России от 24 июля 2013 г. № 328н // Доступ из ЭПС «Система Гарант» (дата обращения: 23.10.2025).

6. Исследование возможности применения вакуумно-высокочастотной технологии для сушки деревянных опор / А.Н. Качанов, Д.А. Коренков, В.В. Максимов, О.В. Воркунов // Вестник ПИТТУ имени академика М.С. Осими. 2021. № 1 (18). С. 42–52.

ТЕПЛОВЫЕ НАКОПИТЕЛИ ЭНЕРГИИ В СОЧЕТАНИИ С ГАЗОТУРБИННЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ: ПОВЫШЕНИЕ ГИБКОСТИ И ЦИФРОВОЕ УПРАВЛЕНИЕ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Мугинов А.М., Абдуллина А.А.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

dostoevskijkant@gmail.com, azalkaabdullina69826@gmail.com

Науч. рук.: доц. Зинуров В.Э.

В статье представлен обзор подходов к совместному применению тепловых накопителей энергии и газотурбинного оборудования как средства повышения гибкости современных электроэнергетических систем. Рассмотрены высокотемпературные чувствительные накопители (включая насыпные packed-bed решения) для солнечно-газотурбинных и регенеративных схем, а также pumped thermal electricity storage (PTES) на обратимом Брайтон-цикле, использующие турбомашины, близкие по конструкции к ГТУ. Показано, что ключевые ограничения связаны с динамикой и управлением: инерционность накопителей, расплывание температурного фронта и потери давления требуют цифровых двойников, онлайн-идентификации и предиктивного управления для участия в AGC/EMS и предоставления системных услуг. Сформулированы направления дальнейших исследований по материалам, теплообменникам и технико-экономической оценке TES–ГТУ на реальных профилях нагрузки.

Ключевые слова: тепловой накопитель энергии, газотурбинная установка, PTES, обратимый цикл Брайтона, высокотемпературный теплообмен, цифровой двойник, маневренность, регулирование частоты.

В энергосистемах с высокой долей возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и ростом волатильности нагрузки критичны маневренность и предсказуемость генерации: требуется быстрый набор/сброс мощности, участие в регулировании частоты и напряжения, а также снижение удельных выбросов в переходных режимах, когда газотурбинные установки часто работают на частичных нагрузках и с ухудшенной эффективностью. Тепловые накопители энергии (Thermal Energy Storage, TES) в сочетании с газотурбинным оборудованием (ГТО) формируют технологический «мост» между сетью и тепловыми процессами: они позволяют временно «развязать» производство теплоты и выработку электроэнергии, повысить долю регенерации, утилизировать низкопотенциальное тепло и, при корректном управлении, улучшить динамические показатели станции без радикальной перестройки всей схемы [1].

На данный момент можно выделить три наиболее практичных траектории интеграции TES и ГТО. Первая – высокотемпературные твердофазные и солевые накопители для регенеративных и солнечно-газотурбинных схем на базе цикла Брайтона. Здесь TES должен работать на уровнях 600–900 °С, обеспечивая интенсивный теплообмен при приемлемых потерях давления и стойкости к термоциклированию. Экспериментальные исследования насыпного хранилища на керамических частицах для Solar Gas Turbine циклов показывают реализуемость подхода и задают основу для валидации расчетных моделей теплопереноса и гидродинамики, что критично для инженерного проектирования масштабных аккумуляторов. Вторая траектория – «обратимые» тепловые накопители типа Carnot battery / pumped thermal electricity storage (PTES), где заряд / разряд реализуются через обратимый Брайтон-цикл с турбомашинами, конструктивно близкими к компрессорным и турбинным ступеням ГТО. Характерный акцент исследований – это повышение эффективности за счет комбинирования чувствительного и фазопереходного хранения и согласование режимов теплообменников и турбомашин на разных стадиях цикла. Третья траектория – это TES как модуль повышения гибкости существующих газотурбинных станций: преднагрев/регенерация, управление тепловым состоянием рабочего тела и использование накопителя как буфера для сглаживания ограничений по температурным градиентам при маневрировании [2].

Во всех траекториях ключевым барьером становится не столько термодинамика, сколько динамика и управляемость: быстрые изменения расхода и давления в цикле Брайтона накладываются на инерционность TES, нелинейные потери (расплывание фронта температуры, деградация материалов, рост гидросопротивления) и ограничения по допустимым температурным градиентам в «горячем тракте». Поэтому цифровизация является обязательным контуром надежности и экономической эффективности. На практике это означает цифровые двойники TES-ГТО для оценки состояния заряда и качества энергии, онлайн-идентификацию параметров (коэффициенты теплоотдачи, потери давления, степень деградации), предиктивное управление (MPC) с учетом ограничений по ресурсу, и интеграцию в диспетчерские контуры (AGC/EMS/DERMS) для оптимизации по рынку мощности и системным услугам. Показательно, что в работах по PTES отдельно анализируются переходные режимы и стратегии управления (в частности, подходы к стабилизации температур хранилищ при возмущениях по входной мощности), что напрямую коррелирует с требованиями к цифровому управлению современной генерацией.

В целом, сочетание TES и ГТО переводит газотурбинные станции из статуса «быстрых пиковых» в статус гибких, цифрово-оптимизируемых узлов энергосистемы, способных предоставлять мощность, резерв и услуги по регулированию частоты при более стабильных температурных режимах и потенциально меньших выбросах на единицу полезной работы. Перспективные направления исследований включают снижение потерь давления в высокотемпературных насыпных хранилищах, материало-ведческие решения для 800–1000 °С, встраивание датчиков и диагностики (включая прогноз остаточного ресурса), а также комплексную технико-экономическую оценку на реальных профилях рынка мощности и услуг по регулированию.

Работа выполнена в рамках гранта Академии наук Республики Татарстан на поддержку программ развития передовых инженерных школ республиканского значения «ТурбоПИШ», соглашение 1РПИШ от 19.12.2025.

Источники

1. Алгоритм расчета многослойной системы теплоизоляции теплового накопителя энергии с высокотемпературным рабочим телом / А.Н. Чадаев [и др.] // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2024. Т. 26, № 6. С. 166–179. DOI: 10.30724/1998-9903-2024-26-6-166-179.

2. Тепловые накопители энергии высоких температур в задачах анализа и моделирования процессов теплопереноса / В.Э. Зинуров [и др.]. Казань: ООО «Редакционно-издательский центр «Школа», 2025. 158 с.

ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ КАК НОВЫЙ БИЗНЕС-ПАРТНЕР В ЭНЕРГЕТИКЕ

Мунирова Э.Д., Зарипова Р.С.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
evelina.munirova.04@mail.ru, zarim@rambler.ru

В условиях глобализации и цифровизации внедрение искусственного интеллекта становится ключевым фактором успеха для компаний, стремящихся к инновациям. Данное исследование анализирует роль ИИ в бизнесе, включая энергетику, определяет его ключевые преимущества, ограничения и предлагает обзор успешных примеров внедрения в различных отраслях.

Ключевые слова: искусственный интеллект, бизнес, автоматизация, аналитика данных, цифровая трансформация, эффективность, внедрение ИИ, бизнес-процессы, энергетика.

Искусственный интеллект (ИИ) меняет бизнес-ландшафт, предлагая новые возможности для повышения эффективности, автоматизации процессов и улучшения клиентского опыта. ИИ (нейросеть) – программный алгоритм, способный, обучаясь на примерах (входных данных), выполнять задачи на реальных моделях или создавать собственные модели [1]. Сегодня ИИ используется в различных сферах – от финансов и здравоохранения до ритейла, производства и энергетики, где он применяется для оптимизации режимов работы оборудования и прогнозирования нагрузок. Вопрос заключается не в том, нужен ли бизнесу ИИ, а в том, как его эффективно интегрировать.

В данной статье рассматриваются ключевые аспекты внедрения ИИ в бизнес, его возможности, ограничения и перспективы. ИИ перестает быть просто инструментом анализа данных – он становится полноценным участником бизнес-процессов, включая такие стратегические области, как управление энергосистемами и развитие распределенной энергетики.

Искусственный интеллект автоматизирует рутинные операции, такие как обработка заказов и поддержка клиентов, высвобождая ресурсы сотрудников для решения стратегических задач. За счет анализа поведения пользователей ИИ обеспечивает персонализацию сервиса, повышая лояльность и объемы продаж. Алгоритмы прогнозирования обрабатывают большие данные для выявления трендов и оценки рисков, поддерживая принятие решений. Кроме того, ИИ оптимизирует цепочки поставок и управление ресурсами, сокращая издержки и улучшая операционную эффективность. ИИ также может улучшить планирование, эксплуатацию и контроль энергосистем [2].

Искусственный интеллект (ИИ) сегодня является важным элементом цифровой трансформации управленческих процессов [3]. Однако его внедрение сопряжено с трудностями, включая высокие первоначальные затраты, зависимость от качества данных, необходимость решения этических вопросов и риски технологической зависимости, что в энергетике дополнительно усугубляется требованиями к надежности и безопасности систем.

Успешные примеры применения искусственного интеллекта демонстрируют различные сектора экономики. В финансовой сфере алгоритмы используются для оценки кредитных рисков и выявления мошеннических операций, как в решениях компании FICO, а также для автоматизации клиентского обслуживания, что значительно ускоряет обработку заявок в таких организациях, как JPMorgan Chase.

В ритейле, по опыту Amazon, системы ИИ обеспечивают персонализацию рекомендаций и оптимизируют управление складскими запасами за счет точного прогнозирования спроса. В энергетике интеллектуальные системы применяются для прогнозирования потребления энергии, оптимизации режимов работы энергосистем и управления распределенными энергоресурсами. В производственной сфере компания General Electric использует технологии предиктивного обслуживания, прогнозируя возможные сбои оборудования, что снижает расходы на ремонт и повышает производительность. При этом контроль качества с помощью нейронных сетей не только выявляет дефекты, но и оценивает соответствие продукции определенным критериям, решая комплексные аналитические задачи [4].

Таким образом, внедрение автоматизированных процессов, управляемых ИИ, позволяет сократить расходы на оплату труда, повысить точность и скорость выполнения операций, а также снизить риски, связанные с человеческим фактором [5, 6].

Перспективы интеграции искусственного интеллекта в бизнесе связаны с развитием гибридных моделей, сочетающих человеческий опыт с аналитическими возможностями ИИ для принятия сбалансированных решений. Значительный потенциал имеет эмоциональный ИИ, способный распознавать эмоции клиентов для создания персонализированного обслуживания. В энергетической отрасли особые перспективы связаны с созданием интеллектуальных систем управления сетями, способных адаптироваться к изменяющимся условиям работы и интеграции возобновляемых источников энергии.

ИИ становится не просто инструментом, а настоящим бизнес-партнером, способным улучшать процессы, принимать решения и повышать конкурентоспособность компаний. Несмотря на существующие барьеры, внедрение ИИ в бизнес становится необходимостью, что особенно актуально для энергетического сектора в условиях цифровой трансформации и перехода к интеллектуальным энергосистемам.

Источники

1. Зарипова Р.С., Рочева О.А., Гайсин И.Т. Перспективы развития искусственного интеллекта в условиях развития цифровой экономики // Наука Красноярья. 2023. Т. 12, № 1-3. С. 42–46.
2. Пырнова О.А., Зарипова Р.С. Применение искусственного интеллекта в сфере энергетики // Энергетика, инфокоммуникационные технологии и высшее образование: электрон. сб. материалов Междунар. науч.-техн. конф. Казань, 2023. С. 551–554.
3. Рахимкулов А.А., Уразбахтина Л.Р. Искусственный интеллект как инструмент эффективного управления организацией и предоставления услуг // Проблемы научной мысли. 2025. Т. 1, № 1. С. 29–32.
4. Коданева А. В., Смирнов Ю.Н. Компоненты цифровых Двойников предприятий: нейросетевые технологии и системы искусственного интеллекта // Цифровые системы и модели: теория и практика проектирования, разработки и применения: материалы Нац. (с междунар. участием) науч.-практ. конф. Казань, 2024. С. 867–871.
5. Воркунов О.В., Саркарова М.М., Абасов К.А. Цифровые технологии: трансформация образовательного процесса в высшей школе // Экономика и предпринимательство. 2024. № 1 (162). С. 1330–1333.
6. Шарипова В.Р., Куценко С.М. Использование искусственного интеллекта в сфере экономики // Информационные технологии в строительных, социальных и экономических системах. 2025. № 2 (36). С. 104–109.

ИНТЕРНЕТ ВЕЩЕЙ (IOT) В УПРАВЛЕНИИ РАСПРЕДЕЛЁННЫМИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ

Мухаматдинова Л.А.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
Azatovna310306@mail.ru
Науч. рук.: доц. Уразбахтина Л.Р.

В этой статье рассматриваются перспективы применения технологий Интернета вещей (IoT) для управления распределёнными энергетическими ресурсами. Основное внимание уделяется тому, как IoT может обеспечить оперативный мониторинг, адаптивное реагирование и рациональное использование энергетических ресурсов благодаря автоматизации процессов сбора и анализа данных в реальном времени.

Ключевые слова: интернет вещей, IoT, энергетика, энергетические ресурсы, энергосистема.

Внедрение технологий Интернета вещей (IoT) существенно изменило сферу возобновляемой энергетики, предоставляя новые возможности для улучшения её эффективности и управляемости [4]. IoT предлагает современные инструменты для быстрого сбора и анализа данных, что позволяет оптимизировать функционирование энергетических объектов и повысить их общую производительность.

Технологии Интернета вещей (IoT) находят применение в управлении распределёнными энергетическими ресурсами в самых разных сферах. Использование IoT позволяет связать между собой различные устройства, датчики и системы учёта, создавая единую цифровую платформу. Благодаря этому становится возможным автоматически собирать и обрабатывать данные о работе оборудования и потреблении ресурсов прямо в момент их возникновения. [1]. Рассмотрим примеры использования IoT для управления распределёнными энергетическими ресурсами.

1. Оптимизация потребления энергии среди отдельных пользователей и энергетических компаний

Интернет вещей (IoT) открывает уникальные горизонты для повышения энергоэффективности как для индивидуальных потребителей, так и для крупных энергетических компаний. Используя smart-счетчики, датчики и интеллектуальные контроллеры, осуществляется автоматизированный сбор данных о потреблении электроэнергии в реальном времени, что позволяет:

– точно учитывать расход ресурсов по времени, зонам или отдельным устройствам;

- выявлять моменты избыточного потребления или неэффективной работы оборудования;

- предоставлять пользователям рекомендации по перераспределению нагрузки, переносить использование энергоёмких приборов на периоды с низкими тарифами или меньшими нагрузками на сеть.

Для энергетических компаний анализ больших массивов потребительских данных помогает строить модели спроса, лучше планировать производство и распределение энергии, минимизировать потери и межсезонные пики [2].

2. Мониторинг и управление энергетическими сетями в реальном времени.

Технологии IoT кардинально меняют подход к эксплуатации и обслуживанию энергетической инфраструктуры:

- датчики и интеллектуальные устройства устанавливаются на линии электропередач и подстанциях;

- система мгновенно фиксирует аномалии – короткие замыкания, падения напряжения, перегрев оборудования, повреждения кабелей и другие внештатные ситуации;

- диспетчеры получают оперативное уведомление и могут быстро локализовать и устранить неисправность, зачастую до того, как проблема перерастёт в крупную аварию.

Внедрение IoT позволяет дистанционно выполнять переключения, оптимизировать маршруты подачи энергии, снижать эксплуатационные издержки и увеличивать надёжность работы сети. В долгосрочной перспективе это приводит к снижению потерь, сокращению времени простоев и увеличению сроков безаварийной эксплуатации оборудования.

3. Управление возобновляемыми источниками энергии.

Возобновляемые источники, такие как солнечные панели и ветрогенераторы, обладают переменной выработкой, требующей гибкости в управлении:

- IoT-датчики круглосуточно мониторят параметры работы электростанций: температуру, интенсивность солнечного света, скорость ветра, уровень генерируемой мощности;

- системы на основе IoT анализируют прогноз погоды, текущее потребление и состояние аккумуляторов, что позволяет точно дозировать выработку и хранение энергии;

- автоматизированные платформы могут распределять нагрузку между разными источниками, обеспечивать передачу избыточной генерации в сеть или на хранение, балансируя производство и потребление в реальном времени [3].

Использование технологий Интернета вещей обеспечивает более эффективное соединение возобновляемых источников энергии. С помощью датчиков и интеллектуальных устройств данные о работе каждого генератора поступают в единую цифровую платформу, где анализируются в режиме реального времени. Это позволяет осуществлять оперативный мониторинг эффективности, обнаруживать неисправности и оптимизировать распределение энергии в соответствии с текущими потребностями сети.

IoT-технологии оказывают комплексное влияние на все уровни управления энергетикой – от каждого потребителя до крупных сетевых компаний и интеграции новых видов энергии, делая энергосистему более умной, гибкой и надёжной. IoT способствует созданию более стабильного, предсказуемого и надежного энергоснабжения, даже при значительной доле переменных возобновляемых источников. Это помогает уменьшить риски аварий и оптимизировать функционирование всей электросети.

Источники

1. Астафьева Д.Н., Пиглицева А.Е. Интернет вещей (ИОТ) в энергетике: возможности и риски // Правовое регулирование деятельности топливно-энергетического комплекса в современных условиях: тез. докл. III Всерос. науч.-практ. конф. молодых ученых. М., 2024. С. 115–118.

2. Дюдина О.В., Уразбахтина Л.Р. Основные тенденции и инструменты цифровой трансформации энергетических компаний // Экономика и предпринимательство. 2024. № 5 (166). С. 1001–1004. DOI: 10.34925/EIP.2024.166.5.204.

3. Трифонов Г.К. Перспективы использования интернета вещей в современной российской электроэнергетике // Вестник науки. 2024. Т. 2, № 9 (78). С. 560–564.

4. Скворцов Е.А., Востриков Д.Ю., Сандаков В.Д. Разработка энергоэффективных микропроцессорных систем для ИОТ-устройств // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань, 2025. С. 397–400.

К ВОПРОСУ ОБ ИНСТРУМЕНТАХ МОНИТОРИНГА ГРОЗОВЫХ РАЗРЯДОВ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Мухтаров Б.Н., Валиуллина Д.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
ymka907@yandex.ru, valiullinadiliya@mail.ru

В статье рассматриваются инструменты для систем мониторинга грозовых разрядов и определения мест повреждений воздушных линий электропередач. Определяются технические решения в области определения мест повреждений на воздушных линиях.

Ключевые слова: грозовые разряды, воздушные линии, короткие замыкания, регистрация сигналов, отключения.

Природные катаклизмы достаточно часто сопровождаются большим количеством грозовых разрядов, определяющие местонахождение таких атмосферных явлений с помощью систем определения молниевых разрядов [1]. Согласно статистике ПАО «ФСК ЕЭС» (на данный момент ПАО «Россети»), около 29 % аварий на линиях электропередач 110 кВ происходят в связи с грозовой активностью [2].

Руководствуясь данной статистикой, можно выделить целесообразность применения различных инструментов предупреждения предстоящей грозовой активности и выявления места повреждения в случае попадания молнии в линию электропередач. Важно отметить, что в последнее время достаточно популярен спутниковый мониторинг грозовой активности, который заключается в формировании базы данных на основе фиксации грозовой деятельности в покрываемом районе. Оценка грозовой активности оценивается по двум параметрам: время и точка нахождения. Получаемые данные позволяют формировать сведения о причинах отключения воздушных линий и сопутствующих факторов при ударе молнии. Перечислим некоторые системы мониторинга грозовой деятельности, используемые в исследованиях: LLP (Lightning Location and Protection, Inc.); LPATS (Lightning Position and Tracking System); SAFIR (Dimensions, France); ФАГ-2Н (Россия); РГПН (Россия). Нужно отметить, что в связи с санкционным давлением использование европейских устройств мониторинга затруднено.

Регистратор грозовых перенапряжений (РГПН) является достаточно перспективным техническим решением в направлении мониторинга грозовой деятельности, так как он имеет достаточно простую физику

функционирования и способен встраиваться в существующие системы мониторинга. Данное устройство объединяется с устройствами передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК). Суть работы данного устройства аналогичен основной защите линий электропередач – дифференциально-фазной защите – производится по высокочастотному каналу связи обмен токами (в случае РГПН некоторыми токовыми сигналами) между комплектами с синхронизацией по времени через спутник.

Информация о перенапряжениях на линиях электропередачи регистрируется в автоматическом режиме. Определение места разряда молнии производится волновым методом на основе временного интервала между сигналами двух приборов регистрации грозовых перенапряжений, расположенных на противоположных концах линии электропередачи.

В случае отключения линии электропередачи РГПН может функционировать в качестве устройства обнаружения молниевых разрядов. Данные о зарегистрированных отключениях и грозовых разрядах автоматически аккумулируются в базе данных. Доступ к этой информации осуществляется посредством автоматизированного рабочего места.

В базе данных информация структурирована в два блока: «События на ВЛ» и «Внешние события». Каждый блок содержит детальную информацию о зарегистрированных событиях, включая время и место инцидента, номер события, координаты ближайших опор ЛЭП и другую необходимую информацию.

Система РГПН обладает рядом преимуществ перед другими аналогами, в том числе: повышенная надежность защищаемой области за счет своевременного обнаружения грозовых фронтов; снижение вероятности аварийных ситуаций, связанных с воздействием атмосферных явлений; возможность оперативного мониторинга активности и направления движения грозового фронта, что позволяет принимать меры по предотвращению негативных последствий.

Однако система РГПН имеет и определенные недостатки: высокая стоимость приобретения, монтажа и настройки оборудования; необходимость установки однотипных приборов на всех воздушных линиях или интеграции с аналогичными системами других производителей; требование обеспечения помехозащищенности высокочастотной аппаратуры для исключения ложных срабатываний системы [3].

Исследование современных технических решений в сфере мониторинга грозовой активности в зоне размещения объектов электроснабжения выявило наличие устройств, способных решить задачу мониторинга грозовой деятельности с последующим определением места повреждения воздушных линий. Существующие методы оценки технического состояния

и локализации повреждений на воздушных линиях основаны на автоматизированных системах контроля, обеспечивающих оперативный доступ к достоверной информации о состоянии ВЛ в режиме реального времени. Микропроцессорная основа систем мониторинга позволяет осуществлять синхронизированный сбор данных о текущей грозовой обстановке. Полученная информация способствует формированию более полной картины отключений линий и, как следствие, сокращению их количества в будущем.

Вместе с тем, внедрение данных устройств сопряжено с определенными сложностями, обусловленными как техническими аспектами реализации грозомониторинга, так и несовершенством используемых алгоритмов.

Таким образом, для обеспечения надежной работы линий электропередачи в период грозовой активности требуется дальнейшее совершенствование существующих систем мониторинга.

Источники

1. Система мониторинга грозовых разрядов и определения мест повреждений воздушной линии / А.С. Бутымов [и др.] // Энергия единой сети. 2012. № 4 (4). С. 44–51.

2. Девянин А.А., Компанеец Б.С. Анализ аварийности воздушных линий и методы их диагностики // Интеллектуальная энергетика – 2022: сб. материалы Всерос. науч.-техн. конф. / ред.-сост. С.О. Хомутов, С.А. Родт, В.И. Сташко. Барнаул, 2022. С. 296–300.

3. Фазовый анализатор ФАГ-2Н [Электронный ресурс]. URL: <http://www.digital-dragon.ru/products/testing-equipment/thunder-analyser/FAG1H.html> (дата обращения: 20.11.2025).

4. Козлов В.К., Валиулина Д.М., Гиниатуллин Р.А. Определение характеристик качества трансформаторного масла спектральным методом // Энергия единой сети. 2023. № 5-6 (71). С. 72–78.

5. Применение хлорид кобальта (II) для определения влагосодержания в трансформаторных маслах / О.Е. Куракина [и др.] // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы Междунар. науч.-практ. конф. / редкол.: В.В. Максимов (отв. редактор) [и др.]. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2022. С. 113–118.

РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДЛЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ГЕНЕРАЦИЕЙ

Николаев А.Н.¹, Ведерников А.С.², Ведерников Н.А.³

^{1,2}ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», Самара, Россия

³МБОУ ЛИЦЕЙ «Технический», Самара, Россия

nikola12332110@gmail.com

Науч. рук.: доц. Ведерников А.С.

Современная электроэнергетическая система функционирует в условиях поступательного увеличения доли возобновляемых источников энергии, что существенно усложняет задачи краткосрочного формирования режимов работы. Мощность, вырабатываемая солнечными и ветровыми электростанциями, определяется текущими метеорологическими процессами и обладает выраженной стохастичностью, вследствие чего возрастает необходимость применения более совершенных прогнозных моделей. На достоверность оценки выработки оказывают влияние погодные характеристики, конструктивные параметры генерирующего оборудования и степень надёжности оперативной информации. Классические подходы прогнозирования зачастую не способны адекватно реагировать на быстро меняющиеся внешние условия, что приводит к существенным погрешностям при составлении плановых режимов. В качестве актуального направления развития рассматриваются адаптивные модели, базирующиеся на методах математической статистики и инструментах машинного обучения, позволяющие повысить точность расчётов в условиях высокой неопределённости природных факторов.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии (ВИЭ); прогнозирование генерации; электроэнергетические режимы; энергосистема; баланс мощности; диспетчерское управление; устойчивость энергосистем; математическая модель.

Современное развитие электроэнергетики характеризуется активным внедрением технологий возобновляемой генерации – солнечных, ветровых и других установок, использующих энергию природных процессов и биоресурсов. Возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – это энергоресурсы постоянно существующих природных процессов на планете, а также энергоресурсы продуктов жизнедеятельности биоценозов растительного и животного происхождения [1]. Рост доли ВИЭ обусловлен экологическими требованиями, необходимостью снижения углеродных выбросов и уменьшением зависимости от традиционного топлива. В России реализуются крупные проекты по развитию СЭС и ВЭС, однако высокая изменчивость их выработки, определяемая погодой, усложняет задачи оперативного управления и планирования. В отличие от традиционных электростанций, работа ВИЭ зависит от наличия солнечного излучения или ветровой активности, что требует применения точных краткосрочных прогнозных моделей и автоматизированных средств управления.

Одним из наиболее динамично развивающихся регионов в части внедрения ВИЭ является ОЭС Средней Волги, где климатические условия – высокая солнечная активность и значительный ветровой потенциал – способствуют эксплуатации таких объектов. В регионе действует восемь СЭС и ВЭС общей мощностью 296,65 МВт, влияющих на распределение нагрузки и параметры режимов. Несмотря на вклад в диверсификацию энергобаланса, переменность выработки увеличивает неопределённость и может приводить к необходимости оперативной корректировки диспетчерских решений. В таких условиях точность прогнозирования становится критически важной, поскольку даже небольшие ошибки способны вызвать дисбалансы и перегрузку сетевых элементов.

Значительные сложности проявляются на этапе суточного планирования, определяющего состав работающего генерирующего оборудования. Планирование электроэнергетического режима энергосистемы – это подготовка и уточнение графиков производства и потребления электрической энергии в данной энергетической системе для наиболее экономичного энергоснабжения при обеспечении требуемой надёжности на заданный период времени при существующих или возможных ограничениях [2]. Применяемые методы опираются на упрощённые нормативы и не учитывают реальную динамику природных процессов. Основные недостатки:

1) использование усреднённых данных, например норматива 80 % установленной мощности СЭС по прошлому году, без учёта текущей погоды;

2) несоответствие реальным режимам работы, поскольку СЭС функционируют только днём, а корректировка мощности ВЭС (80 % → 20 % ночью) не отражает фактических характеристик ветропотенциала.

Из-за этого прогнозы существенно расходятся с фактической выработкой. На этапе формирования ПДГ для сопоставления используются прогнозы станции и диспетчера. Формирование ПДГ напрямую связано с процедурой подачи заявок участниками оптового рынка, включающей представление системному оператору уведомлений о максимальных почасовых объёмах покупки электрической энергии покупателями и (или) о параметрах и готовности генерирующих объектов поставщиков к работе [3]. Отклонения в генерации более чем на ± 10 % приводят к финансовым санкциям и риску нарушения баланса.

Переход к такой модели позволит отказаться от статичных коэффициентов, обеспечив динамическое прогнозирование, учитывающее реальные условия. Модель может быть интегрирована в систему планирования для регулярного обновления прогнозов при формировании суточных режимов и ПДГ.

Проведённый анализ показывает, что текущие методы прогнозирования ВИЭ обеспечивают невысокую точность из-за ориентации на усреднённые коэффициенты и игнорирования оперативных природных и технических факторов. Это вызывает расхождения между прогнозной и фактической генерацией, увеличивает вероятность перегрузок и потребность в резервных мощностях. Использование адаптивных моделей на базе статистики, алгоритмов машинного обучения и нейронных сетей позволит существенно повысить качество прогнозов как на краткосрочном, так и на среднесрочном горизонте. Их внедрение обеспечит автоматическую коррекцию расчётов, повысит устойчивость энергосистемы при высокой доле ВИЭ и снизит эксплуатационные затраты. Таким образом, предложенный подход создаёт основу для формирования интеллектуальных систем управления режимами и повышения эффективности функционирования энергосистемы в условиях растущей доли возобновляемой генерации.

Источники

1. Лукутин Б.В. Возобновляемые источники электроэнергии: учебное пособие. Томск: Издательство Томского политехнического университета, 2008. 184 с.
2. Планирование режимов работы электроэнергетических систем: учебное пособие / А.С. Ведерников [и др.]. Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2016. 193 с.
3. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка электрической энергии и мощности. М.: Совет рынка, 2010. 45 с.

ПОДХОД К СОЗДАНИЮ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОСЕТЕЙ

Николаев Г.С.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
nickolaev.german@yandex.ru
Науч. рук.: доц. Сибеева Г.Р.

В статье рассматривается потенциал применения передовых методов машинного обучения для прогнозирования потребления электроэнергии на предприятиях. Проводится анализ существующих решений. Предлагается архитектура решения, включающая использование ансамблевых методов для повышения точности прогнозов, реализацию онлайн-обучения для адаптации к изменениям и интеграцию модуля объяснимого искусственного интеллекта для обеспечения интерпретируемости результатов.

Ключевые слова: прогнозирование энергопотребления, машинное обучение, ансамблевые модели, объяснимый искусственный интеллект, интеллектуальные системы.

Современные промышленные предприятия и энергокомпании уделяют пристальное внимание прогнозированию потребления электроэнергии, поскольку неточные прогнозы приводят к существенным дополнительным затратам, что особенно актуально в условиях роста цен на энергоносители и необходимости соблюдения экологических норм [1]. Это способствует повышению интереса к применению нейронных сетей, которые могут значительно повысить точность предсказаний [2].

Нами было проведено исследование российского рынка и выделены следующие решения для автоматизации прогноза потребления: EMAS.FORECAST (НБИ-Лаб), модуль прогнозирования «ИНФОПРО» и пакет «ЭнергоБИТ» (ООО «БИТ»). Выяснилось, что данные продукты решают общий набор задач и демонстрируют эффективность в типичных сценариях, однако сохраняется запрос на более высокую адаптивность, более глубокую интеграцию с оперативными системами предприятий и встроенные средства объяснимости прогнозов [2].

Исходя из этого запроса, в рамках разрабатываемого решения нами предлагается архитектура, основанная на следующих ключевых факторах: ансамблевые методы, схема онлайн-обучения и интегрированный модуль Explainable AI.

Ансамблевые методы представляют собой стратегию объединения разных семейств моделей с целью нивелирования систематических ошибок отдельных алгоритмов и повышения общей стабильности предсказаний.

Разработанная нами концепция ансамблевого подхода предполагает локальные ансамбли на уровне цеха/участка, объединяемые в глобальный ансамбль завода/региона. Использование ансамблей упрощает интеграцию разнотипных данных – исторических рядов, погодных прогнозов, операционных планов, что подтверждается практикой применения гибридных подходов [3]. На основе предложенного ансамблевого подхода нами построена схема его функционирования, которая представлена на рис. 1.

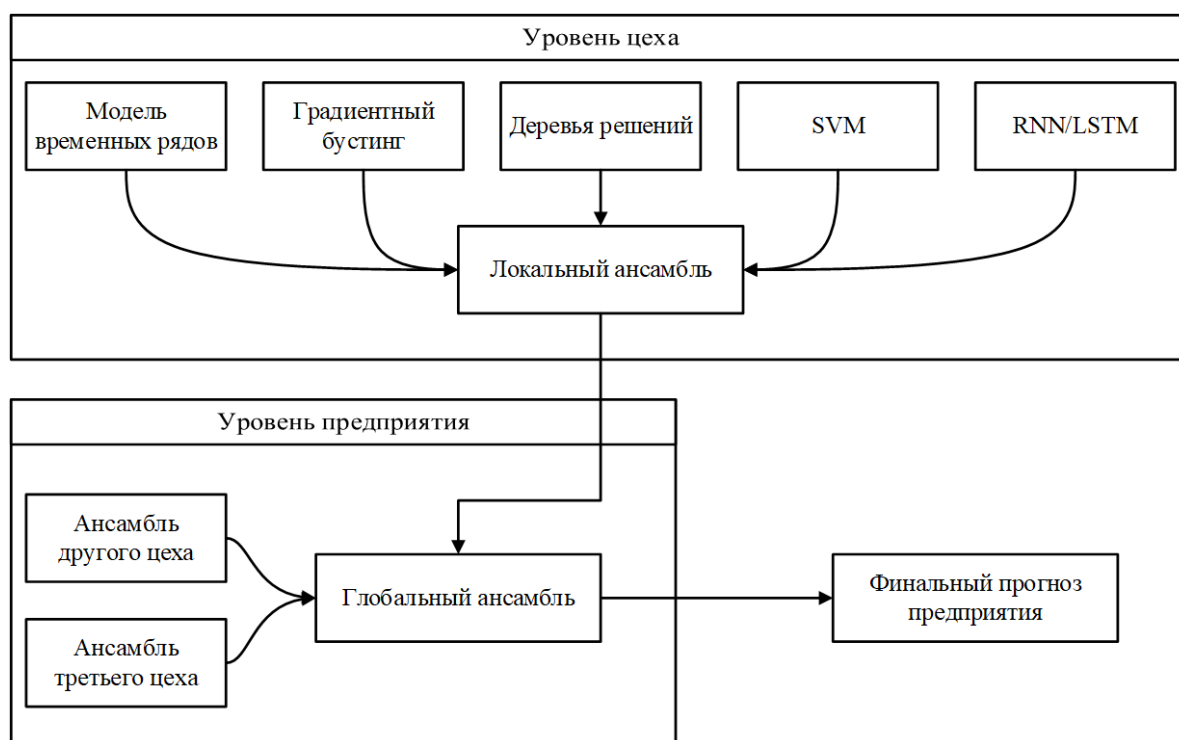


Рис. 1. Схема работы иерархического ансамбля

Для промышленных предприятий характерны частые изменения графиков, ввод новых линий и внезапные сдвиги спроса, поэтому модель должна быстро адаптироваться. В связи с этим, в предложенной нами архитектуре предусматривается система скользящей обучающей выборки и инкрементальные обновления моделей, дополненная детекторами дрейфа. Триггерами переобучения служат сочетания статистического ухудшения качества. Новые версии моделей прогоняются через песочницу и набор автоматических верификаций. В рамках исследования нами разработана и построена схема полного цикла эксплуатации модели с онлайн-обучением. Схема представлена на рис. 2.

Такой подход позволяет поддерживать высокую актуальность прогнозов без необходимости частых дорогостоящих полных переобучений и минимизирует риск деградации модели, что является важным требованием при промышленном внедрении программного обеспечения [4].

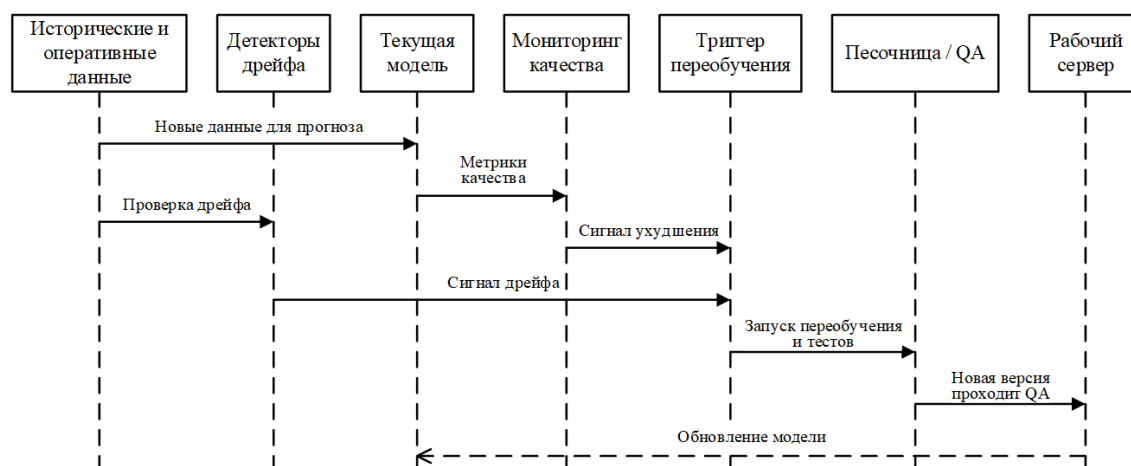


Рис. 2. Схема полного цикла эксплуатации модели с онлайн-обучением

В индустриальном контексте интерпретируемость прогнозов — не дополнительная опция, а ключевое требование для принятия решений: операторы и менеджеры должны понимать, какие факторы формируют предсказания и в каких границах можно доверять модели [4]. В рамках решения планируется встроить XAI-модуль, который для каждого прогноза будет выдавать объяснения, чувствительность прогноза к изменению входных параметров и генерировать короткие управленческие рекомендации.

Разработанная нами архитектура позволяет работать в условиях высокой вариативности производственных режимов, оперативно учитывать изменения технологических процессов и предотвращать деградацию модели. Такая интеграция методов является критически важной в промышленных задачах.

Источники

1. Runge J., Zmeureanu R. A Review of Deep Learning Techniques for Forecasting Energy Use in Buildings // *Energies*. 2021. Vol 14, Iss. 3. Pp. 608–608.
2. Еманов И.В., Сергеев Н.Е. Прогнозирование потребления электроэнергии промышленных предприятий (обзор) // *Известия ЮФУ. Технические науки*. 2024. № 4 (240). С. 123–134.
3. Fan B., Xing X. Intelligent Prediction Method of Building Energy Consumption Based on Deep Learning // *Scientific Programming*. 2021. Vol. 2021. Pp. 1–9.
4. Neural network forecasting of energy consumption of a metallurgical enterprise / A. Bakurova [et al.] // *Innovative technologies and scientific solutions for industries*. 2021. Vol. 1, Iss. 15. Pp. 14–22.

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ТОКОВ В ДУГОВОЙ СТАЛЕПЛАВИЛЬНОЙ ПЕЧИ ДСП-70

Новоселова А.Р.¹, Кисельников А.Ю.², Зарипов Р.Б.³

^{1,2}НЧОУ ТУ УГМК, г. Верхняя Пышма, Россия

³Филиал ООО «УМК – Сталь» г. Тюмень, Россия,

tinkalevtinka1@gmail.com, oacy_kis@mail.ru, Zaripovi@inbox.ru

В статье обосновывается актуальность внедрения катушек Роговского в систему контроля вторичного контура дуговой сталеплавильной печи (ДСП) для решения проблемы некачественного регулирования асимметрии фаз. На основе анализа современных подходов к управлению ДСП на предприятиях, подобных РУП «Белорусский металлургический завод» (БМЗ), показано, что повышение точности измерения токов в каждом плече вторичного контура является ключевым фактором для реализации адаптивных алгоритмов управления электродами. Внедрение катушек Роговского позволит снизить энергозатраты, повысить стабильность горения дуги и уменьшить износ оборудования.

Ключевые слова: дуговая сталеплавильная печь, ДСП-70, автоматизация, асимметрия фаз, катушка Роговского, вторичный контур управление.

Современные дуговые сталеплавильные Печи (далее – ДСП) являются сложнейшими энерготехнологическими комплексами, в которых эффективность производства напрямую зависит от качества управления электрическим режимом. Как отмечается в работах по модернизации БМЗ, ключевыми задачами остаются снижение удельного расхода электроэнергии и повышение производительности [1, с. 239]. Нестабильная работа ДСП в свою очередь приводит как к снижению качества готовой продукции, так и к повышенному энергопотреблению, снижая тем самым конкурентоспособность продукции и предприятия в целом. Одной из основных причин нестабильной работы ДСП и повышенного энергопотребления является асимметрия токов и напряжений в трехфазной системе, возникающая из-за неравномерного горения дуг, изменения сопротивления шихты и особенностей конструкции короткой сети.

ДСП-70, эксплуатируемая на предприятиях типа УМК-Сталь, представляет собой высокомоощный агрегат со следующими ключевыми характеристиками: номинальная мощность трансформатора – 64 МВА, максимальный вторичный ток – 48,3 кА, диаметр электродов – 610 мм [2, с. 5]. В таких условиях точное и быстродействующее управление становится фактором первостепенной важности. Детальный анализ контура регулирования выявил, что в нем наибольший вклад в задержку реагирования на изменение параметра вносит измерительная часть,

а именно первичные датчики параметра – собственно трансформаторы тока (ТТ), применяемые в системах автоматического регулирования положения электродов (САРПЭ).

Традиционные электромагнитные трансформаторы тока обладают рядом недостатков:

- имеют ограниченный диапазон измерения;
- подвержены насыщению при резких токовых перегрузках (характерных для ДСП);
- обладают значительной инерционностью.

Эти факторы вносят значительное искажение в реальную картину электрического режима печи, что приводит к субоптимальной работе САРПЭ и, как следствие, к увеличению токового времени плавки и расхода электродов.

Для решения данной проблемы перспективным представляется использование в системе измерения токов вторичного контура ДСП катушек Роговского, которые показали свою эффективность при внедрении на аналогичном оборудовании на РУП «Белорусский металлургический завод» (БМЗ). Катушка Роговского представляет собой гибкий тороидальный виток, охватывающий проводник с током.

Благодаря ряду конструкционных особенностей, а именно отсутствию магнитопровода и, следовательно, отсутствию насыщения даже при сверхвысоких токах короткого замыкания, обеспечивается линейная зависимость выходного сигнала от измеряемого тока в очень широком диапазоне, что критически важно для адекватного мониторинга динамических процессов в ДСП.

Анализ показал, что благодаря этим эффектам, достигается как повышение точности так и скорости обработки первичного изменения в 1,5 раза, что пропорционально увеличивает скорость и точность реагирования САРПЭ на изменение параметров, повышая в свою очередь качество продукции и эффективность производственного процесса до 5 %.

Применение катушек Роговского позволяет с высокой точностью и быстродействием фиксировать не только действующее значение тока, но и его форму, включая высокочастотные пульсации и гармоники. Это дает возможность системе управления не просто реагировать на средние значения, а анализировать мгновенные состояния каждой фазы.

Кроме того, на БМЗ неоднократно подчеркивалась важность улучшения качества потребляемой электроэнергии. Например, при модернизации ДСП-2 в 2005 году подключение последовательного реактора позволило «стабилизировать ток и реактивную мощность вторичной цепи

и, как следствие, повысить устойчивость горения дуги» [1, с. 240]. Это напрямую связано с проблемой асимметрии: нестабильная дуга в одной фазе приводит к перекосу токов и ухудшению общего энергетического баланса.

Также, в работе «Тарифы и режимы электропотребления» отмечается, что основными потребителями, формирующими графики электрической нагрузки, являются три электродуговые сталеплавильные печи [4, с. 248]. Это означает, что любые неоптимальные режимы их работы напрямую влияют на общезаводские показатели и могут приводить к штрафным санкциям со стороны энергосистемы.

Для реализации современных концепций управления, таких как «синхронизация мощности подвода электрической энергии и химической энергии экзотермических реакций» [1, с. 239], требуется максимальная достоверность данных от датчиков. Неточные данные о токах в фазах не позволяют системе корректно оценивать мощность, вводимую в каждую дугу, и синхронизировать ее с подачей кислорода или угля.

Инструкция по эксплуатации ДСП-70 однозначно указывает на главную цель проектирования вторичного контура: «...обеспечивая наилучшую симметрию системы электропитания и, следовательно, хороший электрический баланс всех трёх фаз» [2, с. 14]. Это прямо свидетельствует о том, что симметрия является не просто желаемым, а проектным состоянием. Однако в реальных условиях плавки поддержание этого состояния крайне сложно.

Предлагается установить комплект из трех катушек Роговского на каждом из трех плеч короткой сети ДСП-70, непосредственно у подовых шин печи (на токопроводящих кабелях, соединяющих трансформатор с электрододержателями). Выходной аналоговый сигнал с каждой из катушек будет подаваться на высокоскоростные аналоговые входы программируемого логического контроллера (ПЛК) Siemens S7-1500. Это позволит в реальном времени с частотой опроса до 1 кГц и выше получать детальную картину токов во всех трех фазах, включая информацию об их форме и гармоническом составе.

Ожидаемый эффект:

1. Обеспечить точный мониторинг асимметрии фаз в реальном времени. ПЛК сможет мгновенно выявлять отклонения и корректировать положение соответствующего электрода, что напрямую повысит стабильность горения дуги.

2. Повысить устойчивость горения дуги. Стабилизация тока в каждой фазе, как показал опыт БМЗ, напрямую ведет к сокращению времени плавки и снижению удельного расхода электроэнергии и электродов [1, с. 240].

Улучшить качество электроэнергии. Снижение пульсаций и гармоник (что подтверждается исследованиями в [5]) уменьшит нагрузку на энергосистему завода и снизит риски штрафов.

Получить детальные данные для анализа и оптимизации. Накопленный массив высокоточных данных о токе и его форме позволит инженерам глубже понять процессы в печи и разрабатывать еще более эффективные управляющие алгоритмы, включая те, что используют нейронные сети, как это уже внедрено на БМЗ [1, с. 240].

В совокупности данные факторы позволят увеличить эффективность процесса до 5 %, что при затратах в 700 тыс. рублей окупит внедрение решения в течение 1,5–2 лет, а растущие тарифы и ожесточающиеся экологические требования только ускорят этот процесс

В условиях, когда на БМЗ и других подобных предприятиях ключевыми факторами развития являются «инвестиции, инновации, энергосбережение» [2, с. 5], внедрение современных средств измерения является логичным шагом. Катушки Роговского, благодаря своим уникальным техническим характеристикам, способны стать «глазами» системы управления ДСП-70. Их применение для контроля асимметрии фаз позволит вывести управление печью на новый качественный уровень, обеспечив достижение стратегических целей по снижению энергоемкости и повышению рентабельности производства.

Источники

1. Зазян А.С., Терлецкий С.В. Снижение энергозатрат при плавке стали в высокомошных крупнотоннажных ДСП РУП «Белорусский металлургический завод» // Известия вузов. Черная металлургия. 2010. № 1-2 (54-55). С. 239–242.

2. Борщов С.М., Сугойдь А.Л. Инвестиции, инновации, энергосбережение – главные факторы в развитии предприятия // Известия вузов. Черная металлургия. 2013. № 1 (69). С. 5–9.

3. Николаев А.А., Тулупов П.Г., Ивекеев В.С. Разработка универсальных алгоритмов обработки токовых сигналов для усовершенствованной системы управления электродуговой печи // Вестник Магнитогорского государственного технического университета им. Г.И. Носова. 2021. Т. 19, № 2. С. 112–121. DOI: <https://doi.org/10.18503/1995-2732-2021-19-2-112-121>.

4. Бацова С.В., Солонин С.В. Тарифы и режимы электропотребления // Известия вузов. Черная металлургия. 2010. № 1-2 (54-55). С. 247–249.

5. Вынгра А.В., Кучерюкова М.В., Пелепаченко Д.В. Повышение эффективности работы энергосистемы дуговых сталеплавильных печей // Известия ТулГУ. Технические науки. 2023. Вып. 8. С. 552–557.

6. Инструкция по эксплуатации дуговой сталеплавильной печи ДСП-70. ООО «УМК-Сталь». 2016. 121 с.

ВИРТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ИХ РОЛЬ В ЦИФРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Нугъманов А.Ф., Сандаков В.Д.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

nugmario1331@gmail.com , vitalysandakov@gmail.com

В тезисе подробно рассматривается понятие виртуальных электростанций, их структуру и модели функционирования. Автор анализирует преимущества и недостатки систем объединения и распределения электроэнергии. Также в статье приводится пример крупномасштабного проекта данной отрасли, функционирующего в настоящее время. Автор рассматривает возможность развития аналогичного проекта на территории Российской Федерации и обосновывает эффективность применения виртуальных электростанций в сравнении с традиционными системами.

Ключевые слова: виртуальные электростанции, энергия, цифровые технологии, источники энергии, энергосеть.

Активное развитие цифровых технологий является предпосылкой к не менее активному внедрению их в современную электроэнергетику, благодаря чему повышается эффективность, надёжность и гибкость различных систем. Ограничения в традиционной модели распределения и генерации электроэнергии, основанной на крупных централизованных электростанциях, мешают обеспечению бесперебойной работы организаций в этой области. Чаще всего основными причинами таких ограничений являются рост доли возобновляемых источников энергии и неравномерность нагрузки. Поэтому следует отметить, что новые концепции и инструменты цифровой энергетики, такие как виртуальные электростанции, играют ключевую роль в улучшении данной отрасли.

Виртуальные электростанции (ВЭС) или же VPP (virtual power plants) – это системы, которые объединяют несколько видов электроэнергии сразу от нескольких производителей или потребителей в единую управляемую сеть. Иными словами, ВЭС может играть роль стабилизатора системы, так как располагает информацией о возможностях разгрузки каждого потребителя, подключённого к системе, в режиме реального времени. Она стабилизирует сеть, контролируя потребление энергии [2, 5].

В любой виртуальной электростанции есть источники энергии (традиционные и возобновляемые), потребители электричества, система накопления энергии, ПО для управления работой энергосети и датчики для сбора информации [1].

Также ВЭС можно разделить на три модель функционирования: модель агрегатора, модель энергосбытовой компании (традиционная), клиентоориентированная модель. В случае модели агрегатора происходит создание энергосервисной организации в качестве оператора ВЭС, которая активно подключает потребителей к ней и выплачивает вознаграждение за участие в программах «Управление потреблением». Согласно традиционной модели, компании на рынке энергии создают сети для контроля различных объектов распределённой генерации. А по клиентоориентированной модели ВЭС устанавливается потребителями для обеспечения своих нужд. В качестве примера можно привести крупные супермаркеты, использующие множество объектов внутри магазина, которым необходима электроэнергия: кондиционеры, холодильники, освещение и так далее [3].

Для того, чтобы определить целесообразность и выгоду использования виртуальных электростанций, необходимо проанализировать их преимущества и ограничения в сравнении с традиционными методами работы. Во-первых, применение ВЭС позволяет динамически объединять различные источники энергии, что повышает адаптивность энергосистемы к изменениям спроса и предложения. Во-вторых, интеграция ВЭС обеспечивает более точный баланс между генерацией и потреблением, уменьшая вероятность перегрузок и аварий. В-третьих, благодаря использованию виртуальных электростанций становится возможным интегрировать солнечные, ветровые и другие возобновляемые источники энергии. Их нестабильность компенсируется за счёт распределения нагрузки и прогнозирования генерации. Кроме того, нужно отметить экономическую эффективность ВЭС, так как снижаются расходы на инфраструктуру.

Из ограничений виртуальных электростанций можно выделить техническую сложность интеграции, высокие требования к цифровой инфраструктуре, необходимость в обеспечении кибербезопасности, различные экономические барьеры (инвестиции в цифровую платформу, системы хранения энергии, оборудование для удалённых потребителей) и недостаточную зрелость рынка и технологий, особенно в России [4].

Самым крупным известным примером использования ВЭС является проект Tesla – масштабная виртуальная электростанция в Южной Австралии. Она объединяет пятьдесят тысяч домов с установленными солнечными панелями и батареями Powerwall 2. Этот проект является разработкой государственного уровня, а не инструментом для решения локальной проблемы. Её основная цель заключается в дополнении и усилении общегосударственной энергосистемы [5]. Также благодаря реализации проекта удалось снизить стоимость электроэнергии для пользователей [6, 7].

Однако вышеперечисленные преимущества и убежденность в том, что использование ВЭС выгодно с точки зрения материальной составляющей, недостаточно мотивируют полный переход на такой способ обеспечения государств электроэнергией. Во многих странах продавать электроэнергию потребителям разрешено только на государственном уровне, из-за чего организовать частную распределённую сеть не представляется возможным. Тем не менее, в России процесс заметен, пусть и проходит медленно [2].

Таким образом, использование виртуальных электростанций, несмотря на сложность их интеграции и высокую стоимость оборудования, может значительно снизить расходы на электроэнергию и модернизировать сеть обеспечения энергией по всей стране.

Источники

1. Анушенко С.Ю. Виртуальные электростанции // Электронный научный журнал. 2019. № 4. С. 112–119.

2. Ассоциация «Цифровая энергетика». Российский опыт цифровой трансформации: аналитический обзор. М.: Ассоциация «Цифровая энергетика», 2021. 68 с.

3. Ашуров У.Г. Виртуальная электростанция: модели функционирования, мировой опыт, эффекты внедрения // Электроэнергетика и промышленная энергетика. 2021. № 7. С. 24–35.

4. Любимова Н.Г. Виртуальные электростанции: вызовы, возможности и преимущества на современном национальном и международных энергетических рынках // Энергетическая политика. 2025. № 1. С. 15–27.

5. Гарфиев И.Б., Сандаков В.Д. Внедрение цифровых подстанций: как способ развития энергетики // Моделирование энергоинформационных процессов: сб. ст. XIII Нац. науч.-практ. конф. с междунар. участием, Воронеж, 2025. С. 369–373.

6. Вахитова М.И. Энергоэффективность сельского хозяйства: технологии «умного» орошения и возобновляемые источники // Технологический суверенитет и цифровая трансформация: материалы Междунар. науч.-техн. конф. Казань, 2025. С. 63–66.

7. Юдина А.Е., Максимов В.В. Переходные процессы электрических сетях и системы автоматизированного проектирования для их моделирования // Проблемы и перспективы развития электроэнергетики и электротехники: материалы V Всерос. науч.-практ. (с междунар. участием) конф., посвящ. празднованию 55-летия КГЭУ. Казань, 2023. С. 358–361.

МЕТОДЫ РЕМОНТА ОПОРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ЛЭП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМПОЗИТНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Нургалеев А.А., Воркунов О.В.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
nurgaleev907@gmail.com

Ремонт опорных конструкций линий электропередачи (ЛЭП) и изоляторов с использованием композитных материалов – это современная технология, позволяющая восстанавливать несущую способность и изоляционные свойства элементов без их полной замены.

Ключевые слова: ремонт опор ЛЭП, изоляторы, композитные материалы, внешнее армирование, углеволокно, стекловолокно.

Дефекты в железобетонных опорах и фундаментах образуются вследствие нарушения технологии изготовления, транспортировки опор к месту установки, несоблюдения строительных норм и правил при сооружении ВЛ [1]. В процессе эксплуатации под действием знакопеременных нагрузок, периодического увлажнения, размораживания дефекты развиваются, что приводит к разрушению бетона, коррозии арматуры и, в конечном итоге, к снижению несущей способности опор и фундаментов и сокращению их срока службы. Коррозия арматуры и разрушение бетона стоек и фундаментов возникает также под воздействием «блуждающих токов». В агрессивной и влажной среде (при относительной влажности воздуха более 60 %) процесс коррозии арматуры дефектных опор ускоряется. Под воздействием агрессивной среды происходит изменение структуры и свойств бетона, приводящее к снижению его прочности и преждевременному разрушению [2].

Характерными дефектами железобетонных опор и фундаментов являются: продольные и поперечные трещины стоек опор; выбоины, отверстия в бетоне стоек; смещение каркаса арматуры стоек опоры, выход арматуры на поверхность бетона; коррозия арматуры; некачественная заделка опор в грунте, отсутствие ригелей; трещины, сколы и осыпание бетона фундаментов, коррозия арматуры фундаментов; неплотное прилегание пяты опоры к поверхности фундамента; отклонение опоры от вертикального положения [3].

Все дефекты железобетонных опор и фундаментов ВЛ, находящихся в эксплуатации, по характеру их влияния на несущую способность конструкций можно разделить на три группы: 1-я группа – повреждения, практически, не снижающие прочность и долговечность конструкции (поверхностные раковины, пустоты, трещины шириной раскрытия

до 0,2 мм, сколы бетона без оголения арматуры и др.); 2-я группа – повреждения, снижающие долговечность конструкции (трещины шириной раскрытия 0,3–0,6 мм, пустоты, раковины и сколы бетона с оголением арматуры; поверхностная коррозия бетона и т. п.); 3-я – группа повреждения снижающие несущую способность конструкции (отдельные трещины шириной раскрытия более 0,6 мм; трещины шириной раскрытия более 0,3 мм при количестве трещин более двух в одном сечении; раковины и сквозные отверстия площадью более 25 см² ; отклонения стоек одноэтажных опор от вертикали на величину более допустимой и т. п.) [4].

Повреждения 1-й группы не требуют принятия срочных мер, их можно устранить нанесением ремонтных материалов (покрытий) при текущем ремонте в профилактических целях. Основное назначение покрытий при этих повреждениях – остановить развитие мелких трещин, предотвратить образование новых, улучшить защитные свойства бетона, предохранить конструкции от атмосферной или химической коррозии. При повреждениях 2-й группы ремонт обеспечивает повышение долговечности конструкции, поэтому материалы, применяемые при ремонте, должны иметь достаточную долговечность. Обязательной заделке подлежат продольные трещины, сколы и раковины, расположенные на высоте до 2,5 м от земли. При повреждениях 3-й группы восстанавливается несущая способность опор путем их усиления или выправки. Применяемые при усилении материалы должны обеспечивать прочностные характеристики и долговечность конструкции.

Ключевым методом ремонта и усиления железобетонных и металлических опор является технология внешнего армирования полимерными композиционными материалами (ПКМ) [5]. Наиболее распространённые типы материалов включают:

1) стеклопластики. Композитные оболочки и бандажы на основе стекловолокна применяются для усиления конструкций и защиты бетонных элементов от коррозии. Стеклопластиковые покрытия обладают низкой теплопроводностью, высокой механической прочностью и стойкостью к воздействию влаги и химически активных веществ;

2) углепластики. Углеродные волокна обеспечивают высокий уровень прочности и упругости конструкции. Используются для восстановления несущей способности поврежденных элементов опор, позволяя значительно увеличить срок службы опоры;

3) композиты на основе базальтовых волокон. Базальтовые волокна характеризуются повышенной огнестойкостью, химической стабильностью и отличной сопротивляемостью механическим нагрузкам. Применяются в качестве армирующих слоев и защитных покрытий.

Достоинства и недостатки рассмотренных композитных материалов представлены в таблице.

Достоинства и недостатки композитных материалов

Достоинства	Недостатки	Применение
Стеклопластики		
1. Доступная стоимость производства и обработки. 2. Высокая прочность на растяжение и устойчивость к ударным нагрузкам. 3. Хорошая стойкость к атмосферному влиянию (солнечный свет, влажность). 4. Легкость установки благодаря гибкости изделий	1. Менее высокая механическая прочность по сравнению с углепластиковыми. 2. Хуже переносят воздействие высоких температур. 3. Требуют тщательной подготовки поверхности перед нанесением	Обычно используются для защиты железобетонных поверхностей от атмосферных воздействий и предотвращения дальнейшего разрушения бетона
Углепластики		
1. Исключительная прочность и жесткость при малом весе. 2. Высокое сопротивление усталости и длительным статическим нагрузкам. 3. Отличная стойкость к коррозионным процессам и ультрафиолетовому излучению. 4. Долговечность и низкая вероятность механических повреждений	1. Значительно дороже стеклопластиков. 2. Сложнее монтаж ввиду специфической технологии наложения полос. 3. Необходимость точного расчета нагрузок и подбор толщины слоя	Оптимальны для усиления критических участков опор, подвергшихся значительным деформациям или серьезным повреждениям
Базальтопластики		
1. Высокая термоустойчивость (до +800 °C), пригодны даже для районов с экстремально жарким климатом. 2. Химическая стабильность и отличная устойчивость к кислотам и щелочам. 3. Антикоррозионные свойства сравнимы с углепластиком. Экологически чистый продукт	1. Стоимость чуть выше стеклопластика, хотя ниже углепластика. 2. Технологическое производство сложнее стеклопластика, требует больше ресурсов	Идеален для регионов с суровыми погодными условиями или агрессивными промышленными зонами

Технологический процесс начинается с подготовки поверхности поврежденного участка опоры, ее очистки и восстановления геометрии при необходимости.

Далее на подготовленную поверхность наносится специальный адгезив, обеспечивающий прочное сцепление материала. Затем осуществляется монтаж композитного материала. Наиболее распространен метод

обмотки, при котором специальная ткань или лента, пропитанная специальным составом, оборачивается вокруг опоры для повышения ее прочности. Также могут применяться методы автоматизированной намотки нитей или установки готовых композитных оболочек. После монтажа происходит процесс полимеризации, или отверждения, при контролируемой температуре. Завершающим этапом является нанесение защитного покрытия для предотвращения воздействия окружающей среды. Такой подход позволяет значительно увеличить долговечность конструкций без их демонтажа.

Современный композитный материал способен восстановить несущую способность опор до проектных значений с гарантией на отремонтированный участок от 10 лет. Стоимость восстановленного участка от 1 до 15 тыс. руб. в зависимости от размера повреждений. Это дает возможность продлить срок эксплуатации опорного хозяйства от 10 до 50 лет, затрачивая при этом минимальные ресурсы, что, в свою очередь, позволит отодвинуть срок массовой замены [6, 7].

Источники

1. Горшков А.С., Корнев А.А. Ремонт и усиление строительных конструкций полимерными композициями. М., 2012.
2. Киселев Н.Н., Пановко Я.Г. Современные строительные композиты и ремонт конструкций. СПб.: Издательство Политехнического университета, 2013.
3. Ефимов Е.В., Гороховский Ю.М. Диагностика состояния и восстановление надежности железобетонных опор ЛЭП методами современной диагностики и ремонта. Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2010.
4. Нигматуллин Р.И., Исмагилов Ф.Р., Байрамгалин Д.Б. Оценка эффективности метода ремонта железобетонных опор линии электропередачи композитными материалами // Вестник Казанского технологического университета. 2014. № 11.
5. Сергеев О.Л., Соколов И.Ю. Экспериментальные исследования физико-механических свойств композитных материалов для ремонта железобетонных конструкций // Строительство уникальных зданий и сооружений. 2015. № 12.
6. Кирюшкин Г.П., Панферова О.Е. Опыт применения углеармированных композитных лент для ремонта железобетонных опор ЛЭП // Электроэнергетика глазами молодежи. 2016. № 1.
7. Воркунов О.В., Афанасьева Т.И., Гараев И.Р. Определение прочности опор линий электропередачи // Инновации в науке и практике: сб. материалов VIII Междунар. науч.-практ. конф.: в 5 ч. Барнаул, 2018. Ч. 3. С. 131–135.

МОДЕЛИРОВАНИЕ И ИЗМЕРЕНИЕ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ В ДЕФЕКТАХ ТВЕРДОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Ньетерейе Ф.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

nyetereyefrederic@gmail.com

Науч. рук.: проф. Усачев А.Е.

В данной статье представлены результаты, полученные при моделировании и измерении частичных разрядов в дефектах твердой изоляции.

Целью данного измерения является определение напряженности, при которой возникают частичные разряды в твердой изоляции при заданных условиях температуры и давления. Для этого использовался образец твердой изоляции толщиной 2 мм с дефектом 0,2 мм.

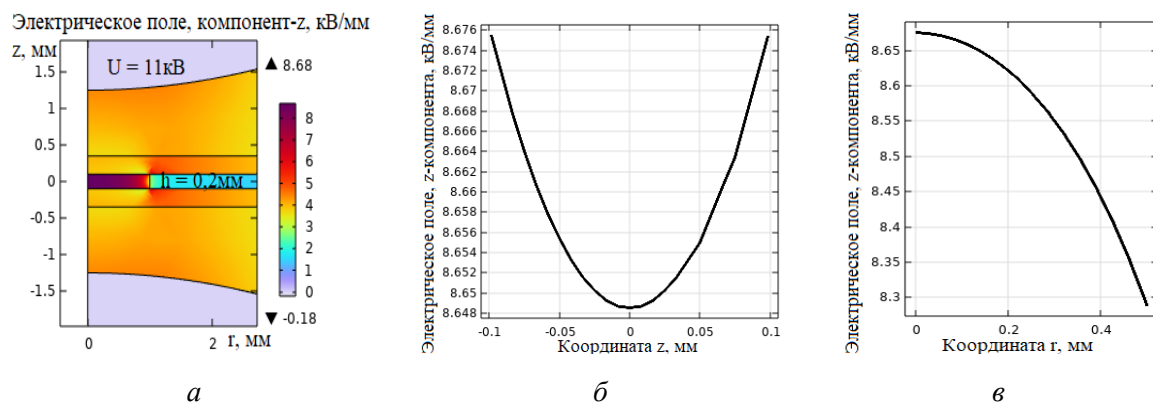
Ключевые слова: Напряжения, частичные разряды, твердая изоляция, дефект, измерительная ячейка, электроды.

Одной из основных задач измерения ЧР является определение напряжённости электрического поля в каверне дефекта, при которой происходит ЧР (ЕЧР). Определение этой величины проводилось по следующей методике. В программе ComSol создавалась двумерная осесимметричная модель стандартной измерительной ячейки с образцом и рассчитывались параметры электрического поля в электростатическом приближении [2, 3]. Распределение напряжённости около и внутри дефекта представлено на рис. 1, а. Один из электродов заземлён через сопротивление $R = 1$ кОм и его потенциал равен нулю. На второй электрод ячейки подавалось различное высокое постоянное напряжение. Картина рис. 1, а соответствует напряжению $U = -11$ кВ на электроде. Наибольшая напряжённость электрического поля наблюдается на оси симметрии дефекта и равно $E_{\max} = 8,68$ кВ/мм. Для заданного напряжения U определялась

средняя напряжённость: $E_{\text{ср}} = \frac{U}{d} = \frac{11}{2,5} = 4,4$ кВ/мм. Определялся коэф-

фициент напряжённости $K_H = \frac{E_{\max}}{E_{\text{ср}}}$.

В ходе экспериментов с частичным разрядом (ЧР) к высоковольтному электроду подавались различные напряжения, которые через резистор – передавались на цифровой осциллограф. Полученная осциллограмма позволяла определить начальную фазу ЧР ($t_{\text{ср}}$) и измеренное пиковое значение тока высокого напряжения (U_0) между электродами.



Моделирование электрического поля в ячейке с образцом:

a – напряжённость; b – $E_z = f(z)$ при $r = 0$; c – $E_z = f(r)$ при $z = 0$

В результате исследования получено научно значимое решение задачи измерения частичных разрядов в газовых включениях, определяющих техническое состояние твердой изоляции [5]. Это решение позволяет на основе заданного набора диагностических параметров частичных разрядов выявлять наличие, тип и местоположение наиболее критических для нормальной эксплуатации высоковольтных изоляторов дефектов и прогнозировать их остаточный ресурс [5].

Источники

1. Кириленко В.М. Частичные разряды как основной фактор разрушения твердых диэлектриков // Электрофизическая аппаратура и электрическая изоляция. М.: Энергия, 1970. С. 447–455.
2. Ховатсон А.М. Введение в теорию газового разряда / пер. с англ. И.И. Иванчика. М.: Атомиздат, 1980. 182 с.
3. Месяц Г.А. Законы подобия в импульсных газовых разрядах // УФН. 2006. Т. 176, № 10. С. 1069–1091.
4. Usachev A.E., Kubarev A.Yu. Problems of insulation diagnostics of power equipment by the method of partial discharges // E3S Web Conf. 2021. Vol. 288. Art. 01077.
5. Лемке Э. Критический обзор моделей частичных разрядов / пер. и коммент. А.Г. Овсянникова // ЭнергоЭксперт. 2015. № 6. С. 30–35.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ЗНАЧЕНИЙ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ОТ ВИДА И СТЕПЕНИ РАЗВИТИЯ ДЕФЕКТА В КОНЦЕВЫХ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ МУФТАХ КАБЕЛЕЙ 10 кВ

Рахмонов Ф.Ю., Рахмонов Р.Ю.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
rahmonovfarhod2004@gmail.com
Науч. рук.: асс. Николаев К.В.

В статье рассматривается проблема недостатков традиционных разрушающих методов испытания изоляции кабельных линий 10 кВ. Представлены методика и результаты исследований по установлению зависимости диагностических параметров $\tan \delta$ и частичных разрядов от вида и степени искусственно созданных дефектов в муфтах. Полученные данные позволяют разработать более точные критерии для неразрушающей диагностики и прогнозирования остаточного ресурса кабельного оборудования.

Ключевые слова: частичные разряды, кабельные муфты 10 кВ, диагностика изоляции, сшитый полиэтилен, бумажно-пропитанная изоляция, неразрушающий контроль, генераторы СНЧ.

В современной электроэнергетике возрастают требования к надежности и бесперебойности работы кабельных сетей среднего напряжения. Традиционные методы контроля технического состояния изоляции, такие как испытания повышенным напряжением промышленной частоты или постоянным напряжением, обладают существенными недостатками. Эти методы носят разрушающий характер, приводя к ускоренному старению изоляции и сокращению срока службы кабельной линии. В случае пробоя во время испытаний линия выводится из эксплуатации, что влечет за собой значительные экономические и временные затраты, а также нарушает непрерывность электроснабжения. Кроме того, эти методы недостаточно информативны для точной оценки реального состояния изоляции и прогнозирования ее остаточного ресурса [1].

Альтернативой выступают неразрушающие диагностические методы, основанные на применении низкочастотного испытательного оборудования. Наиболее перспективными из них являются измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\tan \delta$) и регистрация параметров частичных разрядов (ЧР). Тангенс угла диэлектрических потерь представляет собой безразмерный параметр, характеризующий диэлектрические потери в изоляционном материале и количественно определяемый как

отношение активной мощности, рассеиваемой в диэлектрике, к реактивной. Меньшие значения $\operatorname{tg}\delta$ свидетельствуют о лучшем качестве изоляции. Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) значение $\operatorname{tg}\delta = 1,2 \cdot 10^{-3}$ расценивается как признак повышенного риска, а значение $2,2 \cdot 10^{-3}$ – как высокий риск деградации изоляции. Метод ЧР позволяет с высокой точностью локализовать дефекты и оценить их опасность, не оказывая разрушающего воздействия на кабель, поскольку измерения проводятся при напряжении, не превышающем $1,73U_{\text{ном}}$. Согласно нормативам компании BAUR, кажущийся заряд ЧР до 5 пКл считается нормой, а значение 100 пКл и выше указывает на наличие критических дефектов, требующих немедленного вмешательства [2].

На базе электроизмерительной лаборатории Казанского государственного энергетического университета проводятся исследования зависимости диагностических параметров $\operatorname{tg}\delta$ и ЧР от вида и степени развития искусственно созданных дефектов в концевых и соединительных муфтах кабелей 10 кВ. В качестве объектов исследования использованы опытные образцы кабельных линий длиной около 6 метров, смонтированные из кабелей двух типов: ААБл-10-3х95 (с бумажно-пропитанной изоляцией, БПИ) и АПвПуг-10 1х120/35 (с изоляцией из сшитого полиэтилена, СПЭ). Всего собрано 14 образцов, на которых установлено 42 муфты различных типов, предоставленных компанией «Sigma Corporation».

Ключевой задачей эксперимента является моделирование реальных дефектов, возникающих при монтаже и эксплуатации. На образцах на основе кабеля СПЭ имитированы такие дефекты, как крутой срез полупроводящего слоя, глубокие повреждения изоляции при зачистке, неполное снятие полупроводящего слоя, воздушные включения из-за неправильного монтажа термоусаживаемых трубок или укладки мастики, трещины от многократных изгибов, а также загрязнения инородными материалами (песок, абразив, металлическая стружка). На образцах с кабелем БПИ дополнительно смоделированы повреждения металлической оболочки. Для корректного сравнения смонтирован эталонный образец без дефектов, собранный в строгом соответствии с технологическими инструкциями. Диагностические измерения проводятся с использованием современного оборудования: СНЧ-установки BAUR Frida TD для генерации испытательного напряжения очень низкой частоты (0,01–0,1 Гц) и портативной системы BAUR PD-TaD 60 для совмещенного измерения $\operatorname{tg}\delta$ и параметров ЧР. Это позволяет получать комплексную характеристику состояния изоляции каждого опытного образца [3].

Полученные результаты позволят усовершенствовать методику неразрушающего контроля кабелей 10 кВ и разработать точные критерии оценки их технического состояния. Практическое применение работы обеспечит повышение надежности электроснабжения при оптимизации затрат на обслуживание и ремонт кабельных сетей.

Источники

1. Воркунов О.В., Загидуллина Л.Ф. Современные методы контроля и диагностики кабельных линий электропередачи среднего и высокого напряжений // КИП и автоматика: обслуживание и ремонт. 2022. № 4. С. 24–32.
2. Оперативный контроль технического состояния высоковольтных кабельных линий / С.В. Белковский [и др.] // Энергоэксперт. 2015. № 3. С. 67–68.
3. Тихомиров П.М. Диагностика высоковольтного оборудования: методы анализа частичных разрядов и диэлектрических потерь. М.: Энергоатомиздат, 2010. 296 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БПЛА ПРИ ДИАГНОСТИКЕ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДРОНОПОРТОВ

Сабитова А.С.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

aidasabitova78@gmail.com

Науч. рук.: доц. Сабитов А.Х.

В статье рассмотрено использование беспилотных летательных аппаратов при диагностике и обслуживании линий электропередач. Определены перспективы использования автоматизированного комплекса ЭРИ.

Ключевые слова: беспилотный летательный аппарат, линии электропередач, электроэнергетические системы, диагностика, электроэнергетика, обслуживание.

Бесперебойная передача электроэнергии по линиям электропередач (ЛЭП) является важным элементом для современной промышленности. Современные электроэнергетические системы сталкиваются с рядом серьезных задач: старение инфраструктуры, рост энергопотребления, ужесточение требований к надежности. Традиционные методы инспекции ЛЭП, включающие себя обход или применение специализированной техники для подъёма, становятся менее эффективными. По той причине, что данный метод связан с высокими рисками для работников и не всегда позволяет выявить дефекты своевременно в труднодоступных местах [1, 2].

Связи с развитием инновационных систем в энергетике, такие как беспилотные летательные аппараты (БПЛА), происходит увеличение эффективности инспекции ЛЭП, что в свою очередь, сокращает эксплуатационные расходы и уменьшает простои в электроэнергетической системе. Согласно данным из аналитического обзора Минэнерго РФ «Цифровизация электросетевого комплекса», экономия ресурсов составляет около 70–80 % времени по сравнению с наземными обходами или снижение расходов на техническое обслуживание на 30–40 %.

Применение БПЛА имеют ряд преимуществ:

1) возможность проведения работ одному оператору вместо бригады, состоящей из 2-3 человека [3];

2) скорость обследования: один вылет позволяет охватить десятки километров линий, что в несколько раз быстрее по сравнению с традиционными способами инспекции ЛЭП;

3) детальная диагностика: современные БПЛА оснащены камерами высокого разрешения, тепловизорами и мультиспектральными сенсорами, что позволяет подробно и без ошибок определить возникающий дефект (коррозия токоведущих частей, обрывы проводов, трещины изоляторов);

4) безопасность: исключается необходимость проведения работ на высоте, что снижает травматизм персонала.

К примеру, ПАО «Россети» уже активно используют дроны для мониторинга ЛЭП в труднодоступных местах Сибири и Дальнего Востока.

В Республике Татарстан компания ООО «РУСДРОНОПОРТ» (г. Иннополис) разработала первую автономную инфраструктуру для беспилотных летательных аппаратов, которая сочетает в себе полный цикл обслуживания БПЛА и обработки данных.

Комплекс ЭРИ, являющийся комплексным автоматизированным решением по аэромониторингу и «умному» анализу информации в режиме реального времени с применением технологии искусственного интеллекта, применим в области электроэнергетики. Комплекс автоматизирует работу, исключая человеческий фактор и затраты на постоянную обработку данных. В состав комплекса ЭРИ входят: дронопорт (автоматизированная станция для зарядки аккумуляторных батарей дрона и обеспечивающая круглосуточный и полностью автономный процесс работы БПЛА); беспилотное воздушное судно с функцией передачи информации в реальном времени; облачная платформа, формирующая полетные задания с последующим управлением дроном и получением данных [4, 5].

Перспективы данного комплекса заключаются в том, что повысится оперативность проведения осмотров оборудования ЛЭП с возможностью превентивного выявления дефектов, а также интеграции с другими интеллектуальными системами (Smart Grid). Такое внедрение дает возможность грамотно выполнять схемно-режимные мероприятия в энергосистеме при обнаружении потенциально аварийного участка ЛЭП, снижая затраты на логистику и рабочее время персонала, а также повышать оперативность устранения дефекта и способствовать безопасности ремонтного персонала.

Таким образом, использование БПЛА в комплексе с автономными инфраструктурными решениями, такие как дронопорты с интеллектуальными системами анализа данных, сформирует новое направление развития электроэнергетики, обеспечивая переход от периодического мониторинга состояния ЛЭП к постоянному. Внедрение БПЛА позволит поднять эффективность работы электроэнергетических систем. В долгосрочной перспективе такие технологии станут важным элементом цифровой трансформации и основой для построения автоматизированных сетевых комплексов.

Источники

1. Корешков Д.В. Применение инновационных технологий при техническом обслуживании линий электропередач // Молодежь XXI века: шаг в будущее: материалы XXVI региональной науч.-практ. конф.: в 2 т. Благовещенск, 2025. С. 260–261.

2. Ишелев И.Ю., Воркунов О.В. Состояние и перспективы развития электроэнергетики России // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы VII Нац. науч.-практ. конф. Казань, 2022. С. 561–563.

2. Коссов И.А., Сысоев И.М., Тетерин А.И. Применение беспилотных летательных аппаратов в диагностике и обслуживании электро-энергетических объектов // Интеллектуальный потенциал России XXI века: материалы XIV Всерос. науч.-практ. конф. студентов. Орёл, 2025. С. 331–336.

3. Дронопорт ЭРИ [Электронный ресурс]. URL: <https://droneports.ru/> (дата обращения: 28.11.2025).

4. Дронопорт ЭРИ от компании ТиГео [Электронный ресурс]. URL: <https://tigeo.ru/dronoporty-eri/> (дата обращения: 28.11.2025).

ПРИМЕНЕНИЕ УСТРОЙСТВ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Савельева Д.А., Воркунов О.В.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

saveleva.diana2002@mail.ru, vorcunov_oleg@mail.ru

В данном научном тезисе рассматривается использование устройств продольной компенсации (УПК) в воздушных линиях электропередачи (ВЛ) в качестве действенного инструмента для усиления надёжности и устойчивости энергосистем. В работе изучаются ключевые функциональные характеристики УПК, оценивается их воздействие на уменьшение продольных колебаний проводников, а также приводятся реальные примеры успешной эксплуатации данных устройств в разных странах мира.

Ключевые слова: устройства продольной компенсации, воздушные линии электропередач, надёжность, устойчивость, продольные колебания, пропускная способность.

В условиях постоянного роста энергопотребления и усложнения структуры электроэнергетических систем особую актуальность приобретает задача повышения надёжности и устойчивости воздушных линий электропередачи (ВЛ). Одним из перспективных технических решений в этой области являются устройства продольной компенсации (УПК), позволяющие оптимизировать работу ВЛ и минимизировать риски аварийных ситуаций.

Цель исследования заключается в оценке эффективности устройств продольной компенсации (УПК) применительно к воздушным линиям электропередачи (ВЛ). В ходе работы планируется детально разобрать принципы работы данных устройств и проанализировать примеры их реального внедрения на объектах электросетевого комплекса. А всесторонний анализ воздействия продольной компенсации на эксплуатационные параметры ВЛ поможет определить основные достоинства этого технического решения в контексте современных энергосистем.

Устройства продольной компенсации представляют собой комплексы оборудования, включающие в себя [1]:

1) конденсаторные батареи. Представляют собой набор высоковольтных конденсаторов, соединённых последовательно-параллельно. Они изготавливаются из металлизированных полипропиленовых плёнок с самовосстанавливающейся структурой, оснащаются разрядными резисторами для безопасного снятия остаточного заряда и размещаются в металлических шкафах с принудительной вентиляцией или масляным охлаждением;

2) системы защиты и автоматики, в которую входит защита от перенапряжений (ограничители перенапряжений, разрядники), токовая защита (максимально-токовая, дифференциальная), защита от перегрузки по току и напряжению, система мониторинга состояния конденсаторов (контроль ёмкости, тангенса угла потерь), автоматика включения/отключения при аварийных режимах и устройства регистрации аварийных событий и осциллографирования;

3) коммутационные аппараты;

4) измерительные трансформаторы

Основной принцип работы УПК заключается во введении в линию ёмкостного сопротивления, компенсирующего индуктивное сопротивление линии. Это позволяет компенсировать падение напряжения поддерживает в допустимых пределах ($\pm 5\%$ от номинала) при изменении нагрузки, также устраняют «провалы» напряжения при пуске мощных двигателей или КЗ. Снижение реактивного сопротивления линии позволяет передавать большую активную мощность P при том же сечении проводов. На практике пропускная способность возрастает на 20–40 % в зависимости от степени компенсации [2].

Современные компенсационные устройства подразделяются на три основных типа, каждый из которых обладает своими конструктивными особенностями и функциональными возможностями.

Первый тип — фиксированные конденсаторы, размещаемые на концах или в центральной части линии электропередачи. Их основное предназначение заключается в регулировании профиля напряжения при транспортировке электроэнергии. Как правило, такие устройства обеспечивают уровень компенсации, не превышающий 70 % от полного сопротивления линии. Конструктивно они могут выполняться как в виде единого блока, так и в модульном исполнении, что даёт возможность более точно настраивать параметры компенсации в соответствии с требованиями конкретной сети.

Второй тип – конденсаторы с тиристорным управлением, представляющие собой конденсаторные батареи, дополненные параллельно подключёнными тиристорными реакторами. Такая конфигурация позволяет плавно регулировать величину реактивной мощности в заданном диапазоне. Характерной особенностью этих устройств является определённый угол регулирования, который обычно находится в пределах от 150° до 180° , обеспечивая тем самым гибкость в управлении параметрами сети [3].

Третий тип – установки с преобразователями напряжения, известные как STATCOM (Static Synchronous Compensator). Эти системы подключаются последовательно в электрическую сеть и служат для управления

потоками мощности. Их ключевое преимущество заключается в способности работать в индуктивном диапазоне, что существенно расширяет возможности по регулированию реактивной мощности. Благодаря этой особенности установки STATCOM эффективно поддерживают стабильность сети и позволяют гибко управлять энергопотоками, повышая общую надёжность электроснабжения [4, 5].

В российской энергосистеме пока зафиксировано лишь эпизодическое использование нерегулируемых устройств продольной компенсации (УПК) – в частности, на высоковольтной линии 500 кВ, связывающей Иркутскую и Красноярскую энергосистемы (подстанция 500 кВ «Тыреть»). При этом уже проведён значительный объём подготовительных работ: детально проработаны вопросы оптимального размещения, расчётной мощности и выбора типа УПК для протяжённых линий электропередачи в разных энергосистемах страны. Сложившаяся ситуация указывает на необходимость интенсифицировать усилия по масштабному внедрению УПК в российские электрические сети.

Между тем мировой опыт демонстрирует высокую эффективность применения УПК для улучшения эксплуатационных характеристик воздушных линий. Например, в Германии успешно эксплуатируются демпферы с переменной жёсткостью, интегрированные в линии электропередачи. Такая технология позволяет оперативно подстраиваться под меняющиеся погодные условия, благодаря чему существенно снизилось число повреждений проводников и повысилось качество электроснабжения. В Казахстане нашли применение УПК на базе преобразователей напряжения (STATCOM) на линиях 110 кВ. Их использование способствует стабилизации режимов работы сети и заметному росту пропускной способности электросетей.

Внедрение УПК обеспечивает снижение потерь электроэнергии на 15–25 %, увеличение срока службы проводов и опор за счёт уменьшения механических нагрузок.

Устройства продольной компенсации доказали свою эффективность как инструмент повышения надёжности и устойчивости воздушных линий электропередачи. Их применение позволяет не только снизить продольные колебания проводов и уменьшить потери мощности, но и существенно повысить общую надёжность энергосистем. Учитывая успешный мировой опыт и растущие требования к качеству электроснабжения, дальнейшее развитие и внедрение УПК представляется одним из ключевых направлений модернизации электроэнергетической инфраструктуры.

Источники

1. Малогабаритные устройства продольной компенсации для воздушных линий электропередачи / Д.И. Панфилов [и др.] // Электротехника. 2017. №. 7. С. 78–82.
2. Лоскутов А.А., Лоскутов А.Б., Шальнов Ю.С. Анализ устойчивости энергетической системы 110 кВ с использованием малогабаритных устройств продольной компенсации для воздушных ЛЭП // Интеллектуальная электротехника. 2021. № 3. С. 4–22.
3. Элчиева М.С., Карыбекова Б.К., Шумкаров М. Повышение пропускной способности воздушной линии электропередач с помощью устройства продольной компенсации // Research Focus. 2023. Т. 2, №. 1. С. 131–135.
4. Хайруллин Р.И., Воркунов О.В. Регулирование напряжения с помощью компенсирующих устройств // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы Междунар. молодежной науч.-практ. конф., посвящ. 55-летию КГЭУ. Казань, 2024. С. 201–204.
5. Шайхутдинов А.А., Валиуллина Д.М. Алгоритм автоматизированного определения показателей надежности SAIDI и SAIFI по данным система учета // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань, 2025. С. 253–256.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ И ЦИФРОВИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА: РОБОТИЗИРОВАННАЯ ЯЧЕЙКА НА БАЗЕ КОЛЛАБОРАТИВНОГО РОБОТА

Салахийев Т.Р., Семенова Е.В., Юнусова Г.Р.
ФГАОУ ВО КФУ, г. Казань, Россия

В статье представлены результаты разработки энергоэффективной роботизированной ячейки на базе коллаборативного робота для автоматизации производственных операций как элемента цифровой трансформации энергетической инфраструктуры предприятия. Исследование демонстрирует применение современных подходов к оптимизации энергопотребления промышленных систем через внедрение цифровых технологий и интеллектуальных алгоритмов управления. Моделирование в среде MATLAB показало снижение энергопотребления на 15,6 % при повышении производительности на 27,3 %, что соответствует ключевым задачам цифровизации энергетических систем.

Ключевые слова: энергоэффективность, цифровизация производства, коллаборативная робототехника, интеллектуальные системы управления, оптимизация энергопотребления.

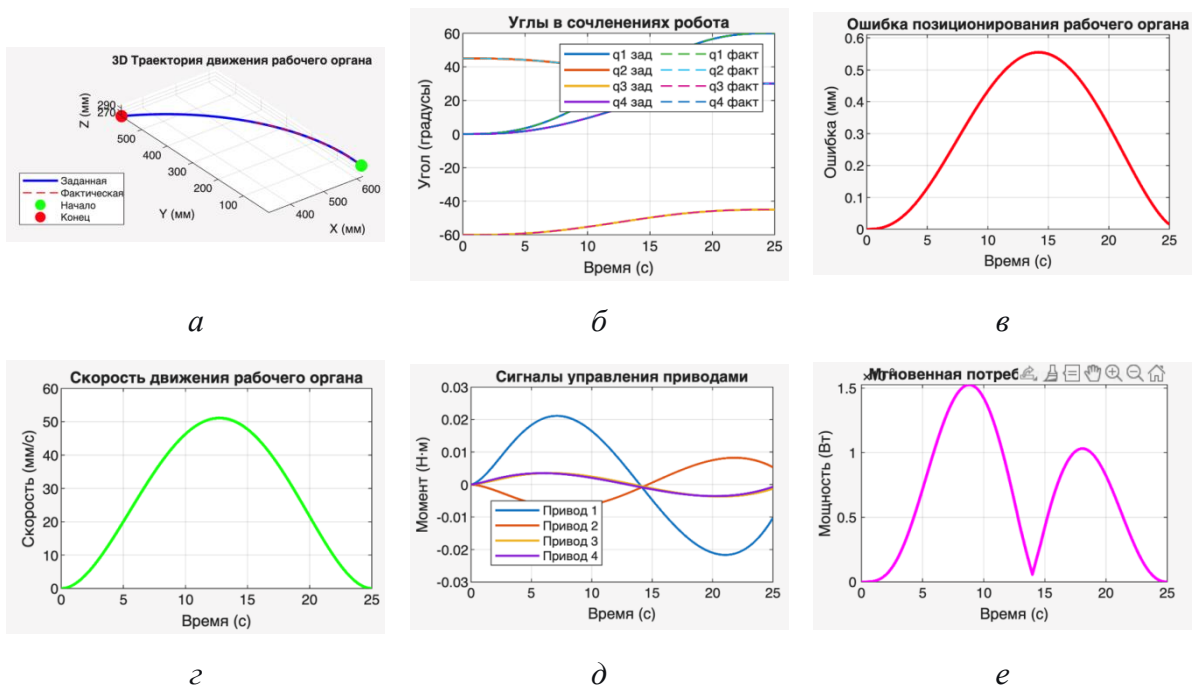
Современная трансформация электроэнергетических систем требует комплексного подхода к цифровизации всей цепочки, от генерации до конечного потребления. Производственное оборудование является значимым потребителем электроэнергии, и его оптимизация через роботизацию представляет существенный потенциал для повышения энергоэффективности [1]. Коллаборативные роботы (коботы) благодаря интеллектуальным системам управления могут значительно снизить энергопотребление при одновременном повышении производительности [2, 3].

В рамках исследования разработана роботизированная ячейка на базе 6-осевого коллаборативного робота AUBO i16 [4] для автоматизации операций загрузки-выгрузки оборудования. Ключевой аспект разработки – интеллектуальная система управления с оптимизацией траекторий движения и энергопотребления.

Математическое моделирование в среде MATLAB показало:

- 1) средняя потребляемая мощность: 280 Вт;
- 2) пиковая мощность: 650 Вт;
- 3) общее снижение энергопотребления: с 45 до 38 кВт (–15,6 %).

Динамические и энергетические параметры роботизированной ячейки изображены на рисунке.



Динамические и энергетические параметры роботизированной ячейки: *а* – траектория движения рабочего органа; *б* – углы в сочленениях робота; *в* – ошибки позиционирования рабочего органа; *г* – скорость движения рабочего органа; *д* – сигналы управления приводами; *е* – мгновенная потребляемая мощность

Достигнутая экономия энергоресурсов обеспечивается за счет:

- оптимизации траекторий движения с минимизацией инерционных нагрузок;
- интеллектуального управления скоростью сервоприводов;
- применения рекуперации энергии при торможении;
- режима пониженного энергопотребления в периоды ожидания.

Разработанная ячейка интегрируется в цифровую энергетическую инфраструктуру предприятия через: программируемый логический контроллер с функциями энергомониторинга, интерфейсы передачи данных для системы энергоменеджмента предприятия, алгоритмы оптимизации пиковых нагрузок на сеть, систему прогнозирования энергопотребления на основе планов производства.

В рамках исследования было проведено детальное обследование участка механической обработки деталей предприятия ООО «НАНОКАМ», занимающего площадь 120 м². На данном производственном участке функционирует комплекс современного оборудования, включающий два токарных станка с ЧПУ модели Haas ST-10, один фрезерный станок с ЧПУ DMG Mori CMX 50, а также два сверлильных станка Jet JDP-17.

Проведенный анализ производственного процесса выявил ряд существенных проблем, негативно влияющих на общую эффективность работы участка. Прежде всего, обращает на себя внимание недостаточно

эффективное использование имеющегося оборудования, что выражается в значительных простоях, достигающих 30 % рабочего времени. Кроме того, персонал подвергается высокой физической нагрузке из-за необходимости регулярного переноса тяжелых заготовок массой до 15 кг. Существенной проблемой также является нестабильность качества выпускаемой продукции, обусловленная влиянием человеческого фактора. Отдельно следует отметить наличие ограничений по производительности, в частности, невозможность организации работы в многосменном режиме.

При этом важно подчеркнуть, что участок располагает всеми необходимыми техническими ресурсами для успешного внедрения роботизированной ячейки: доступная электрическая мощность составляет 45 кВт, пневмосистема обеспечивает стабильное давление в диапазоне 0,6–0,8 МПа, а для размещения нового оборудования имеется свободная площадь размером 15 м².

Разработанная роботизированная ячейка демонстрирует эффективность цифровизации производственных процессов для оптимизации энергопотребления. Полученные результаты подтверждают перспективность интеграции коллаборативной робототехники в стратегию цифровой трансформации энергетических систем промышленных предприятий. Внедрение подобных решений способствует достижению ключевых задач энергетической эффективности при одновременном повышении производительности.

Источники

1. Робототехнические системы и комплексы: учебник / под ред. А.К. Жавнера. СПб.: БХВ-Петербург, 2023. 480 с.
2. Матвеев В.А., Матвеев С.В. Коллаборативные роботы: учебное пособие. М.: Издательство МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2024. 256 с.
3. Fundamental Business Insights. Collaborative Robot Market Analysis 2024–2034. 2024. 45 p.
4. Петров А.В., Сидоров М.И. Современные тенденции развития коллаборативной робототехники // Робототехника и техническая кибернетика. 2024. № 3. С. 45–58.

РАЗРАБОТКА МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ЗАРЯДНОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Сафиуллин Б.И., Сагиров Ш.И., Ахмедова Э.Р.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

gougle2011@yandex.ru, 2727745@mail.ru, akh_eliza@bk.ru

Науч. рук.: доц. Аухадеев А. Э.

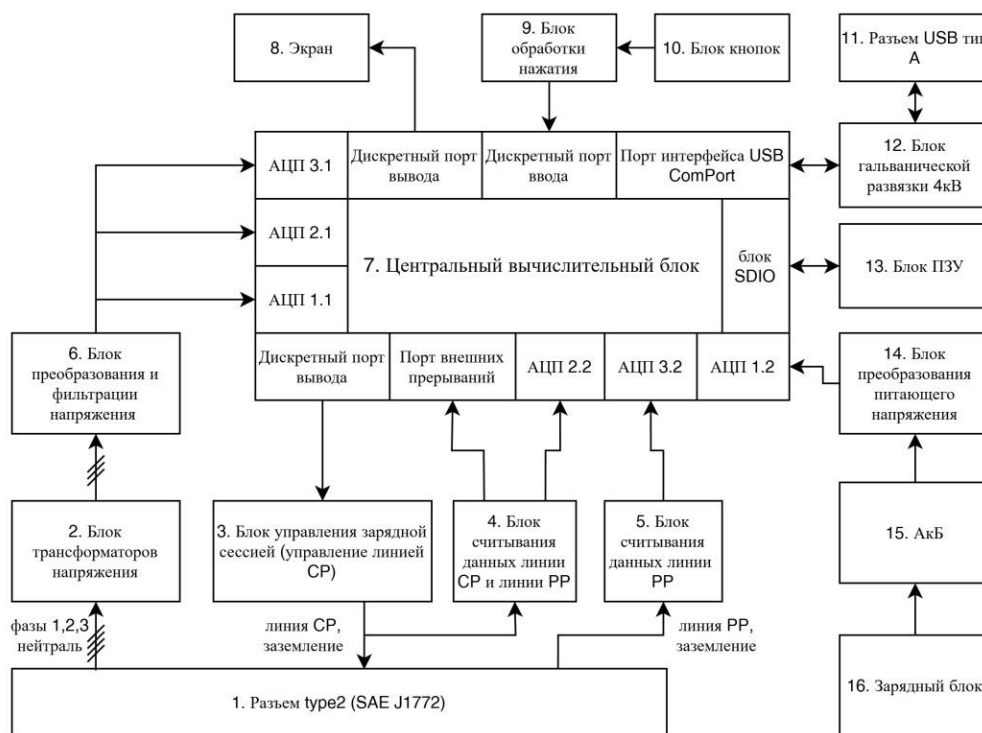
В статье рассматриваются особенности разработки автономного прибора «ДИАГНОСТИКА ЭЗС-2» для экспресс-проверки зарядных станций. Описаны ключевые узлы измерения и управления, алгоритмы анализа линий СР и РР, а также методы контроля параметров сети. Показаны преимущества применения микроконтроллера ARM Cortex-M4 для автоматизации диагностики и повышения эффективности поиска неисправностей ЭЗС.

Ключевые слова: диагностика ЭЗС; зарядные станции; сигнал СР; линия РР; ARM Cortex-M4; контроль параметров сети;

В настоящее время на рынке оборудования для диагностики ЭЗС представлены портативные приборы, выпускаемые в России, Франции, Германии, Словении и других странах. Существенный недостаток этих приборов заключается в необходимости применения внешних измерительных средств – вольтметров и осциллографов. Кроме того, большинство устройств рассчитано только на ручное выполнение алгоритмов проверки ЭЗС.

Анализ существующих решений стал основой для разработки прототипа с минимальным набором функций. На базе прототипа определены ключевые точки измерения и контроля параметров: частоты, амплитуды и скважности сигнала СР; сопротивления линии РР; параметров сети 220/380 В; а также управление процессом зарядной сессии через набор реле и резисторов в цепи СР. Были сформированы основные алгоритмы диагностики: анализ правильности установки мощности ЭЗС по СР и РР, реакция станции на изменение состояния зарядной сессии, в том числе на аварийные состояния, а также анализ сетевого напряжения (амплитуда, среднее значение, спектральный состав, коэффициент гармоник) [1].

Разрабатываемый прибор «ДИАГНОСТИКА ЭЗС-2» представляет собой автономное электронное устройство, включающее узлы управления и измерения. Его структурная схема приведена на рисунке [2].



Блок-схема прибора диагностики зарядных станций «ДИАГНОСТИКА ЭЗС-2»

Прибор подключается к исследуемой ЭЗС через разъём Type 2 (блок 1). Напряжение сети 0,4 кВ поступает на трансформаторы напряжения, соединённые по схеме «звезда» с нулевой точкой. Заземление прибора напрямую соединено с заземлением сети; все блоки, кроме блока 11, имеют общее основание. С трансформаторов пониженное напряжение поступает в блок 6, который преобразует двухполярный синусоидальный сигнал в однополярный диапазоном 0–3 В и средней точкой 1,5 В. Встроенный фильтр нижних частот на ОУ имеет частоту среза 4 кГц. Сигналы подаются на АЦП каналов 1.1, 2.1 и 3.1 блока 7.

Линия СР подключается к блоку управления зарядной сессией (блок 3), блоку считывания СР (блок 4) и блоку РР (блок 5). Блок 3 осуществляет аппаратную передачу данных в ЭЗС и управляется микроконтроллером (блок 7). Блоки 4 и 5 выполняют понижение сигналов СР и РР до уровня 0–3 В. Сигнал СР подается на АЦП 2.2 и вход внешнего прерывания модуля 7. Прерывание срабатывает по обоим фронтам, что совместно со встроенным таймером позволяет измерять частоту и скважность СР [3].

Все аналоговые и логические сигналы поступают в центральный вычислительный блок 7 – микроконтроллер ARM Cortex-M4. В процессе выполнения программы данные выводятся на дисплей (блок 8), записываются в ПЗУ (блок 13) и при наличии подключения отправляются на ПК через гальванически развязанный USB (блоки 12 и 11).

Питание устройства обеспечивается аккумулятором (блок 15) и цепями преобразования (блок 14). Узел питания включает импульсный преобразователь (до 6 В, пульсации 200 мВ) и линейный стабилизатор (до 5–10 мВ, выход 5 В и 3,3 В). Заряд осуществляется через блок 16.

Управление прибором выполнено через кнопочный блок 10 и узел подавления ложных срабатываний на базе триггера Шмитта (блок 9) [4].

Прибор выполняет два стандартных алгоритма проверки: типовой ($A > B > C > B > C > B > A$), упрощённый ($A > C > C1 > A$), а также алгоритм с прерыванием ($A > B > C > A > B > C > B > A$).

Использование микроконтроллера ARM Cortex-M4 обеспечивает автоматическую имитацию зарядной сессии, измерение параметров сети (напряжение, частота, THD) и анализ работы линий CP и PP, с передачей данных на ПК. Тем самым обеспечивается автоматизация экспресс-диагностики ЭЗС, что существенно повышает эффективность поиска неисправностей [5].

Источники

1. Фомичев В.А., Макарычев П.К., Скворцов В.О. Электронный модуль-платформа для построения средств измерений широкого применения // Энергосбережение – теория и практика : труды IX Междунар/школы-семинара молодых ученых и специалистов. М., 2018. С. 369–375.

2. Прибор диагностики зарядных станций для электромобилей с функцией контроля параметров электроэнергии: пат. 236376 Рос. Федерация № 2025111567; заявл. 05.05.2025; опубл. 05.08.2025, Бюл. № 22.

3. Ишечкин А.А., Микаева С.А. Использование систем диагностики оборудования для повышения надежности электроэнергетических зарядных станций // Цифровое будущее науки и образования: тренды и перспективы: сб. науч. тр. Казань: ООО «Базис», 2024. С. 177–180.

4. Разработка системы анализа качества электроэнергии в системе диагностики зарядных станций переменного тока для электромобилей / Б.И. Сафиуллин, А.Э. Аухадеев, Э.Н. Тюгелев, А.А. Стародубец // Тинчуринские чтения – 2024 «Энергетика и цифровая трансформация»: Междунар. молодежная науч. конф.: в 4 т. Казань, 2024. С. 330–333.

5. Анализ и выбор диагностической модели аппаратуры управления электрической зарядной станцией для электромобилей / И. В. Черепенькин [и др.] // Химия. Экология. Урбанистика. 2023. Т. 2. С. 331–335.

БЕСКОНТАКТНЫЕ ЛАЗЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДИГНОСТИКИ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Сахапов А.А.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

sav.ayrat@gmail.com

Науч. рук.: проф. Ившин И.В.

Современный мировой тренд в диагностике электротехнического оборудования заключается в активном внедрении бесконтактных лазерных технологий, которые позволяют осуществлять переход от планового обслуживания к прогнозной аналитике. К числу наиболее эффективных и распространенных методов относятся лазерная виброметрия для мониторинга механического состояния агрегатов, лазерная термография для выявления термических аномалий, лидарное сканирование для контроля объектов инфраструктуры и лазерная спектроскопия для анализа состава материалов. Эти активно развиваемые технологии, обеспечивают дистанционную диагностику с высочайшей точностью без остановки оборудования, что кардинально повышает безопасность, надежность и экономическую эффективность эксплуатации энергосистем, закладывая основу для создания интеллектуальных сетей будущего.

Ключевые слова: бесконтактная диагностика, лазерная виброметрия, лидарные технологии, лазерная спектроскопия, силовой трансформатор, параметры вибрации.

Лазерная доплеровская виброметрия (ЛДВ) представляет собой перспективный метод бесконтактной диагностики, основанный на регистрации доплеровского сдвига частоты когерентного электромагнитного излучения, рассеянного вибрирующей поверхностью. Метод находит применение для мониторинга технического состояния высоковольтного электрооборудования, где традиционные контактные методы измерения вибраций неприменимы по соображениям безопасности и сохранения целостности изоляции [1].

Принцип работы ЛДВ основан на эффекте Доплера. Лазерный луч, отраженный от вибрирующей поверхности, изменяет свою частоту. Это изменение частоты прямо пропорционально скорости движения поверхности [2,3]. Виброметр улавливает отраженный луч, и специальный интерферометр точно измеряет доплеровский сдвиг, преобразуя его в данные о виброскорости и виброперемещении с нанометровой точностью.

Данный метод применим практически к любому электротехническому оборудованию и для силовых трансформаторов том числе. Измеряемой величиной при диагностике является виброскорость элементов трансформатора $V_{тр}$ является функцией от амплитуды смещения (виброперемещения) данного элемента трансформатора от своего начального положения в пространстве:

$$V_{\text{тр}} = \frac{dx}{dt}.$$

Возникновение вибрации в трансформаторе, находящегося под напряжением, связано с колебаниями электромагнитного поля, поэтому функция виброскорости трансформатора имеет вид синусоиды.

Вибрация силового трансформатора возникает вследствие:

- магнитострикции сердечника (основная составляющая 100 Гц);
- электродинамических сил в обмотках (50 Гц и гармоники);
- механических резонансов конструкции.

Ключевые области диагностики:

- контроль прессовки – рост уровня вибрации на 100 Гц указывает на ослабление стяжки;
- дефекты шихтовки – появление субгармоник (25, 75 Гц);
- местный перегрев – изменение спектрального состава в зоне дефекта;
- деформации обмоток – изменение соотношения гармоник 50/100 Гц;
- ослабление креплений – появление резонансных частот 400–600 Гц;
- межвитковые замыкания – увеличение уровня высших гармоник (200 Гц);
- вибрация вентиляторов – анализ на частотах 15–25 Гц;
- работа масляных насосов – контроль характеристических частот.

Лазерная виброметрия утвердилась как высокоэффективный метод диагностики силовых трансформаторов, обеспечивающий бесконтактный и точный мониторинг их механического состояния в реальном времени. Ключевое преимущество метода заключается в способности выявлять критические дефекты на ранних, докритических стадиях – такие как ослабление прессовки магнитопровода, деформации обмоток и нарушение креплений активной части – по характерным изменениям в виброакустическом спектре. Это позволяет перейти от планово-предупредительных ремонтов к стратегии обслуживания по фактическому состоянию, значительно повышая надежность и продлевая ресурс дорогостоящего оборудования. Интеграция лазерной виброметрии в системы предиктивной аналитики становится технологическим стандартом для современных цифровых подстанций и интеллектуальных энергосетей.

Лазерная спектроскопия решает критически важную задачу оперативной диагностики силовых трансформаторов через анализ элементного состава трансформаторного масла. Метод, основанный на лазерно-индуцированной пробойной спектроскопии (LIBS), позволяет бесконтактно и без сложной пробоподготовки определять концентрации металлов-индикаторов износа: железа (магнитопровод), меди (обмотки) и алюминия

(токовводы) с пределом обнаружения до 0.1 ppm. Это дает возможность выявить механический износ активной части, коррозию и эрозию материалов на самых ранних стадиях, непосредственно в полевых условиях.

Перспективы метода связаны с его интеграцией в системы предиктивного обслуживания. Разработка портативных анализаторов, гибридных методов (например, LIBS + спектроскопия комбинационного рассеяния) и применение алгоритмов машинного обучения для автоматической интерпретации спектров открывают путь к созданию полностью автоматизированных систем онлайн-мониторинга. Это позволит перейти от плановых ремонтов к стратегии обслуживания по фактическому состоянию, значительно повышая надежность и продлевая ресурс дорогостоящего энергооборудования.

Источники

1. Бесконтактный лазерный контрольно-измерительный комплекс для определения уровня пресовки обмоток и магнитопровода силового трансформатора / В.Р. Басенко, О.В. Владимиров, И.В. Ившин, М.Ф. Низамиев // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23, № 3. С. 155–168.

2. ГОСТ Р 55190-2012. Оборудование силовое электротехническое. Методы вибродиагностики. М.: Стандартинформ, 2014. 92 с.

3. Theil G. Parameter evaluation for extended Markov models applied to condition- and reliability-centered maintenance planning strategies / Proc. 9th Int. Conf. on Probab. Methods Applied to Power Syst. KTH, Stockholm, Sweden. 2006.

4. Петров А.А., Белов М.Л. Современные методы лазерной спектроскопии в диагностике электротехнического оборудования // Электричество. 2020. № 3. С. 45–52.

МОДЕЛЬ ВОЛЬТОДОБАВОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА В SIMINTECH

Семёнов В.Г., Белов А.А., Авдеева М.А.

ХТИ – филиал СФУ, г. Абакан, Россия

Semeonoff.Jpeg@yandex.ru, Alexanderr04@yandex.ru, rita_avdeeva_04@mail.ru

Науч. рук.: доц. Коловский А.В.

Разработан проект внедрения использования вольтодобавочного трансформатора (ВДТ), который позволяет стабилизировать напряжение без необходимости реконструкции линий электропередачи (ЛЭП). В данной работе представлена модель ВДТ, разработанная в среде SimInTech, которая позволяет анализировать его эффективность и реализовывать различные законы управления.

Ключевые слова: система, SimInTech, электроснабжение, проектирование, трансформатор.

Увеличение числа и мощности бытовых приборов, неравномерный график работы вызывает значительные колебания уровня напряжения. ВДТ уменьшает снижение напряжения без реконструкции ЛЭП. Моделирование – эффективный инструмент при проектировании и в анализе [1]. Средства моделирования представлены в таблице, изображение схемы ВДТ – на рис. 1.

Технические характеристики источника энергии

Название	Доступность	Функционал	Удобство интерфейса	Интеграция	Сертификация
SiminTech	4	5	4	5	5
MathLab	3	5	3	4	4

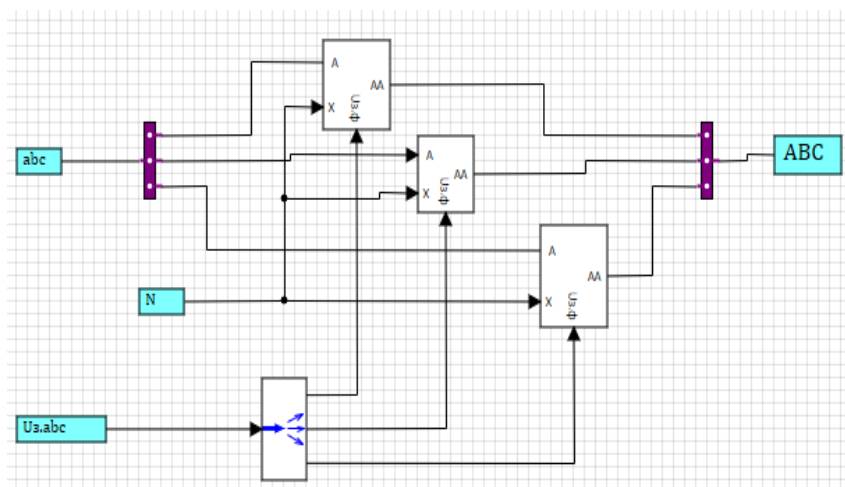


Рис. 1. Схема ВДТ

Модель фазы ВДТ в SimInTech включает в себя:

- входное напряжение ($U_{\text{вх}}$) – подается от линии 0,4 кВ;
- измерительный блок – контролирует текущее напряжение и передает данные в систему управления;
- управляемый источник добавочного напряжения (ΔU) – генерирует корректирующий сигнал, компенсирующий падение;
- сумматор (Σ) – складывает входное напряжение ($U_{\text{вх}}$) и добавочное (ΔU), формируя стабилизированное выходное ($U_{\text{вых}}$);
- обратная связь – обеспечивает автоматическую подстройку ΔU в зависимости от изменений нагрузки.

Принцип работы: при снижении напряжения в линии (например, из-за роста нагрузки) измерительный блок фиксирует отклонение, блок управления вычисляет необходимую добавку (ΔU) и подает ее через регулируемый источник, на выходе получается стабилизированное напряжение.

Исходя из анализа линейного напряжения в конце линии до подключения ВДТ и после, можно сделать вывод, что внедрение данной технологии принесет положительную динамику. Результаты анализа представлены ниже в виде графиков (рис. 2 и 3).

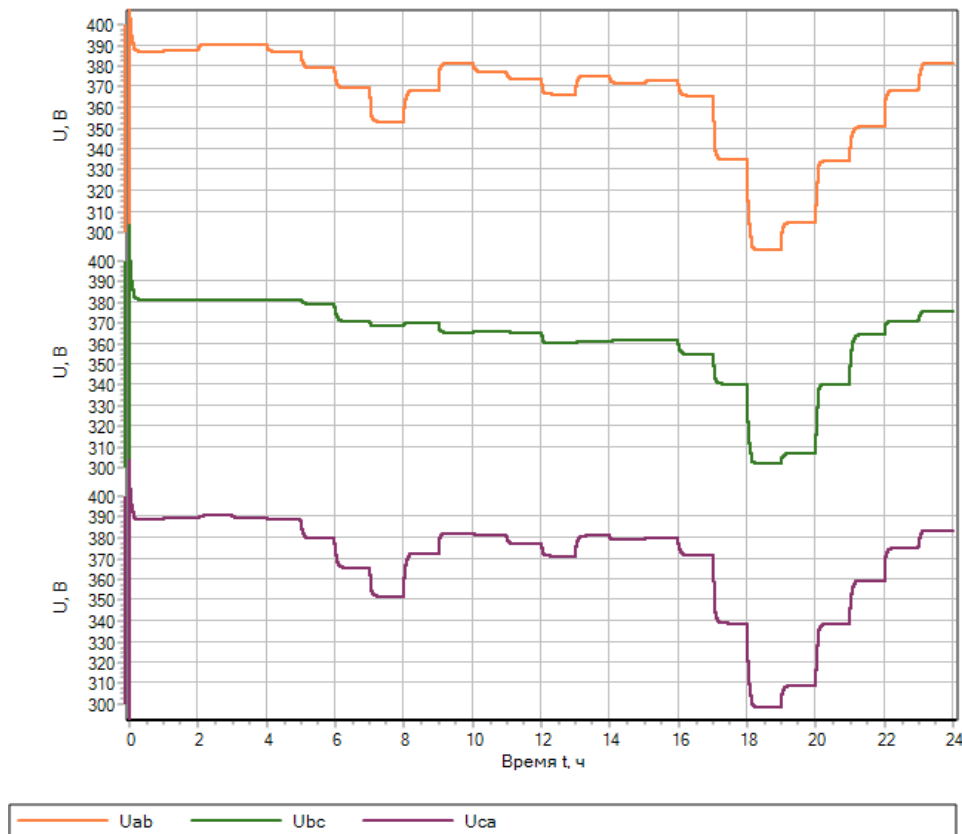


Рис. 2. Линейное напряжение на конце линии без ВДТ

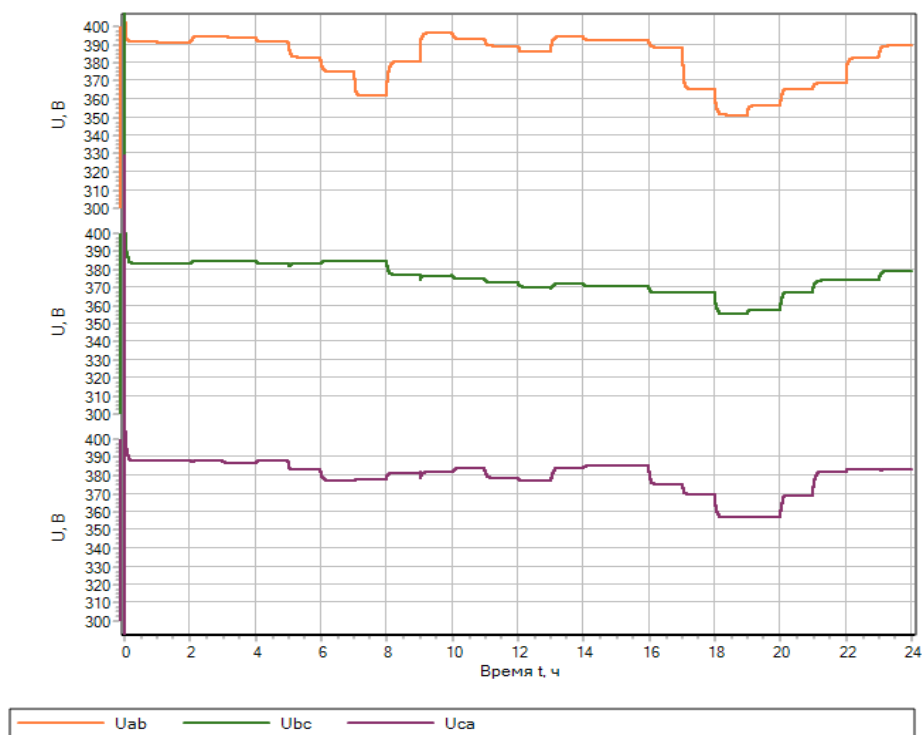


Рис. 3. Линейное напряжение на конце линии с подключенным ВДТ

Источники

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии. М.: Стандартинформ, 2014. 22 с.
2. ГОСТ Р 54149-2010. Методы измерений и оценивания параметров качества электрической энергии. М.: Стандартинформ, 2011. 56 с.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ НАКОПИТЕЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЛИТИЙ-ЖЕЛЕЗО-ФОСФАТНЫХ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

Семёнов В.Г., Белов А.А., Авдеева М.А.

ХТИ – филиал СФУ, г. Абакан, Россия

Semeonoff.Jpeg@yandex.ru, Alexanderr04@yandex.ru, rita_avdeeva_04@mail.ru

Науч. рук.: доц. Коловский А.В.

Разработан проект системы накопления электроэнергии на основе литий-железо-полимерных (LiFePO₄) аккумуляторов, представляющей собой резервный источник питания мощностью 500 кВт с энергоемкостью 500 кВт·ч, размещенный в защищенном контейнерном исполнении. Приведены результаты расчета и компоновки системы, включающей аккумуляторный массив с многоуровневой BMS, инверторно-выпрямительное оборудование и систему автоматики на программируемом логическом контроллере для обеспечения бесперебойного электроснабжения критически важных объектов. Представлена экономическая оценка проекта, общая стоимость которого составляет 39,3 млн рублей.

Ключевые слова: система накопления энергии, литий-железо-полимерный аккумулятор, бесперебойное электроснабжение, проектирование, резервный источник питания.

Актуальным направлением развития электроэнергетики является внедрение систем накопления энергии (СНЭЭ), особенно для объектов, где бесперебойное электроснабжение напрямую влияет на безопасность людей. К таким объектам относятся угольные шахты, нефтедобывающие станции и больницы, где применение СНЭЭ является перспективным решением [1].

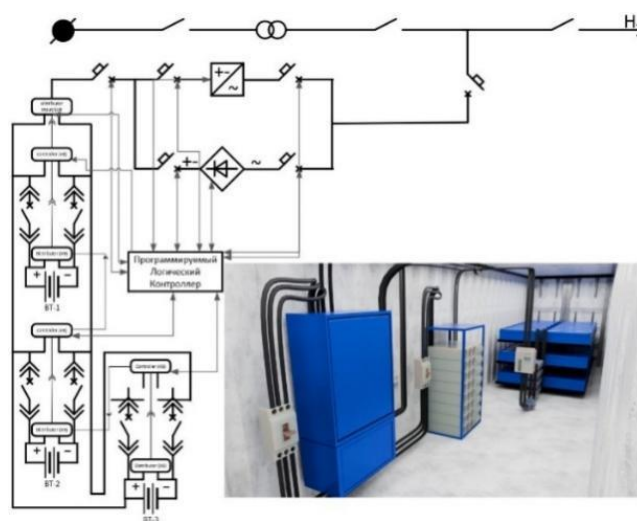
Для решения этой задачи разработан накопитель энергии на основе LiFePO₄ аккумуляторов, работающий при напряжении 0,4 кВ и обеспечивающий мощность 500 кВт в течение часа. Система включает подсистемы аккумулирования, преобразования и управления, размещенные в металлическом контейнере. НЭ автоматически переходит в автономный режим при нарушениях в основной сети [2]. Технические характеристики системы представлены в таблице.

Технические характеристики источника энергии

Параметр	Единица измерения	Значение
1	2	3
Энергоемкость АКБ СНЭЭ	кВт·ч	500
Тип АКБ	—	LiFePO ₄

1	2	3
Номинальное напряжение питающей сети	В	230/380
Количество фаз	Шт	3
Частота питающей линии	Гц	50
Степень защиты от проникновения при эксплуатации	–	IP54
Габариты НЭ (Д×Ш×В)	М	12,192×2,438×2,896
Масса НЭ	кг	6000

Внешний вид накопителя (3D-модель) и принципиальная электрическая схема представлены на рисунке.



3D-модель накопителя и принципиальная электрическая схема

Принцип работы накопителя энергии (НЭ) заключается в автоматическом переключении между основным и резервным питанием. При нормальном напряжении в сети трехфазный автоматический выключатель 0,4 кВ разомкнут. В случае аварии на ЛЭП программируемый логический контроллер (ПЛК) замыкает цепь от НЭ к потребителю: сначала автоматический выключатель постоянного тока соединяет аккумуляторные шины с инвертором, преобразующим постоянный ток в переменный, а затем трехфазный выключатель подключает выход инвертора к сети. Аккумуляторный модуль системы обладает следующими ключевыми параметрами: рабочий диапазон напряжения: от 345,6 В до 691,2 В при номинальном значении 614,4 В. Ток заряда/разряда составляет 300 А. Температурный режим заряда и разряда АКБ: от 0 °С до +55 °С и от –30 °С до +55 °С соответственно. При этом оптимальный диапазон работы от +5 °С до +40 °С. Допускается хранить аккумуляторы при температуре от –45 °С до +70 °С.

Модуль АКБ состоит из 24 последовательно соединённых аккумуляторов, каждый со встроенной BMS-платой для контроля параметров и балансировки. Мощность собирается через 8 дистрибьюторов, подключённых к сборкам по 3 аккумулятора. BMS-контроллеры регулируют поток мощности на основе данных с плат.

При восстановлении сети автоматические выключатели до и после инвертора размыкаются [3]. Заряд аккумуляторов до 100 % происходит в ночной минимум нагрузки, с последующим поддержанием уровня заряда выше 80 %. Система телемеханики на базе ПЛК обеспечивает удалённый мониторинг состояния НЭ. Суммарные инвестиции в создание системы накопления энергии составляют 39,3 млн рублей. Ключевые статьи затрат распределены следующим образом: аккумуляторный банк LiFePO_4 – 21,6 млн рублей, силовая преобразовательная техника – 7,7 млн рублей, системы управления и коммутации – 7,4 млн рублей, вспомогательное оборудование и монтаж – 2,8 млн рублей.

Таким образом, применение НЭ повышает надёжность электроснабжения, сводя к минимуму риски для жизни при авариях на главной питающей линии.

Источники

1. Lithium NG Batteries [Электронный ресурс] // Victron energy: [сайт]. URL: <https://www.victronenergy.com/lithium-batteries> (дата обращения: 04.11.2025).
2. Выпрямительная система ИПС-81000-380/750В-135А R [Электронный ресурс] // Новые энергетические технологии: [сайт]. URL: <https://newet.ru/catalog/vypryamiteli-i-vypryamitelnye-sistemy-forpost-s-reguliruemymi-vyhodnymi-parametrami-15-750-v/vypryamitelnaya-sistema-ips-81000-380-750v-135a-r/> (дата обращения: 07.11.2025).
3. Преобразователь частоты СИРИУС-С8-500/560-3Ф380 [Электронный ресурс] // Компания ТЭС. URL: https://vrn-privod.ru/catalog/preobrazovateli_chastoty/preobrazovateli_chastoty_sirius_s8_0_75_560_kv_380_v_rossiya/sirius_s8_bazovaya_modifikatsiya/ (дата обращения: 24.11.2025).

РОЛЬ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ В СТАБИЛИЗАЦИИ РАБОТЫ

Сергеев В.В., Ильина А.А.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
teas228brawl@gmail.com, L1ka02@yandex.ru
Науч. рук.: доц. Сафин М.А.

В статье проведен комплексный анализ роли батарейных накопителей энергии в современных энергосистемах. Исследованы механизмы стабилизации частоты и напряжения, компенсации пиковых нагрузок и обеспечения резервного питания. Особое внимание уделено вопросам интеграции возобновляемых источников энергии и повышения надежности сетевой инфраструктуры. Представлены результаты моделирования работы накопителей в различных режимах эксплуатации.

Ключевые слова: накопители энергии, батареи, энергосистема, стабилизация сети, частотное регулирование, пиковая нагрузка, возобновляемые источники, резервное питание, качество электроэнергии, хранение энергии.

Современная энергетическая система характеризуется растущей долей возобновляемых источников энергии (ВИЭ), что приводит к необходимости разработки эффективных методов стабилизации и управления. Батарейные накопители энергии (БНЭ) перешли из вспомогательного компонента в системообразующий элемент интеллектуальных энергосетей, который считается главным в балансе выработки электроэнергии и нагрузки.

Анализируя исследования к применению накопителей энергии в энергосистемах Васильев А. [1] подчеркивает, что БНЭ стали критически важными для компенсации неравномерности генерации ВИЭ. Исследования Зализной Е.А. и соавторов [2] отмечают, что ключевой причиной роста интереса к СНЭЭ стал опережающий прогнозы рост доли ВИЭ, нестабильность генерации которых требует применения накопителей для балансировки сетей и обеспечения качества электроэнергии. Работа Путилова А.А. [3] отмечает, что основными функциями СНЭЭ является выравнивание суточной неравномерности нагрузки, обеспечение бесперебойного питания и сглаживание колебаний мощности генерации. В контексте децентрализованных систем Владимиров Л.В. [4] отмечает роль БНЭ в обеспечении бесперебойного питания, а Бердников В.И. с коллегами обосновывают преимущества гибридных систем для компенсации кратковременных провалов напряжения. Вместе с тем, в существующих работах недостаточно освещены комплексные эффекты от внедрения БНЭ, включая влияние на надежность, качество электроэнергии и экономику сетевого хозяйства, что определяет новизну данного исследования.

Для анализа эффективности БНЭ использовалось математическое моделирование в среде Python с применением библиотек NumPy и Matplotlib. Исследовались различные сценарии работы накопителей: сглаживание колебаний генерации, частотное регулирование, компенсация пиковых нагрузок.

Как показало моделирование (рис. 1), БНЭ эффективно компенсируют стохастический характер генерации солнечных и ветровых электростанций. Коэффициент сглаживания достигает 85 %, что позволяет снизить требования к резервным мощностям традиционных электростанций.

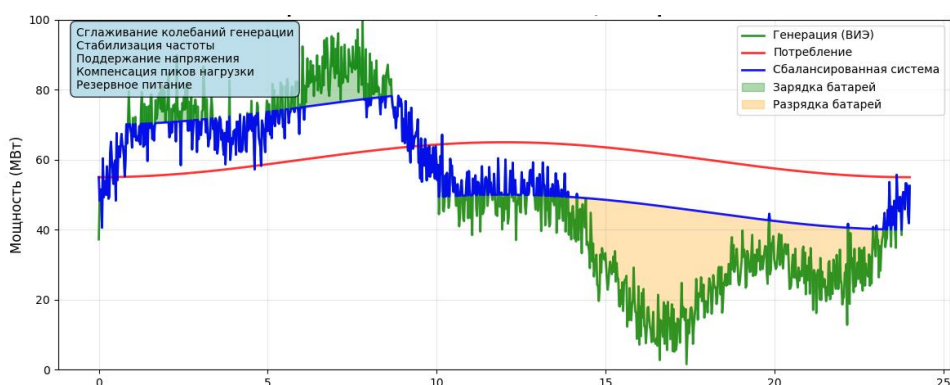


Рис. 1. Динамика мощности при работе БНЭ в системе с ВИЭ

БНЭ обладают временем отклика менее 100 мс, что на порядок превышает быстродействие традиционных регуляторов частоты вращения турбин. На рис. 2 показано, как накопители поддерживают частоту в допустимых пределах при скачкообразном изменении нагрузки.

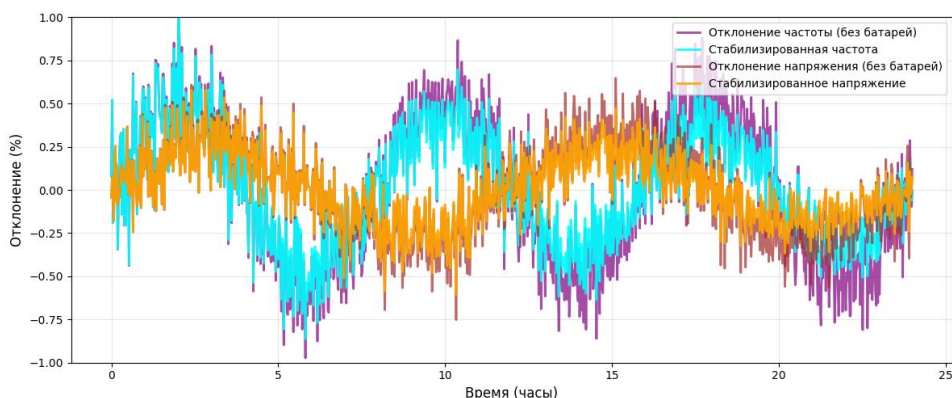


Рис. 2. Стабилизация частоты энергосистемы с использованием БНЭ

Анализ суточных графиков нагрузки показал, что применение БНЭ позволяет снизить пиковую мощность на 15–25 %. Это приводит к значительной экономии на мощности и уменьшению износа основного оборудования.

Для наиболее важных объектов БНЭ обеспечивают бесперебойное питание в течение времени, необходимого для включения резервных генераторов. Коэффициент готовности системы повышается до 0,999.

Стоимость литий-ионных накопителей снизилась на 85 % за последнее десятилетие, что делает их более экономически эффективным решением. Срок окупаемости проектов составляет 3–7 лет в зависимости от тарифной политики и режима эксплуатации.

Внедрение батарейных накопителей повышает надежность энергоснабжения на 30–40 %, снижает капитальные затраты, улучшает качество электроэнергии < 3 % и ускоряет интеграцию ВИЭ.

Источники

1. Васильев А. Накопители энергии для эффективной работы энергосистемы [Электронный ресурс] URL: <https://www.elec.ru/publications/peredacha-raspredelenie-i-nakoplenie-elektroenergi/5399/> (дата обращения: 21.11.2025).

2. Зализная Е.А., Зализный С.А., Цакоев Д.А. Роль систем накопления электроэнергии для повышения эффективной интеграции возобновляемой энергетики // Вестник науки. 2022. Т. 1, № 5 (50). С. 167–171.

3. Путилов А.А. Обзор существующих технологий накопления электроэнергии [Электронный ресурс] // КИП и автоматика: обслуживание и ремонт. 2024. № 3. URL: <https://panor.ru/articles/obzor-sushchestvuyushchikh-tekhnologiy-nakopleniya-elektroenergii/102031.html> (дата обращения: 21.11.2025).

4. Владимиров Л.В. Накопители электрической энергии в системах децентрализованного электроснабжения // Вестник Югорского государственного университета. 2024. Т. 20, № 4. С. 31–35.

ЦЕНОЗАВИСИМОЕ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ С НАЛИЧИЕМ КРУПНОГО ПОТРЕБИТЕЛЯ

Соболева И.П.¹, Ножко С.И.²

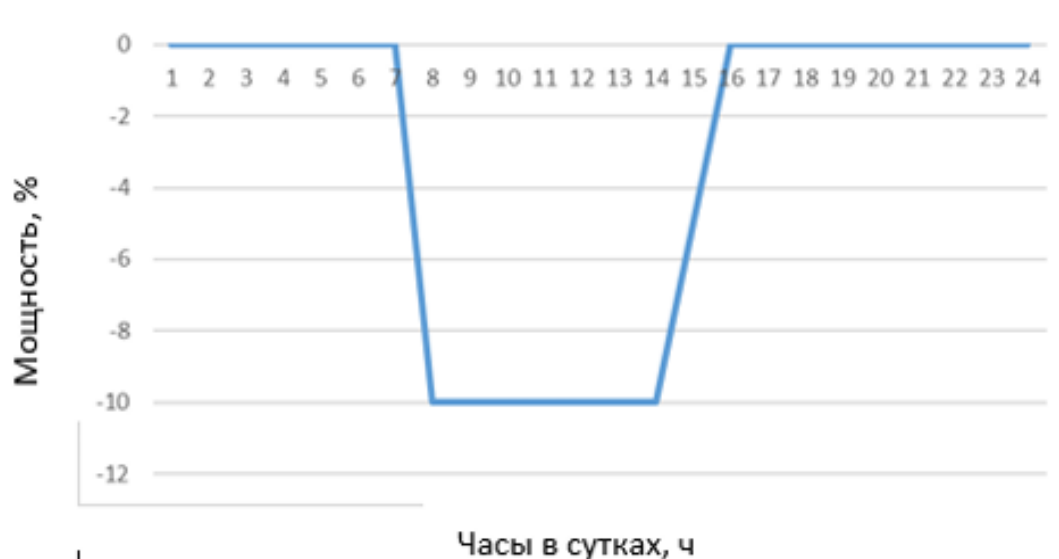
¹АО «Мосэнергосбыт», г. Москва, Россия,

²ПАО «РУСАЛ Братск», г. Братск, Иркутской обл., Россия,
isoboleva2017@mail.ru, semen.nozhko@rusal.com

В статье рассмотрены перспективы управления энергорынком в России с помощью ценозависимого энергопотребления. Ценозависимое энергопотребление заключается в уменьшении потребления электроэнергии конечным потребителем при возникновении определенных системных условий, например, «противоаварийное» ценозависимое энергопотребление, которое заключается в недопущении перегрузки энергосети, или «экономическое» ценозависимое энергопотребление, которое заключается в недопущении «сигналов» оптового и розничного рынков электроэнергии – недопущении экономически нецелесообразных перетоков электроэнергии либо включения генерации с высокой себестоимостью для ликвидации локального энергодефицита. Проведенный на Братском алюминиевом заводе эксперимент показал принципиальную техническую возможность использования алюминиевого завода в ценозависимом энергопотреблении в России.

Ключевые слова: энергосистемы, надежность, ценозависимое энергопотребление, управление энергорынком, алюминиевый завод.

Корпус № 25 ПАО «РУСАЛ Братск» оснащен 142 электролизерами типа А-105 на силу тока 110 кА, а также десятью электролизерами типа ВТ-120 на силу тока 141 кА. Питание током всех электролизеров корпуса № 25 осуществляется одной кремниевое-преобразовательной подстанцией, для электролизеров типа ВТ-120 осуществляется дополнительная подпитка током для увеличения силы тока от общесерийной величины 10 кА до величины 141 кА. В ходе очередной проверки технического состояния агрегатов подпитки участка электролизеров ВТ-120 была выявлена необходимость ремонта подпиточных агрегатов. Для проведения данного ремонта требовалось обесточить группу агрегатов для (исключить безопасное поражение проведения электрическим работ током ремонтного персонала). Собственно, это снижение токовой нагрузки на группе электролизеров, технические и технологические последствия этого непланового эксперимента можно рассматривать как оценку возможного использования электролизного производства алюминиевого завода в качестве ценозависимого энергопотребления (см. рисунок).



Почасовое изменение потребляемой мощности

На рисунке представлен график снижения потребляемой мощности в период проведения ремонтных работ. Ремонтные работы проводились в будние дни две недели в течение стандартной 8-часовой рабочей смены. Таким образом, ежесуточно 5 рабочих дней подряд производилось снижение мощности на 10 %. Это достаточная величина и продолжительность для регулирования энергопотребления в макрорегионе «Сибирь». В пересчете на электролизное производство Братского алюминиевого завода, возможное снижение нагрузки масштабируется в 180–200 МВт.

Во время проведения эксперимента не отмечалось существенных технологических проблем в эксплуатации электролизеров. Таким образом, проведенный эксперимент показал принципиальную техническую возможность использования алюминиевого завода в ценозависимом энергопотреблении в России.

Источники

1. Сипина Д.С. Рыночные механизмы участия потребителей в повышении эффективности и надежности работы энергосистем // Электричество. 2014. № 2. С. 4–10.
2. Батырь А.А. Генераторы наоборот: ценозависимое потребление как инструмент повышения энергоэффективности энергосистемы // Энерговектор. 2019. № 2. С. 5.
3. Wang X., Laframboise M., Gagnon P. Experience with Lengthy Pot Hibernation at ALCOA Baie-Comeau // Light Metals. 2021. Pp. 393–400.
4. Данильян Н.С. Цены, которые зависят от потребителей // Энерго-рынок. 2017. № 2. С. 47–51.

5. Tabereaux A., Lindsay S. Lengthy Power Interruptions and Potline Shutdowns // *Light Metals*. 2019. Pp. 887–895.
6. Dussel R., Mulder A., Bugnion L. Transformation of Potline from Conventional to a Full Flexible Production Unit // *Light Metals*. 2019. Pp. 533–541.
7. Экологические перспективы ценозависимого потребления электроэнергии / Е.Ю. Зенкин [и др.] // *Энергетическая политика*. 2022. № 2 (168). С. 18–25.
8. Дацюра С.В., Ножко С.И., Соболева И.П. Перспективы ценозависимого энергопотребления // *Системы. Методы. Технологии*. 2022. № 4 (56). С. 46–52.
9. Машинное обучение на алюминиевом заводе / С.И. Ножко [и др.] // *Цифровая экономика*. 2023. № 2 (23). С. 90–96.

ПРИМЕНЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ДВОЙНИКОВ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6–35 кВ

Столяров А.В., Ильина А.А.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

Artyom.stolyarov.06@mail.ru, l1ka02@yandex.ru

Науч. рук.: доц. Сафин М.А.

Статья посвящена анализу преобразующей роли цифровых двойников в управлении распределительными сетями. В работе обосновывается, что данная методология, выходящая за рамки статического моделирования, позволяет создать динамическую систему поддержки принятия решений. Особое внимание уделяется таким аспектам, как оптимизация режимных параметров для снижения потерь, внедрение адаптивного планирования ремонтных работ и использование цифрового двойника в качестве инструмента обучения персонала. Доказывается, что интеграция двойника с оперативными системами управления формирует основу для интеллектуализации сетевого комплекса.

Ключевые слова: цифровой двойник, распределительные сети, оптимизация режимов, прогнозное моделирование, интеллектуальные электрические сети.

Работа посвящена анализу потенциала методологии цифровых двойников как ключевого инструмента повышения эффективности и надежности распределительных электрических сетей. В современных условиях, характеризующихся ростом нагрузок и требований к качеству электроэнергии, цифровой двойник представляет собой не просто виртуальную копию, а динамическую киберфизическую систему, способную к непрерывному диалогу с реальным объектом [1].

Сущность данного подхода заключается в создании постоянно актуализируемого цифрового образа сетевого участка, который синхронизируется с физической сетью через потоки данных от систем телемеханики и интеллектуального учета. Такой цифровой двойник позволяет проводить глубокий анализ текущего состояния, но его главная ценность в способности к прогнозному моделированию. На основе актуальных данных становится возможным проведение оценки последствий различных оперативных изменений, плановых переключений или потенциальных аварийных ситуаций.

Центральной задачей, решаемой с помощью цифрового двойника, является оптимизация потокораспределения. Анализируя различные сценарные условия, система помогает идентифицировать режимные параметры, которые обеспечивают минимальные потери электроэнергии

при сохранении нормативных показателей качества напряжения и надежности снабжения. Кроме того, на основе двойника возможна разработка и верификация новых адаптивных алгоритмов управления, направленных на повышение устойчивости сети к возмущениям и отказам [2].

Значительный эффект от внедрения данной методологии наблюдается в области планирования ремонтного обслуживания. Моделирование вывода в ремонт того или иного элемента сети позволяет заранее оценить последствия для потребителей и сформировать такой график работ, который минимизирует риски и продолжительность перерывов электроснабжения [3]. Это способствует реализации стратегии адаптивного сетевого планирования, гибко подстраивающегося под изменяющиеся условия.

Интеграция цифрового двойника с действующими SCADA-системами и системами диспетчерского управления создает целостную среду для поддержки принятия решений [4]. Оперативный персонал получает возможность не только отслеживать ключевые показатели в реальном времени, но и опираться на рекомендации системы, основанные на результатах прогнозного моделирования. Таким образом, управление сетью приобретает черты интеллектуальности и обоснованности.

Важно отметить и образовательный потенциал технологии. Цифровой двойник создает безопасную среду для обучения и тренировки диспетчерского персонала, позволяя отрабатывать действия в сложных и аварийных ситуациях без какого-либо риска для реального оборудования и потребителей [5].

Формирование динамического цифрового образа сети, постоянно верифицируемого данными с интеллектуальных устройств, создает принципиально новые возможности для повышения эффективности и надежности энергоснабжения. На основе такого двойника становится возможным не только оптимизировать текущие режимы работы для минимизации потерь, но и разрабатывать долгосрочные стратегии развития сети, оценивая их последствия в виртуальной среде. Это позволяет перейти к адаптивному управлению, когда решения по переконфигурации схем, планированию ремонтов и интеграции распределенной генерации принимаются на основе прогнозного моделирования [6].

Ценность цифрового двойника заключается в способности интегрировать разрозненные данные в целостную информационную модель, обеспечивающую глубокое понимание происходящих в сети процессов. Дальнейшее развитие предположительно связано с обогащением моделей новыми алгоритмами искусственного интеллекта для прогнозирования

нагрузок и диагностики оборудования, а также с углублением интеграции с смежными цифровыми платформами в едином информационном пространстве электроэнергетики.

Источники

1. Моравель В.И., Борисов В. А. Возможности использования цифровых двойников в задачах электроэнергетики // Современные научные исследования и инновации. 2022. № 6 [Электронный ресурс]. URL: <https://web.snauka.ru/issues/2022/06/98404> (дата обращения: 25.11.2025).

2. Колосок И. Н., Коркина Е. С. Применение технологии граничной аналитики (Edge Analytics) при создании цифровых двойников объектов ээс россии // Информационные и математические технологии в науке и управлении. 2021. №3 (23).

3. Цифровые двойники в промышленной автоматизации [Электронный ресурс]. URL: <https://unitmc.ru/news/cifrovye-dvoyniki-v-promyshlennoy-avt/> (дата обращения: 26.11.2025).

4. Сандаков, В. Д. Использование цифровых двойников в энергетике / В. Д. Сандаков, А. С. Ятова // Энергетика будущего : Сборник материалов Всероссийской научно-практической конференции, посвященной 80-летию профессора Ф.Р. Исмагилова. Уфа: Уфимский университет науки и технологий, 2024. – С. 68-72.

5. Салахова, М. М. Применение искусственного интеллекта в энергетике / М. М. Салахова, О. Е. Куракина // Технологический суверенитет и цифровая трансформация: Материалы международной научно-технической конференции. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. – С. 312-315.

6. Моделирование шинопроводов различных сечений и материалов / Р. Р. Салихов, О. В. Воркунов, М. Ш. Гарифуллин, Ш. Ф. Рахманкулов // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. – С. 184-186.

РАЗРАБОТКА УПРОЩЕННОЙ ЦИФРОВОЙ МОДЕЛИ АДАПТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ СЕТЯМИ 6–10 кВ НА ОСНОВЕ ИНДИКАТОРА ДИНАМИЧЕСКОЙ ЗАГРУЖЕННОСТИ

Табакова Э.Е., Куракина О.Е.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
emili.t57@xmail.ru, esis.kgeu@bk.ru

В статье предлагается упрощённый подход к цифровому управлению распределительными сетями 6–10 кВ с использованием индикатора динамической загрузки (ИДЗ). Индикатор объединяет основные параметры режима – ток, напряжение, коэффициент мощности и изменение нагрузки – в одну нормированную величину, что позволяет оценивать состояние сети при ограниченном наборе измерений. На примере типовой сети 6 кВ показано, что ИДЗ корректно отражает изменение режима и может использоваться для простого адаптивного управления, направленного на снижение перегрузок и стабилизацию напряжения. Подход может применяться в недорогих системах автоматизации распределительных сетей.

Ключевые слова: распределительные сети, цифровизация, индикатор динамической загрузки, адаптивное управление, режим электрической сети, мониторинг, нагрузка, напряжение.

В последние годы в электроэнергетике всё больше внимания уделяется цифровизации, которая должна повысить надежность и управляемость сетей [1, 2]. Однако распределительные сети 6–10 кВ в большинстве регионов остаются малооснащёнными современными средствами мониторинга, что усложняет контроль их режима. Из-за этого оперативный персонал часто сталкивается с трудностями при оценке состояния оборудования и линий. Полноценные алгоритмы оценки состояния требуют большого количества измерений и серьёзных вычислительных ресурсов, что отмечается в учебной литературе по электрическим сетям [1]. Поэтому возникает задача создания более простых инструментов, позволяющих улучшить управление сетевым режимом даже при минимальном наборе данных.

В данной работе предлагается использовать индикатор динамической загрузки (ИДЗ), который позволяет в упрощённом виде оценивать качество режима в линии 6–10 кВ. Идея такого подхода основывается на классических представлениях о факторах влияния на режим – токе, напряжении и коэффициенте мощности, подробно описанных в учебниках по электроснабжению. Дополнительно учитывается скорость изменения нагрузки, что соответствует современным

подходам к мониторингу режимов распределительных сетей. Значение ИДЗ изменяется от 0 до 1: малые значения соответствуют нормальному режиму, большие – свидетельствуют о риске перегрузки или предаварийной ситуации [3].

Для проверки работоспособности предложенного индикатора была смоделирована типовая радиальная сеть 6 кВ длиной около 8 км, включающая кабельный участок, трансформатор 6/0,4 кВ и нагрузку смешанного характера. Суточный график нагрузки был взят из учебных материалов по режимам электрических сетей [1]. Расчёт ИДЗ в течение суток показал, что при малой ночной нагрузке значение индикатора находится на уровне 0,1–0,2. Днём оно увеличивается до 0,3–0,35, а в вечерний максимум достигает 0,6–0,7. Такой характер изменения хорошо согласуется с данными о типичных графиках потребления в городских сетях.

На основе ИДЗ был предложен простой алгоритм адаптивного управления. Если индикатор превышает 0,3, система может уменьшать реактивную мощность компенсатора, что улучшает напряжение на нагрузке [2]. При превышении порога 0,6 предлагается применять дополнительные меры — например, передавать сигнал о необходимости перераспределения нагрузки или повышать чувствительность токовых защит. Такие меры рассматриваются в современных работах по цифровизации сетей [3]. В тестовом примере применение алгоритма позволило снизить ток линии примерно на 4–5% и повысить напряжение на нагрузке на 2 %, что улучшило устойчивость режима. [2].

Основное преимущество описанной модели заключается в её простоте. Она не требует сложных математических расчётов и может быть реализована в недорогих устройствах автоматики. Такой подход соответствует задаче постепенной цифровизации распределительных сетей, поставленной в отрасли в последние годы. При этом индикатор остаётся достаточно чувствительным, чтобы заранее выявлять отклонения режима, что особенно важно в российских условиях, где доля устаревшего оборудования остаётся значительной [2, 3].

В заключение можно отметить, что разработанный индикатор динамической загруженности и предложенная модель адаптивного управления могут стать основой для дальнейшего развития локальных систем автоматизации распределительных сетей 6–10 кВ. Они позволяют получать более достоверную информацию о состоянии линий при ограниченном наборе измерений и помогают оперативно реагировать на изменение нагрузки. В перспективе данный подход может быть использован при создании интеллектуальных выключателей и терминалов РЗА нового поколения [4, 5].

Источники

1. Алюнов А.Н., Скрябин Н.П., Поздеев Н.Д. Оперативное управление распределительными электрическими сетями: учебное пособие. Вологда: ВоГУ, 2019. 126 с.
2. Воротницкий В.Э., Моржин Ю.И. Цифровая трансформация – системная технико-экономическая задача электроэнергетики России. М.: НТЦ ФСК ЕЭС, 2021. 48 с.
3. Шарыгин М.В., Романов Л.Р. Многофункциональная цифровая токовая защита распределительных электрических сетей 6–35 кВ // Электричество. 2024. № 12. С. 58–66.
4. Электролитический датчик автоматической системы горизонтирования / А.А. Варенов [и др.] // Научно-технический вестник Поволжья. 2023. № 12. С. 446–449.
5. Куракина О.Е., Быртов И.П. Современные методы диагностики контроля высоковольтного оборудования // Актуальные проблемы общества, экономики и права в контексте глобальных вызовов: сб. материалов XII Междунар. науч.-практ. конф. М.: ООО «ИРОК», ИП Овчинников Михаил Артурович (Типография Алеф), 2022. С. 137–139.

ТВЕРДООКСИДНЫЕ ТОПЛИВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ НА ПРИРОДНОМ ГАЗЕ В ЦИФРОВИЗИРУЕМЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Тахавиев Т.М., Зинурова К.И.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань

timur.tahaviev@mail.ru, karinarazakova14@gmail.com

Науч. рук.: проф. Дмитриев А.В.

В статье представлен аналитический обзор современных технологий твердооксидных топливных элементов (ТОТЭ, SOFC) и методов реформинга природного газа, ориентированный на применение в распределенной генерации и когенерации. Рассмотрены паровой реформинг, сухой реформинг, автотермический реформинг и частичное окисление метана с точки зрения теплового баланса, состава синтез-газа и эксплуатационных рисков. Показано, что степень внешнего и внутреннего реформинга определяет температурные градиенты в стеке, вероятность коксообразования и требования к материалам анода (Ni-YSZ и модифицированные, включая сега-содержащие композиции). Отмечено, что паро-топливное отношение S/C является ключевым ограничением безопасного режима и должно поддерживаться средствами мониторинга и управления. Обоснована необходимость цифровой диагностики по температуре, составу газа и электрохимическим параметрам $U-I$, а также применения моделей цифрового двойника для предиктивного управления в сетевых режимах. Выделены направления повышения стабильности и ресурса модулей SOFC.

Ключевые слова: ТОТЭ, SOFC, природный газ, метан, реформинг метана, паровой реформинг, автотермический реформинг.

Твердооксидные топливные элементы (ТОТЭ, SOFC) относятся к высокоэффективным электрохимическим преобразователям энергии и рассматриваются как перспективная основа распределенной генерации и когенерации. Их ключевые преимущества – это высокий электрический КПД, возможность утилизации высокопотенциального тепла и низкие выбросы NO_x , что особенно актуально для энергоузлов потребителей и микрогенерации. Однако практическое внедрение SOFC в цифровизируемые электроэнергетические системы определяется не только паспортной эффективностью, но и качеством интеграции в сеть: устойчивостью к переменным нагрузкам, предсказуемостью переходных процессов, наблюдаемостью состояния стека и управляемостью режимов реформинга и теплообмена.

При работе на природном газе центральной задачей становится конверсия метана в синтез-газ (H_2/CO) с минимальными потерями и рисками деградации. Наиболее распространен паровой реформинг

(SMR), обеспечивающий высокий выход водорода, но являющийся эндотермическим процессом и предъявляющий жесткие требования к подводимому теплу и распределению температур. Альтернативы включают сухой реформинг (DRM), автотермический реформинг (ATR) и частичное окисление (POX), а также комбинированные схемы. DRM потенциально позволяет использовать CO_2 , повышая долю CO в продукте, но на практике часто усиливает риск коксообразования на никелевых катализаторах при неблагоприятном соотношении реагентов. ATR/POX обеспечивают частичную тепловую самокомпенсацию за счет экзотермических стадий, что упрощает баланс установки и повышает динамическую управляемость, но требует точного дозирования окислителя и повышения требований к безопасности и диагностике.

Ключевой инженерный компромисс – выбор степени внешнего и внутреннего реформинга. Полное внутреннее реформирование в анодном тракте потенциально повышает эффективность и снижает состав оборудования, но приводит к локальным эндотермическим зонам и температурным градиентам, которые ускоряют термомеханическую деградацию и повышают вероятность образования углерода. Частичный предварительный реформинг (внешний реформер) с последующим до-реформингом вблизи анода может обеспечить более «мягкий» тепловой профиль, но усложняет тепловую интеграцию и систему управления. Значимость корректного согласования реформинга природного газа и работы SOFC системно показана в классической работе [1], где подчеркивается роль интеграции реформера и стека для устойчивой эксплуатации.

Материалы и архитектура ячейки непосредственно связаны с выбранной стратегией реформинга. Традиционные аноды Ni-YSZ обеспечивают высокую каталитическую активность, но чувствительны к сере и склонны к коксообразованию при недостатке пара. Поэтому растет интерес к модифицированным анодным композициям и функциональным слоям, включая ceria-содержащие материалы, улучшающие устойчивость к углероду и расширяющие допустимое окно режимов. На стороне системы это означает, что параметр паро-топливного отношения (S/C) становится не просто «настройкой», а ограничением области безопасной эксплуатации, которое должно поддерживаться в реальном времени с учетом теплового состояния и состава топлива.

В условиях цифровизации электроэнергетики SOFC-установка должна рассматриваться как управляемый актив, для которого критичны мониторинг, диагностика и предиктивное управление. Выбор маршрута реформинга метана и каталитической организации напрямую связан

с коксообразованием, тепловыми ограничениями и деградацией, т. е. с параметрами, которые должны отслеживаться и прогнозироваться при эксплуатации [2]. Дополнительно, переход от «стека» к «системе» усиливает роль алгоритмов управления и интеграции с силовой электроникой и сетевыми режимами; соответствующие тенденции [3]. Таким образом, современный контур развития SOFC на природном газе формируется на стыке трех направлений: оптимизация реформинга и тепловой интеграции, повышение устойчивости материалов к деградации и внедрение цифровых методов наблюдения и управления, обеспечивающих надежную работу распределенного источника в электроэнергетической системе.

Работа выполнена за счет гранта Российского научного фонда № 25-29-01253.

Источники

1. Устройство защиты для счетчиков электрической энергии и потребителей от несимметрии питающих напряжений: пат. 2716151 Рос. Федерация № 2019132577; заявл. 14.10.2019; опубл. 06.03.2020, Бюл. № 7.

2. Бельчиков М.А., Егоров М.Ю. Особенности сельских электрических сетей 0,4 КВ в отношении несимметрии напряжений // Научные исследования высшей школы по приоритетным направлениям в АПК: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. Дню Академии. Великие Луки: Великолукская государственная сельскохозяйственная академия, 2023. С. 50–52.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ АКТИВАМИ КАК КЛЮЧЕВОЙ ДРАЙВЕР СОЗДАНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ И УСТОЙЧИВЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Тимербаева А.И.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, г. Казань, Россия

azaliyatimerbaeva18086@gmail.com

Науч. рук.: доц. Шарипов И.И.

Электроэнергетическая система – это сложный организм, состоящий из тысяч различных активов: от гигантских турбин электростанций и протяженных линий электропередачи до трансформаторов на подстанциях и распределительных устройств. Надежность и эффективность работы всей системы напрямую зависят от состояния этих активов. Традиционный подход к их обслуживанию, основанный на планово-предупредительных ремонтах (ППР) или реагировании на уже произошедшие сбои, зачастую оказывается неоптимальным. Он может приводить к необоснованным затратам на профилактику, а также к внезапным и дорогостоящим авариям. Цифровизация управления активами, и в частности, внедрение предиктивного (прогнозного) обслуживания, открывает новый этап в этой области, обещая революционные изменения в надежности и экономической эффективности всей отрасли.

Ключевые слова: предиктивное обслуживание, цифровизация, электроэнергетические системы, оптимизация, мониторинг, датчики.

Сегодня доминирует предиктивное обслуживание, основанное на непрерывном мониторинге и анализе данных для прогнозирования отказов. Это наиболее эффективный подход, позволяющий проводить обслуживание точно в нужный момент.

Ключевую роль в этом переходе играют цифровые технологии:

- 1) интернет вещей (IoT) и датчики собирают непрерывные потоки данных о состоянии оборудования (температура, вибрация, давление и др.);
- 2) большие данные (Big Data). Современные платформы обрабатывают и хранят огромные объёмы данных с датчиков;
- 3) искусственный интеллект (AI) и машинное обучение (ML). Алгоритмы анализируют данные, выявляют скрытые закономерности и прогнозируют поломки;
- 4) облачные вычисления: обеспечивают необходимую вычислительную мощность для обработки данных и работы аналитических моделей. Внедрение предиктивных стратегий, активно опирающихся на возможности современных цифровых технологий, открывает перед электроэнергетической отраслью целый спектр ощутимых выгод, формируя более устойчивую и эффективную систему.

Одним из ключевых преимуществ является кардинальное повышение надёжности энергоснабжения. Этот прогресс достигается за счет значительного снижения числа внезапных аварий, что имеет критическое значение как для потребителей, так и для всей экономики, зависящей от бесперебойного питания.

Параллельно наблюдается существенная оптимизация операционных расходов. Это проявляется в первую очередь в прямом снижении затрат на обслуживание. Проведение ремонтных работ происходит теперь целенаправленно, только тогда, когда это действительно необходимо, что избавляет от избыточных профилактических мероприятий и связанных с ними затрат [1]. Также существенно сокращаются расходы на экстренные ремонты, поскольку своевременное выявление проблем предотвращает их развитие до критического уровня, а экстренные вызовы, требующие срочного привлечения дорогих ресурсов и специалистов, становятся редким исключением.

Ещё одной важной выгодой является продление срока службы активов. Благодаря тому, что мелкие неисправности устраняются на ранней стадии, предотвращаются более масштабные повреждения. Это позволяет значительно продлить жизненный цикл дорогостоящего оборудования, такого как трансформаторы, турбины и линии электропередачи, откладывая необходимость их дорогостоящей замены.

Значительно повышается и безопасность персонала. Снижается необходимость проведения ремонтных работ в потенциально опасных условиях или в условиях аврала, связанного с внезапной аварией, что делает рабочую среду более безопасной [2].

Помимо операционных преимуществ, предиктивные стратегии способствуют улучшению планирования. Появляется возможность с большей точностью формировать бюджеты на предстоящие периоды, планировать закупку необходимых запчастей и графики привлечения квалифицированных специалистов, что делает процесс управления более предсказуемым и эффективным.

Наконец, достигается оптимизация работы всей сети. Более глубокое и точное понимание фактического состояния всех активов позволяет более эффективно управлять потоками мощности, более рационально использовать имеющиеся ресурсы и принимать обоснованные решения при планировании дальнейшего развития электроэнергетической инфраструктуры [3].

В трансформаторах используется изоляция (часто бумажная, пропитанная маслом). Эта изоляция стареет и разрушается гораздо быстрее при повышенной температуре. Чем горячее работает трансформатор, тем меньше ему остаётся жить. Поэтому важен их мониторинг. Анализ данных

о температуре, уровне масла, частичных разрядах позволяет предсказывать деградацию изоляции и возможный отказ трансформатора. Высокая температура может говорить не только о перегрузке, но и о внутренних неполадках: проблемы с системой охлаждения (например, если вентиляторы не работают или радиаторы забиты пылью), короткие замыкания внутри обмоток, или даже проблемы с маслом. Может быть полезно использование дронов с тепловизионными камерами и датчиками вибрации для выявления дефектов изоляторов, ослабленных креплений или проблем с опорами. Несмотря на очевидные преимущества, которые несёт в себе предиктивное обслуживание, его внедрение связано с рядом серьёзных вызовов, требующих внимательного рассмотрения. В первую очередь, это высокие первоначальные инвестиции. Для развёртывания полноценной системы необходимы значительные вложения в приобретение и установку разнообразных датчиков, создание надёжных систем сбора и передачи данных, закупку современного аналитического программного обеспечения, а также в комплексное обучение персонала, который будет работать с этими новыми инструментами.

Следующим существенным препятствием выступает сложность интеграции. Внедрение новейших цифровых систем в существующую инфраструктуру, которая зачастую является устаревшей, сочетая в себе как информационные (ИТ), так и операционные (ОТ) технологии, представляет собой непростую инженерную задачу, требующую тщательного планирования и исполнения.

Не менее важным является необходимость в квалифицированных кадрах. Современные системы предиктивного обслуживания требуют специалистов, обладающих навыками работы с большими данными, понимающих принципы работы алгоритмов искусственного интеллекта и машинного обучения, а также способных грамотно интерпретировать результаты аналитики для принятия обоснованных управленческих решений. Подготовка таких специалистов или переобучение существующего персонала становится приоритетной задачей.

Критически значимым аспектом также является кибербезопасность. Данные, собираемые для целей предиктивного обслуживания, представляют собой ценную информацию о работе критически важной инфраструктуры. Обеспечение их защиты от несанкционированного доступа, кражи или модификации является первостепенной задачей, требующей постоянного внимания и совершенствования защитных мер.

Тем не менее, несмотря на эти вызовы, перспективы цифровизации управления активами поистине безграничны. По мере того как технологии продолжают развиваться, а их стоимость постепенно снижается, предиктивное обслуживание неизбежно будет становиться общепринятым

стандартом для электроэнергетических компаний. Компании, стремящиеся повысить надёжность своей работы, добиться большей эффективности и укрепить свою конкурентоспособность, будут все активнее внедрять эти передовые подходы. Это является важнейшим шагом на пути к созданию действительно интеллектуальных и устойчивых электроэнергетических систем, способных не только эффективно функционировать сегодня, но и удовлетворять постоянно растущие и меняющиеся потребности современного мира в энергии.

Источники

1. Ачкасов В.В., Иванов А.С. Цифровая трансформация электроэнергетики: предиктивное обслуживание как инструмент повышения надежности и эффективности // Энергетика. 2021. № 6. С. 3–15.

2. Сидоров А.В. Прогнозирование технического состояния силового электрооборудования на основе анализа данных с датчиков / А. В. Сидоров 3.П. Р. Петров // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2022. Т. 24, № 1-2. С. 78–89.

4. Байгускарова Н.Ш., Воркунов О.В. Контроль состояния элегаза в процессе эксплуатации элегазового оборудования // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы Междунар. науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2022. С. 57–62.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Толоконникова С.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
sofya-tolokonnikova@mail.ru
Науч. рук.: доц. Зарипова Р.С.

В статье рассматривается применение искусственного интеллекта (ИИ) для прогнозирования энергопотребления в условиях цифровизации энергетики. Проанализированы современные методы прогнозирования, включая нейронные сети, глубокое обучение и гибридные модели, сочетающие статистические и ML-алгоритмы. Рассмотрены преимущества использования ИИ: повышение точности прогнозов, адаптивность к изменениям сети, оптимальное управление нагрузкой и экономическая эффективность. Отмечены основные вызовы: качество данных, интерпретируемость моделей, интеграция с физическими моделями и обеспечение безопасности систем. Представлены примеры практического применения ИИ для управления энергопотреблением в микро- и макросетях. Сделан вывод о перспективности внедрения ИИ для повышения устойчивости и эффективности современных энергосистем.

Ключевые слова: энергопотребление, искусственный интеллект, энергетика, прогнозирование энергопотребления, цифровизация энергетики, нейронные сети, машинное обучение, гибридные модели.

Применение ИИ для прогнозирования энергопотребления в последние годы становится одним из ключевых направлений цифровизации энергетики. Однако эффективность таких методов напрямую зависит от корректной постановки задачи, точного определения масштаба исследования и доступности исходных данных [1]. Именно отсутствие этих уточнений нередко приводит к неопределённости и вызывает замечания рецензентов относительно научной обоснованности исследования.

Необходимо подчеркнуть, что прогнозирование энергопотребления может осуществляться на различных уровнях: для отдельных потребителей, для групп зданий или предприятий, а также для целых энергосистем [2]. Эти задачи существенно различаются по своей структуре. На уровне отдельного объекта потребление часто характеризуется высокой вариативностью и зависит от индивидуальных режимов работы оборудования и поведения пользователей, поэтому требуются данные высокой детализации. На уровне энергосистемы нагрузки сглаживаются, но начинают проявляться зависимости от погодных условий, времени суток, сезонных факторов и социально-экономических характеристик региона. Следовательно, методы, подходящие для одного уровня, не всегда применимы к другому, и необходимо чётко разграничивать сферу их использования.

Принципиальным является вопрос о том, какие данные необходимы для обучения моделей ИИ. Модели должны строиться на основании достаточно продолжительной истории фактического энергопотребления, включающей как минимум годовой цикл, что позволяет учитывать сезонные изменения и особенности работы потребителей в разные периоды времени. Кроме того, для повышения точности прогноза используются данные о погодных условиях и календарных особенностях. Чем более полными являются исходные данные, тем надёжнее модель способна выявить закономерности и точнее будет прогноз. То есть корректность применения ИИ не может рассматриваться изолированно от вопроса о доступности и качестве данных [3]. Не менее существенным является вопрос проверки адекватности прогнозов. Прогнозные модели должны сравниваться с реальными значениями, причём сравнение должно проводиться на данных, которые не участвовали в обучении модели [4]. Для оценки качества используются расчётные показатели, позволяющие определить абсолютную и относительную ошибку прогноза. В энергетике это особенно важно, поскольку отклонения могут привести к неверной оценке необходимой мощности, к ошибкам в распределении нагрузки и, в конечном счёте, к снижению устойчивости работы системы. Поэтому использование моделей без проведения проверки на реальных данных является методологически недопустимым [5].

Методы ИИ позволяют выявлять сложные и нелинейные взаимосвязи, обрабатывать большие объёмы данных и учитывать многочисленные факторы одновременно. Тем не менее это не означает, что их применение всегда оправдано: статистические методы обладают большей объяснимостью, и в ряде ситуаций предпочтение отдаётся им, особенно если ключевым требованием является интерпретируемость результатов. Что касается вопроса о применении неконтролируемых методов ИИ, то стоит отметить, что такие методы не предназначены для управления энергосистемами или для прогнозирования без проверки. Они могут использоваться лишь для предварительного анализа данных, поиска типичных шаблонов поведения и выявления аномалий. Управление энергосистемой требует предсказуемости и устойчивости, поэтому модели, не проходящие обучения на известных данных с известным эталоном результата, не могут выполнять функцию управляющего инструмента. ИИ в энергетике должен применяться строго в тех границах, в которых он способен обеспечить проверяемый и воспроизводимый результат. В энергетике оперативность определяется физическими характеристиками системы и возможностями диспетчерского управления. ИИ в данном контексте не вмешивается в режим работы оборудования напрямую,

а лишь предоставляет уточнённый прогноз, на основе которого оператор может своевременно корректировать распределение нагрузки. Таким образом, под оперативностью понимается обновление краткосрочного прогноза в пределах интервала, который соответствует динамике изменения потребления, а не мгновенное воздействие на систему.

Таким образом, применение методов ИИ для прогнозирования энергопотребления является перспективным направлением современного развития энергетики. Однако для того, чтобы такие модели действительно приносили практическую пользу, необходимо в первую очередь учитывать различие уровней прогнозирования, обеспечивать достаточность и качество исходных данных и проводить обязательную проверку результатов на фактических значениях. Во-вторых, важно понимать ограничения методов, особенно в отношении интерпретируемости и связи с физическими процессами, происходящими в энергосистеме. В-третьих, ИИ должен рассматриваться как инструмент поддержки принятия решений, а не как автономная управляющая система. Только при соблюдении этих условий его использование может быть научно обоснованным и практически оправданным.

Источники

1. Рахмонов И.У. Автоматизированная система управления электропотреблением промышленных предприятий // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2022. Т. 14, № 4 (56). С. 30–38.

2. Прогнозирование и анализ электропотребления и потерь электроэнергии на промышленных объектах / Э.Ю. Абдуллазянов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2022. Т. 24, № 6. С. 3–12. DOI: 10.30724/1998-9903-2022-24-6-3-12.

3. Пырнова О.А., Зарипова Р.С. Применение искусственного интеллекта в сфере энергетики // Энергетика, инфокоммуникационные технологии и высшее образование: материалы Междунар. науч.-техн. конф. Казань, 2023. Т. 2. С. 551–554.

4. Емалетдинова Л.Ю., Вильданов Н.Р., Катасев А.С. Использование нейросетевой модели TCN-LSTM для прогнозирования значений временного ряда // Научно-технический вестник Поволжья. 2023. № 6. С. 62–64.

5. Миннебаев Г.Ф. Развертывание датчиков для оценки состояния распределительной системы и выявления неисправностей // Наука в современном мире: результаты исследований и открытий: сб. науч. тр. по материалам IV Междунар. науч.-практ. конф. Анапа: ООО «НИЦ экономических и социальных процессов» в Южном Федеральном округе, 2022. С. 95–99.

ПРОБЛЕМЫ ВНЕДРЕНИЯ ИСТОЧНИКОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭНЕРГОРАЙОНАХ

Тошходжаева М.И.
ГМИТ г. Бустон, Россия
shukrona14_01_2011@mail.ru

В настоящее время во многих странах мира широкое применение получили объекты распределенной генерации (РГ), которые функционируют как изолированно, так и совместно с электроэнергетической системой. В России наиболее распространены системы РГ на основе газотурбинных, газопоршневых и дизельных установок. В Европейских странах с учетом технологических требований и экологических стандартов используются ветряные, солнечные, приливно-отливные источники РГ [1, 3].

Ключевые слова: распределенная генерация, промышленный энергорайон, внедрение, проблемы, интеграция, электросеть, устойчивость, стабильность, регулирование частоты, качество электроэнергии, защита и автоматика, стохастичность генерации, резервирование мощности, нормативно-техническая база.

С учетом зарубежного опыта (на примере Китая, России, Дании) и природно-географических возможностей внедрение и развитие малых источников РГ является приоритетным направлением в электроэнергетической системе Республики Таджикистан.

Электроэнергетическая система республики на 95 % основана на использовании гидроэлектрических ресурсов. Как известно, в зависимости от природно-климатических условий, рекам свойственна изменчивость стока воды, что, естественным образом, значительно влияет на работу ГЭС. Поэтому, выработка электроэнергии в Таджикистане зависит от времени года, погодных условий, периодов маловодья, что приводит в определенные периоды времени к нехватке электроэнергии в отдельных районах республики. Согласно [4] прогноз на период до 2072 года, до 2020 года водность реки Вахш будет выше средней примерно на $0,7 \text{ км}^3$, а потом наступит маловодный период, который продлится до 2050 г. (рис. 1).

Учет выше проведенного прогноза в деятельности энергокомпании Таджикистана способствует повышению эффективности за счет планирования выработки электрической энергии и внедрении малых источников энергии [4]. Таким образом, внедрение систем РГ обусловлен смягчением отрицательных последствий засухи и периодических маловодий горных рек.

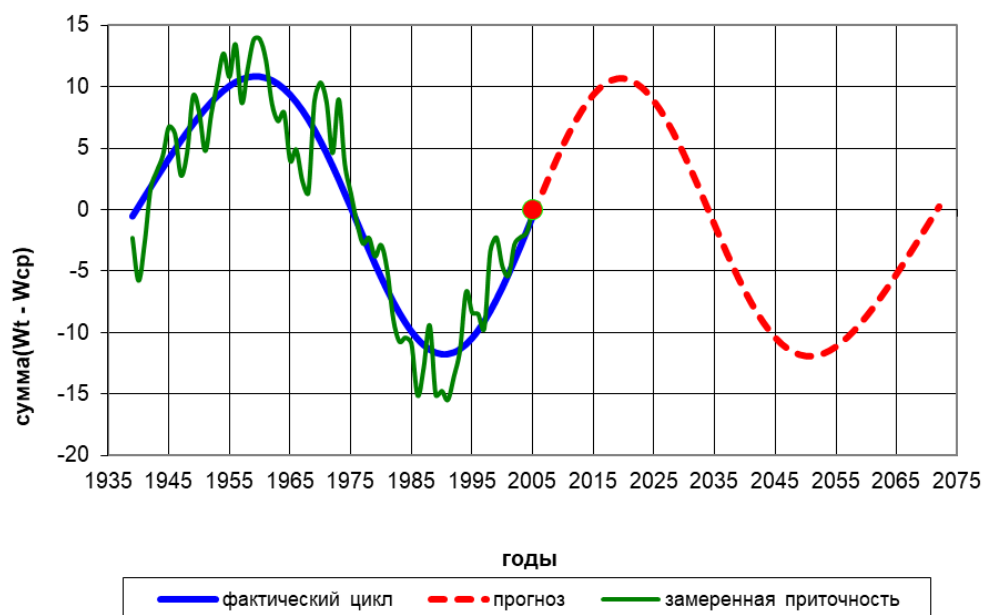


Рис. 1. Прогноз водного стока реки Вахш [4]

Ввод в эксплуатацию новых промышленных предприятий, расширение и реновация существующих промышленных предприятий, приводит к росту потребления электрической энергии, следовательно, большинство подстанций расположенные на территории Согдийской области в ближайшей перспективе будут работать в режиме перегруза, что приводит к дефициту активной мощности. При возникновении дефицита активной мощности, подача электроэнергии осуществляется по лимиту, т. е. в течение определенного времени суток производится принудительное отключение потребителей электроэнергии. Отсюда возникают ряд проблем, которые наблюдаются как в горной местности, так и на равнинах где сосредоточены крупные и средние промышленные объекты [1]:

Каждая принудительная коммутация высоковольтного электрооборудования сопровождается возникновением переходных процессов, которые могут привести к перенапряжениям. Это негативно влияет на срок службы и исправную работу всех элементов энергосистемы;

При выходе из строя высоковольтного электрооборудования требуется определенное время для его ремонта или замены. На промышленных и горнодобывающих предприятиях (шахты и рудники по добыче полиметаллов и угля) отключение электроэнергии приводит к нарушению технологического процесса, остановке производства и значительному экономическому ущербу и браку выпускаемой продукции;

На территории республики имеются предприятия и населенные пункты, которые расположены на высотах 800 и более метров над уровнем моря, что весьма затрудняет доставку запчастей и электрооборудования для ремонта или замены.

Для устранения или частичного смягчения названных проблем, исходя из опыта зарубежных стран, применение систем РГ с учетом климата и рельефа местности является целесообразным. Применение систем РГ не только способствует уменьшению потерь электроэнергии в распределительных сетях, увеличению пропускной способности линий электропередач, экономии цветного металла, обеспечению гибкости системы, повышению уровня напряжения на зажимах потребителя, но и позволяет учитывать особенности потребителя электроэнергии, возможность среза пиков нагрузки, а также выравнивать графики электрических нагрузок.

Системы РГ с энергосистемой могут функционировать изолированно и параллельно. Однако, при внедрении и эксплуатации систем РГ возникают проблемы управления источниками РГ с электроэнергетической системой: обеспечение качества электроэнергии согласно действующим нормативным актам; обеспечение бесперебойного функционирования энергосистемы в случае отключения объектов РГ; учет обратных потоков мощностей в сетях среднего и низкого напряжения; повышение уровней токов короткого замыкания в сетях среднего и низкого напряжения; изменение структуры и схем РЗ и А и противоаварийной автоматики в сетях среднего и низкого напряжения и принципов применяемых защит [1].

В Таджикистане 93 % ее площади составляют горы, поэтому, при выборе систем РГ, целесообразно разделить территорию республики на равнинную и горную местность. В свою очередь, в горной части республики можно выделить промышленные зоны и зоны с преобладанием населенных пунктов. Характеристика равнинной местности приведена на (рис. 2). Видно, что их равнинную местность целесообразно разделить на три составляющие: промышленная зона, сельская местность и город. Промышленную зону справедливо характеризовать следующим образом: характер электрических нагрузок сосредоточенная, параметры воздушных линий электропередач однородная, графики электрических нагрузок относительно равномерные исходя из вида промзоны, поскольку на промышленных предприятиях применяются асинхронные двигатели, характер нагрузки является активно-индуктивным. В отличии от промышленных зон, сельскую местность следует охарактеризовать: сезонностью максимума нагрузок, характер нагрузки является распределённым, преобладает емкостная составляющая мощности, распределительная сеть перегружена в зимний период. Для города характерны следующие особенности: неравномерность суточных графиков электрических нагрузок, характер нагрузки является относительно сосредоточенной, параметры

воздушных линий являются однородными, перегруз распределительной сети в зимний период. Перегруз распределительной сети в зимний период обусловлена тем, что обогрев жилых домов и приготовление пищи производится в основном с помощью электроэнергии и, естественно, потребление электроэнергии на территории республики в зимний период в два-три раза больше, чем летом. Неравномерность графиков электрических нагрузок в промышленных зонах прежде всего зависит от характера нагрузок на предприятии и спецификой технологических процессов промышленности. В качестве примера рассмотрим систему электроснабжения северо-восточной промзоны Согдийской области.

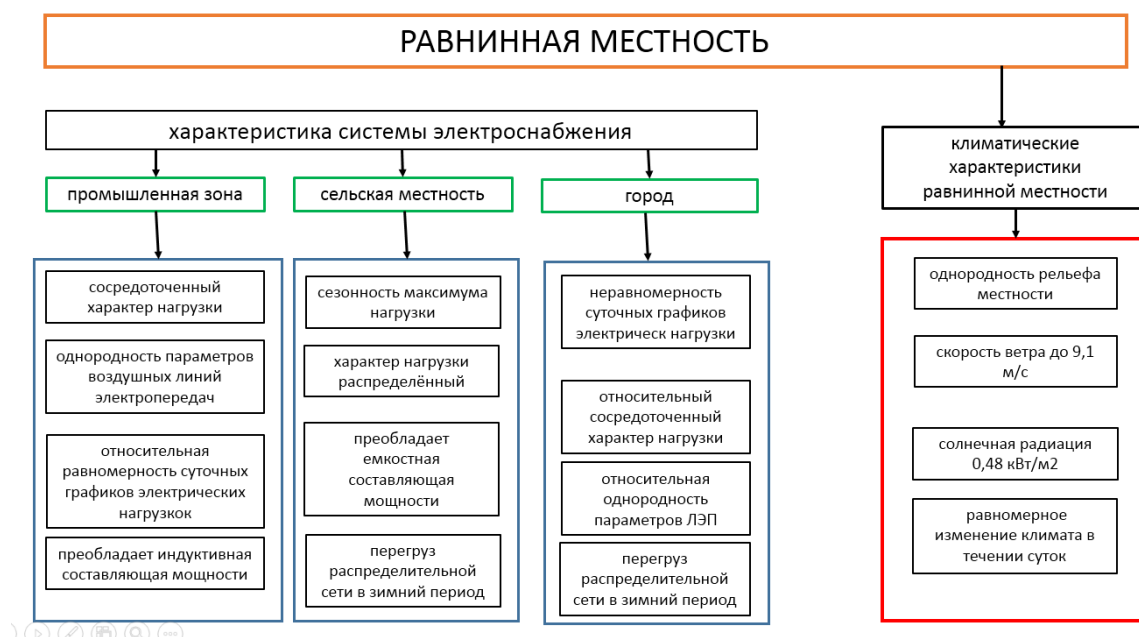


Рис. 2. Характеристика равнинной местности

Электроснабжение Северо-восточной промзоны Согдийской области осуществляется через двух независимых источников питания. Первая это подстанция «Заречная-110/10», а вторая подстанция «Радий-110/10». Оба подстанции находятся не далеко от Северо-восточной промзоне и эксплуатировались в прошлом веке. Подстанция «Заречная-110/10» имеет два трансформатора типа ТДН-16000/110/10. Мощность каждого трансформатора составляет 16000 кВА, а подстанция «Радий-110/10» тоже имеет два трансформатора типа ТДН-10000/110/10, мощность каждого трансформатора 10000 кВА. От подстанции к потребителям распределение электроэнергии производится через воздушные высоковольтные линии электропередачи провода типа ААБЛУ-240-3. Характеристика трансформаторов подстанции «Заречная-110/10» и «Радий-110/10» приведена в табл. 1.

Таблица 1

**Характеристика трансформаторов подстанции
«Заречная – 110/10» и «Радий – 110/10»**

№ п/п	Подстан- ция	Тип трансформа- тора	Номинальная мощность S, кВА	Кол-во трансформа- торов	Частота f, Гц	Номинальное напряжение, кВ	
						ВН	НН
1	«Заречная – 110/10»	ТДН – 16000/110/10	16000	2	50	110	10
2	«Радий – 110/10»	ТДН – 10000/110/10	10000	2	50	110	10
Пр и м е ч а н и е – Источник – производственно-технический отдел Худжандские городские электросети.							

В основном источники питания наших предприятий является подстанции «Заречная – 110/10» и «Радий – 110/10». Оба подстанции питаются от подстанции «Ходжент-220/110»

СП Джавони имеется две силовые трансформаторы мощностью каждого 1600 кВА. Питание производится из подстанции «Заречная – 110/10» через линии 10 кВ проводом типа ААБЛУ-3х240 расстоянием 3,35 км и через подстанции «Радий-110/10» линии 10 кВ проводом типа ААБЛУ-3х240 расстоянием 1,43 км.

ООО «ММК» в своем балансе находится один трансформатор мощностью 630 кВА. Источником питания для данного предприятия является только подстанция «Заречная – 110/10» проводом типа ААБЛУ-3х240. Расстояние от источника до нашего потребителя составляет 1,87 км.

В ООО «Нику Худжанд» существуют две силовые трансформаторы мощностью каждого по 630 кВА. А питание производится от двух подстанции т.е., «Заречная – 110/10» и «Радий-110/10» через линии 10 кВ проводом типа ААБЛУ-3х240. Расстояние от подстанции «Радий-110/10» до ООО «Нику Худжанд» составляет 1,45 км, а от подстанции «Заречная – 110/10» приблизительно 2,13 км.

Для понижения напряжение сети от 10 кв до 0,4 кв в промышленных предприятиях установлены собственные понизительные трансформаторы. Подробное описание типов трансформаторов промышленных предприятия приведено в (табл 2).

С учётом перспективы развития промышленных предприятий и обосновываясь на то что наши предприятия в будущем увеличивают выпуск продукции то мы фактическую нагрузку принимаем равной 20 % в качестве потенциальной нагрузки с учетом ее увеличения.

Таблица 2

Питание промпредприятия и тип понизительных трансформаторов

№ п/п	Пром. предприятия	Кол-во трансф.	Тип трансф.	Входящая линия	Питание от подстанции
1	СП «Джавони»	2	ТМ-1600/10/0,4	ААБЛУ-3×240	«Заречная 110/10» и «Радий 110/10»
2	ООО «ММК»	1	ТМ-630/10/0,4	ААБЛУ-3×240	Только от «Заречная 110/10»
3	ООО «Нику Худжанд»	2	ТМ-630/10/0,4	ААБЛУ-3×240	«Заречная 110/10» и «Радий 110/10»

Примечание – Источник производственно – технический отдел Худжандские городские электросети. Схема электроснабжения потребителей промзоны приведено на рис. 3.

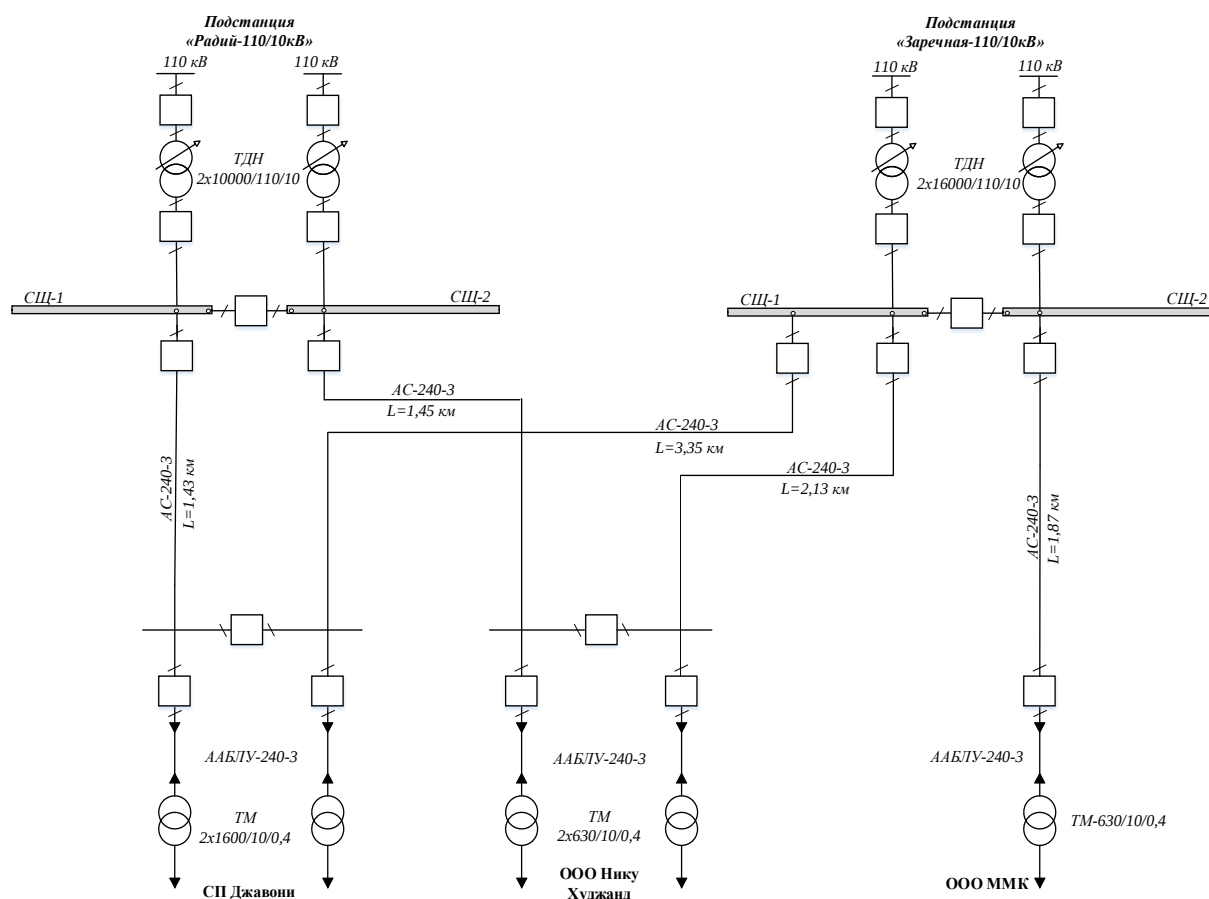


Рис. 3. Система электроснабжения промышленных предприятий от подстанции «Заречная-110/10» и «Радий-110/10».

Таблица 2

Расчет прогноза по активным и реактивным нагрузкам с учетом протяженности линий электропередачи указанных предприятий

№ п/п	Пром. предприятия	L , км	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	I , А	P_p , кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
1	СП «Джавони»	3,35	0,89	0,51	207,83	2078,33	1064,76	2335,2
		1,43						
2	ООО «Нику Худжанд»	1,45	0,88	0,54	82,76	827,64	446,71	940,5
		2,13						
3	ООО «ММК»	1,87	0,86	0,59	42,34	423,44	251,26	492,38

Как отмечалось выше, одной из назначений систем РГ является выравнивание графиков электрических нагрузок, т. е. подключение дополнительных источников во время максимального потребления электроэнергии. Для этой цели необходимо построить график электрических нагрузок исследуемого объекта. Данные для построения графика активной и реактивной мощности составлены по данным потребления электроэнергии методом проведения хронометража. График электрических нагрузок промышленной зоны приведен на рис. 4.

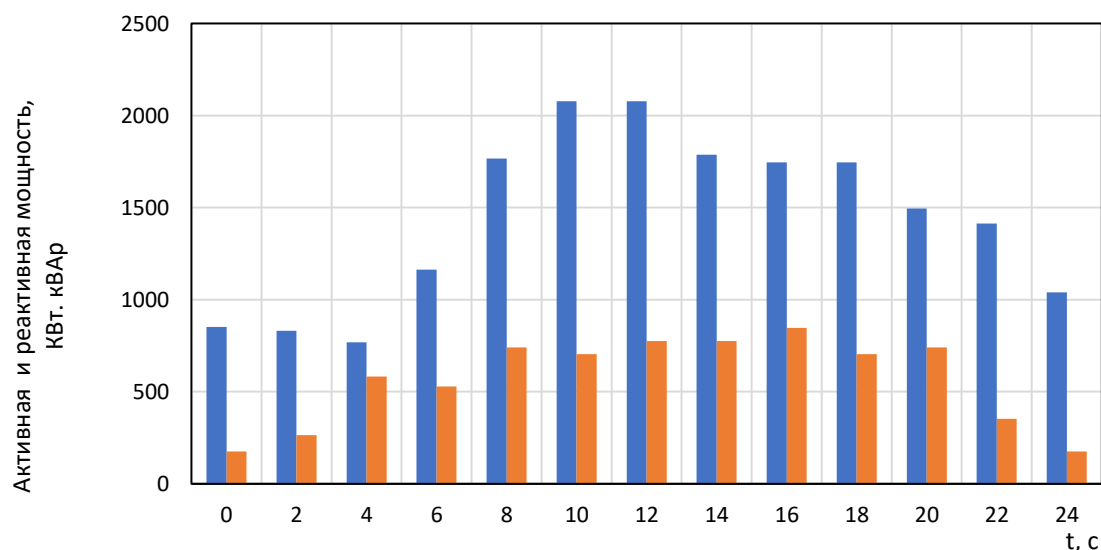


Рис. 4. График электрических нагрузок северо-восточной промзоны Согдийской области

Как видно из графика, пик потреблений активных и реактивных мощностей зафиксированы от восьми часов утра до 14 часов полудня, это обусловлено тем, что большинство предприятий промзоны работают в двухсменном режиме.

Исходя из графика электрических нагрузок и природно-климатических и других характеристик, в промышленной зоне в качестве систем РГ уместно применять такие источники, как солнечные электростанции (СЭС), ветряные электростанции (ВЭС), электростанции на основе дизельного топлива (Диз. ЭС) и угольные электростанции (угольные ЭС). Поскольку на исследуемой территории отсутствует условия для строительства мини ГЭС-ов, как возобновляемы источник они не рассматриваются.

Основной проблемой выбора подходящего источника является учет вышеприведенных особенностей для различных типов электростанций, что соответствует условиям многокритериальной задачей. Существуют множество методов решения многокритериальных задач. Например, метод экспертных оценок, сущность которого заключается в том, что при составлении прогноза закладывается мнение специалиста, основанное на научном, профессиональном и практическом опыте. Однако данный метод имеет ряд недостатков: надежность и достоверность результатов исследования зависят от компетентности эксперта; субъективность метода; трудоемкость процедуры сбора информации по сравнению с другими методами; потребность в квалифицированных специалистах для проведения исследования [5].

Поэтому, для достижения поставленной цели, целесообразно использовать метод анализа иерархий (МАИ), разработанный Томасом Саати и активно применяемый в управленческой практике связанные с альтернативным выбором. Порядок применения метода анализа иерархий заключается в выполнении следующих операций: определение цели; выбор исследуемого набора источников энергии; определение основных критериев (надежность, эффективность и экологичность), обуславливающих достижение цели; определение группы альтернатив, представляющих максимальный интерес (СЭС, ВЭС, Диз. ЭС и ЭС на основе угля); построение иерархии и матриц попарных сравнений альтернатив по критериям; использование методики анализа полученных матриц и выявление весов по системе иерархии.

Источники

1. Налбандян Г.Г., Жолнерчик С.С. Ключевые факторы эффективного применения технологий распределенной генерации в промышленности // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2018. № 1 (106). С. 80–87.

2. Чечушков Д.А., Паниковская Т.Ю. Оптимизация размещения источников распределенной генерации // Энергетика, электропривод, энергосбережение и экономика предприятий, организаций, учреждений: материалы Межрег. молод. науч.-практ. конф. Екатеринбург: ФГАОУ ВПО «Рос. гос. проф.-пед. ун-т», 2013. С. 122.

3. Трачук А.В., Линдер Н.В. Технологии распределенной генерации: эмпирические оценки факторов применения // Стратегические решения и риск-менеджмент. 2018. № 1 (106). С. 32–48.

4. Петров Г.Н. Долгосрочный прогноз водного стока реки Вахш // Доклады Академии наук Республики Таджикистан. 2007. Т. 50, № 6. С. 539–545.

ПОВЫШЕНИЕ НАБЛЮДАЕМОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 6(10) кВ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ДАННЫХ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ

Туитяров А.М.

ФГБОУ ВО «КНИТУ-КАИ», ООО «ИНТ» г. Казань, Россия

airattu@mail.ru

Науч. рук.: доц. Исаков Р.Г.

В статье предложена методика повышения надежности электроснабжения распределительных электрических сетей 6(10) кВ на основе централизованного сбора и анализа данных из устройств, которые уже установлены в сети – терминалы релейной защиты, приборы учета электроэнергии, измерительные преобразователи и пр. Представлены результаты натурных экспериментов разработанной системы определения повреждённого участка сети.

Ключевые слова: распределительная электрическая сеть, определение мест повреждений, короткое замыкание, интеллектуальный учёт электроэнергии, терминалы релейной защиты, определение повреждённого участка.

В настоящее время электроэнергетика, в частности передача и распределение электроэнергии, приобрела массу новых возможностей, в том числе, благодаря развитию информационных технологий [1]. Несмотря на широкое внедрение и распространение технологий, таких как всевозможные индикаторы аварийных процессов, выключатели нагрузки, управляемые разъединители, интеллектуальные приборы учета электроэнергии и проч., основной «головной болью» электросетевых организаций остается повышение надежности и качества предоставляемых услуг. Поэтому новым толчком к улучшению показателей эффективности работы электросетевых компаний может служить централизованный сбор и анализ данных с существующих устройств.

Аварийные осциллограммы, которые записываются терминалами релейной защиты, могут передаваться в систему верхнего уровня по протоколу прикладного уровня передачи файлов. Эти осциллограммы можно использовать для определения на верхнем уровне всех возможных точек повреждения в воздушных сетях. В кабельных сетях таким способом можно определить зону повреждения между двумя трансформаторными подстанциями (рис. 1).

В большинстве случаев этой информации достаточно для оперативно-выездных бригад. Но для этого необходимо использовать усовершенствованные методы определения мест повреждений по параметрам аварийного

режима. Эти методы не требуют устройств, производящих измерения с высоким разрешением, а значит, для задачи ОМП по ПАР подходят микропроцессорные РЗА, которые в момент короткого замыкания записывают осциллограммы с частотой выборки не менее 20 точек за период т.е. с частотой дискретизации – 1000 Гц [2].

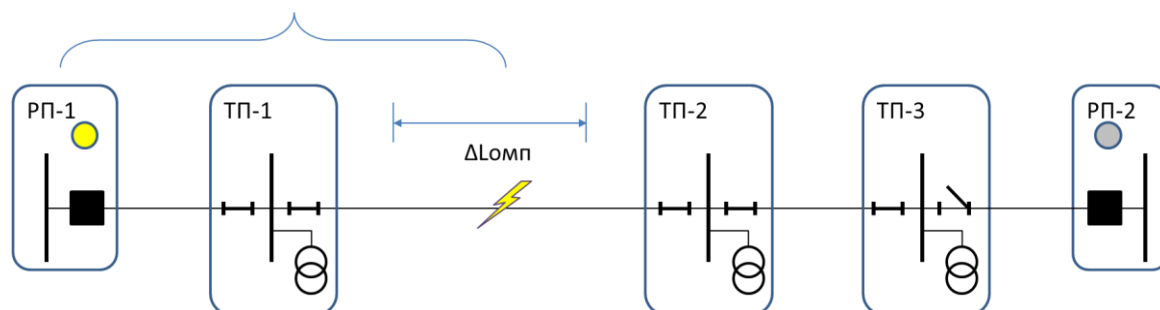


Рис. 1. Детектирование участка замыкания с помощью релейной защиты

Реализовать функцию определения поврежденного участка (отпайки) в разветвленной электрической сети можно на основе существующей внедренной или активно-внедряющейся в России согласно новому законодательству [3], системы интеллектуального учета электроэнергии (рис. 2).

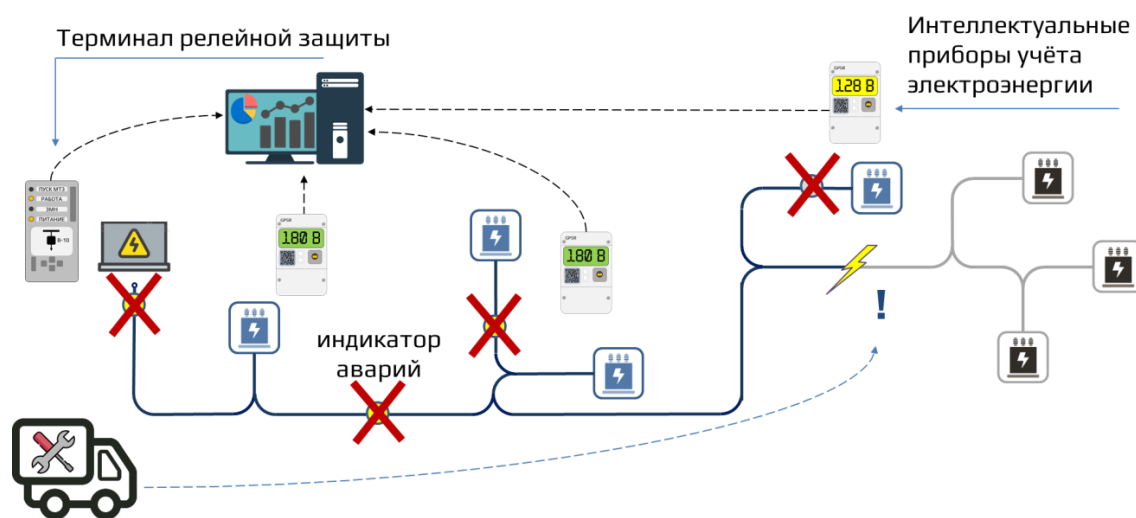


Рис. 2. Предлагаемый принцип детектирования коротких замыканий при отказе от применения датчиков

Интеллектуальные приборы учета устанавливают на вводной и отходящих ячейках 0,4 кВ распределительного устройства трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ. Они позволяют передавать данные о параметрах

сети, в которой они установлены, благодаря чему, можно использовать эти данные для определения замыкания в сети 10(6) кВ. Как и при любом возмущении в сети, параметры режима в сети 0,4 кВ изменяются по определенному закону.

Для реализации данной системы, кроме осциллограммы терминала релейной защиты подстанции, необходимы действующие параметры режима (ток и напряжение) вводных приборов учёта 0,4 кВ всех ТП на фидере. Оптимальнее всего это можно обеспечить, реализовав в ИПУ возможность записи осциллограммы действующих значений в формате COMTRADE. Осциллограмма должна автоматически записываться при одновременном уменьшении тока и напряжения и передаваться на верхний уровень по протоколу SFTP.

Появляется возможность не только рассчитать расстояние по проводам ЛЭП с помощью микропроцессорной релейной защиты от точки замера на подстанции до места короткого замыкания, которое при одностороннем замере на разветвленной линии с отпайками может совпадать с разными отпайками, тем самым внося неоднозначность в определение места повреждения, но и фиксировать поврежденную отпайку с помощью приборов учета, которые выступают в роли классических индикаторов повреждения. Фиксация поврежденной отпайки осуществляется на основе сравнения относительного снижения тока и напряжения на каждой отпайке.

Пуск записи осциллограммы происходит отстройкой не только от уставки, но и от скачков нагрузки 0,4 кВ, так как при увеличении нагрузки происходит увеличение тока и снижение напряжения, а при падении нагрузки происходит обратный процесс – снижение тока и увеличение напряжения.

Для проверки работоспособности предлагаемого метода был проведён натурный эксперимент с созданием искусственного короткого замыкания. В качестве пилотного участка была выбрана линия электропередач напряжением 10 кВ распределительной сети Бугульминского РЭС АО «Сетевая компания» (рис. 3).

Во время замыкания сработали и записали осциллограммы все приборы учета электроэнергии. При этом, осциллограммы, записанные приборами учёта во время эксперимента, позволяли отследить параметры режима в доаварийном и аварийном режимах (рис. 4).

Источники

1. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года [Электронный ресурс]: утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р. URL: <https://www.gazprom.ru/f/posts/79/839376/energy-strategy.pdf> (дата обращения: 18.10.2025).

2. БПВА.656122.041 РЭ Микропроцессорные устройства защиты «Сириус-2-Л», «Сириус-21-Л», «Сириус-2Л-02»: руководство по эксплуатации. М., 2020. 76 с.

3. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон № 522 от 27 декабря 2018 г. // ЭПС «Система Гарант» (дата обращения: 18.10.2025).

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ВИЭ И СНЭ КАК АНАЛОГ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Урчуков И.А., Мурзаканова И.Х., Шидов Б.Г.

ФГАОУ ВО «СКФУ», г. Ставрополь, Россия

urchukovii@yandex.ru, murzakanovai@yandex.ru, shidovsbeslan@yandex.ru

Науч. рук.: асс. Шидов А.Г.

В тезисе приведен анализ эффективности внедрения ВИЭ с СНЭ как аналог централизованного электроснабжения на примере реальной трансформаторной подстанции в Северном Кавказе. Проведена экономическая оценка внедрения при тарифе централизованного электроснабжения в 4,05 руб/кВт·ч.

Ключевые слова: децентрализация, возобновляемые источники, потребители, экономическая эффективность, электроснабжение.

Децентрализация энергоснабжения становится одним из ключевых направлений развития российской электроэнергетики, учитывая растущие потребности в надежности и автономности энергосистем на фоне развития удалённых и трудно-доступных территорий [1]. В условиях растущего спроса на возобновляемые источники энергии [2] и интеграции современных интеллектуальных решений децентрализация позволяет повысить устойчивость электроснабжения, а также сократить потери за счёт локального производства и потребления электроэнергии.

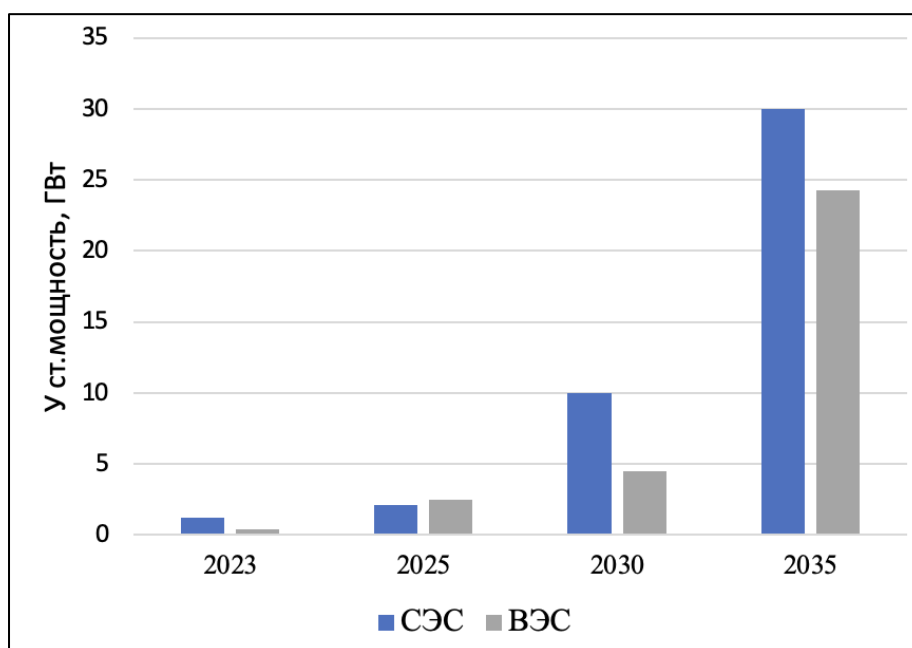


Рис. 1. График ввода мощностей ВИЭ в России до 2035 года

График (рис. 1) показывает существенное увеличение введения объектов ВИЭ и СЭС, что может способствовать развитию децентрализованных энергосистем. Для России, имеющей обширную территорию и большое число удалённых поселений, внедрение децентрализованных энергосистем обеспечивает социально-экономическую стабильность регионов, расширяет возможности энергоснабжения в кризисных и аварийных условиях, а также способствует развитию новых бизнес-моделей в энергетике и поддержке технологической независимости [3].

Микросети на базе возобновляемых источников энергии представляют собой перспективное решение для децентрализации электроснабжения сельских потребителей, обслуживаемых трансформаторными подстанциями 10/0,4 кВ [4]. Такие локальные источники генерации и накопления электроэнергии способны заменить централизованное электроснабжение. Солнечные электростанции (СЭС) и ветряные электростанции (ВЭС) выступают в качестве основных типов возобновляемых источников для интеграции в микросети трансформаторных подстанций. Важным условием является наличие систем накопления электроэнергии для хранения электроэнергии и повышения надежности микросети.

Для анализа эффективности использования ВИЭ и СНЭ для питания ТП объектом исследования являются реальные данные потребления абонентов в одном из регионов Северного Кавказа. В табл. 1 приведены характеристики собранных данных.

Таблица 1

Характеристика набора данных

Количество потребителей	87
Формат данных	Почасовые значения
Временной интервал	01.01.2022 – 01.04.2024
Общее потребление за период, кВт	497 927,4
Тип потребителей	Бытовой

При тарифе 4,05 рублей общая стоимость электроэнергии за данный период составляет более 2 млн руб. Для минимизации стоимости электроэнергии за 1 кВт·ч в данной статье предлагается решение на основе гибридных микросетей, приведенная в табл. 2.

При сравнении вариантов электроснабжения с учетом ежегодной экономии становится очевидным неликвидность создания микросети на основе ВИЭ в связи с высокими инвестиционными затратами. Для увеличения ежегодной экономии необходимо увеличить стоимость электроэнергии, что будет сопоставимо со стоимостью централизованного электроснабжения. Это подчеркивает преимущество централизованного электроснабжения над другими способами.

Показатели экономической эффективности внедрения ВИЭ с СНЭ

Показатель	Централизованное электроснабжение	СЭС+СНЭ	ВЭС+СНЭ
Стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч	4,05	3,6	3,5
Суммарные расходы за период, руб	2 016 606	1 792 538	1 742 745
Емкость накопления, кВт·ч	–	150	150
Инвестиционные затраты, руб	0	15 000 000	17 000 000
Операционные расходы, руб/год	190 000	120 000	140 000
Ежегодная экономия	–	224 068	273 861

В настоящей статье проведен сравнительный анализ и экономическая оценка внедрения ВИЭ и СНЭ для питания одной ТП в Северном Кавказе вместо централизованного электроснабжения. При стоимости электроэнергии централизованного электроснабжения в 4,05 рублей за 1 кВт·ч внедрение микросети на основе ВИЭ и СНЭ представляется экономически нецелесообразным.

Источники

1. Смоляков А.С., Горбенко А.В. Зарубежный и отечественный опыт повышения энергоэффективности на базе гибридных энергетических установок в изолированных территориях // Научное обозрение. Экономические науки. 2024. № 1. С. 22–26.

2. Ежеквартальный информационный обзор рынка ВИЭ в России. I квартал 2025 г. М., 2025. 17 с.

3. Распределённая энергетика в России: потенциал развития / А. Хохлов [и др.]; Энергетический центр Московской школы управления Сколково. М., 2018. 89 с.

4. Виноградов А.В., Сейфуллин А.Ю. Перспективные источники энергии для микросетей систем сельского электроснабжения [Электронный ресурс] // Агроинженерия. 2020. № 4 (98). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivnye-istochniki-energii-dlya-mikrosetey-sistem-selskogo-elektrosnabzheniya> (дата обращения: 19.10.2025).

ПЕРСПЕКТИВЫ РАДИОЧАСТОТНЫХ МЕТОДОВ БЕСПРОВОДНОЙ ПЕРЕДАЧИ ЭНЕРГИИ В КОНТЕКСТЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОГРАНИЧЕНИЙ

Фатыхов Д.С.

АлтГТУ им. И.И. Ползунова, г. Барнаул, Россия

dan.fat2016@yandex.ru

Науч. рук.: проф. Титов Е.В.

Анализируются перспективы радиочастотных методов беспроводной передачи энергии для питания удаленных IoT-устройств. Проведен сравнительный анализ технологий БПЭ и патентный поиск за 2015-2023 гг. Установлено, что основными барьерами коммерциализации являются низкий КПД (1-20%) и проблемы ЭМС. При этом RF-методы перспективны для применений, где дальность передачи критически важна, а мощность может быть низкой. Определены ключевые направления развития: адаптивные алгоритмы управления, создание эффективных ректенн и анализ электромагнитной экологии.

Ключевые слова: беспроводная передача энергии, радиочастотный метод, индуктивная связь, резонансная связь, КПД, Интернет Вещей, патентный анализ.

Растущие требования к автономности IoT-устройств актуализируют развитие беспроводной передачи энергии (БПЭ), где ключевым является компромисс между КПД, дальностью и мощностью. В то время как индуктивная (Qi) и резонансная (AirFuel) связь обеспечивают высокий КПД на коротких дистанциях, радиочастотные (RF) методы, позволяющие передавать энергию на расстоянии до нескольких метров, представляют особый интерес для питания маломощных распределенных сенсоров [1].

Проведенный анализ литературных источников, включая публикации в IEEE Transactions on Power Electronics и отчеты Grand View Research, показывает, что основное внимание в исследованиях БПЭ уделено индуктивным и резонансным системам. Вопросы повышения их эффективности и удобства использования являются преобладающими [2, 3]. В то же время проблематика RF-методов часто рассматривается обособленно, без системного сравнения с их альтернативами и без четкого определения границ применимости.

Патентный анализ подтверждает данный тренд. Большинство разработок, таких как направлено на решение частных проблем индуктивной зарядки, например, точного позиционирования. Вместе с тем наблюдается рост числа патентов в области RF-технологий ориентированных на создание систем для IoT, что указывает на формирование нового направления в исследуемом вопросе.

В основу технологий БПЭ положены различные физические принципы, что обуславливает их эксплуатационные характеристики. Для наглядности они систематизированы в таблице.

Сравнительный анализ технологий БПЭ

Технология	Принцип действия	Диапазон КПД, %	Эффективная дальность	Передаваемая мощность	Ключевое ограничение
Индуктивная (Qi)	Электромагнитная индукция	70–85	<10 мм	Высокая (Вт, кВт)	Необходимость точного позиционирования
Резонансная (AirFuel)	Резонансная электромагнитная связь	50–75	До 50 мм	Средняя-высокая (Вт, кВт)	Сложность системы управления, чувствительность к помехам
Радиочастотная (RF)	Улавливание энергией радиоволн	1–20	до 10 м	Низкая (мкВт, мВт)	Низкий КПД, зависимость от окружающей среды, проблемы ЭМС

Данные таблицы показывают, что RF-методы занимают уникальную позицию, противопоставляя низкую эффективность и мощность максимальной дальности передачи энергии. Это определяет их потенциальную область применения: системы с низким энергопотреблением и нерегулярным циклом работы, в которых замена или подзарядка батарей затруднена или неэкономична. К таким системам можно отнести датчики IoT в «умных» зданиях и сельском хозяйстве, медицинские имплантаты для мониторинга, RFID-метки в логистике.

Патентный анализ выявляет два перспективных направления развития RF-технологий. Первое направление сосредоточено на повышении эффективности систем через внедрение интеллектуальных алгоритмов и реконфигурируемых приемников, адаптирующихся к изменяющимся условиям окружающей среды. Второе направление предполагает создание комплексной инфраструктуры, в частности концепции «энергетических роутеров», способных одновременно питать множество устройств в пределах помещения, что знаменует переход от разработки отдельных устройств к построению целостных экосистем.

Несмотря на перспективность, развитию RF-методов препятствуют серьезные научно-технические вызовы. К ним относятся фундаментально низкий КПД, обусловленный законом обратных квадратов, проблемы электромагнитной совместимости и безопасности, а также необходимость создания новых материалов для высокоэффективных компонентов, таких как ректенны.

Проведенное исследование позволяет заключить, что RF-методы не являются универсальным решением и не смогут в среднесрочной перспективе конкурировать с индуктивными системами в высокомоощных применениях. Однако их уникальность заключается в возможности энергоснабжения распределенных сетей маломощных IoT-устройств, где ключевое преимущество – значительная дальность действия – компенсирует основной недостаток в виде низкого КПД. Массовая коммерциализация данной технологии напрямую зависит от успехов в преодолении фундаментальных проблем, прежде всего низкого КПД и вопросов электромагнитной совместимости.

Источники

1. Smith J., Johnson A., Brown L. Efficiency Analysis of Qi-Compliant Wireless Charging Systems for Mobile Devices // IEEE Access. 2021. Vol. 9. Pp. 12345–12356. DOI: 10.1109/ACCESS.2021.1234567.
2. Wireless Charging Market Size, Share & Trends Analysis Report By Technology (Inductive, Resonant, Radio Frequency), By Application, By Region, And Segment Forecasts, 2023–2030 [Электронный ресурс]. URL: <https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/wireless-charging-market> (дата обращения: 23.10.2025).
3. Wireless Power Transfer via Strongly Coupled Magnetic Resonances / A. Kurs [et al.] // Science. 2007. Vol. 317, Iss. 5834. Pp. 83–86. DOI: 10.1126/science.1143254.

АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПГУ-ТЭС В ЭНЕРГОРАЙОНЕ С ДЕФИЦИТОМ МОЩНОСТИ

Филимонов С.С.¹, Мухаметжанов Р.Н.²

^{1,2}Филиал АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, г. Казань, Россия

^{1,2}ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

serfv43@gmail.com

В данной работе рассмотрена часть территориальной энергосистемы Республики Татарстан – Казанский энергорайон. Проанализирован текущий электроэнергетический режим данного энергоузла и выявлены особенности электрических станций, обеспечивающих электроэнергией потребителей прилегающей электрической сети. Представлены мероприятия Системного оператора, способствующие ликвидации нарушений нормального режима Казанского энергорайона при наиболее тяжёлых нормативных возмущениях. Определена целесообразность строительства ПГУ-ТЭС в Казанском энергорайоне.

Ключевые слова: энергосистема, электроэнергетический режим, электростанция, мощность, электроэнергия.

В связи с постепенным ростом потребления электрической мощности в определённых энергорайонах территориальных энергосистем достаточно часто наблюдается ситуация, что мощности электрических станций бывает недостаточно. Именно по этой причине возникает необходимость разработки мероприятий по обеспечению резервов на загрузку посредством определения схемно-режимных мероприятий или строительства новых генерирующих мощностей.

Рассматривая более конкретные примеры необходимо определить Казанский энергорайон энергосистемы Республики Татарстан как объект исследования, а предметом исследования можно обозначить мероприятия по обеспечению резервов электрической мощности на загрузку в энергорайоне при ограничении пропускной способности элементов контролируемого сечения «Казань» или отделения энергорайона на выделенную нагрузку.

Текущая располагаемая мощность электрических станций Казанского энергорайона составляет 1627,6 МВт, что в полной мере обеспечивает потребителей в пределах контролируемого сечения – по состоянию на 2025 год максимум потребления составляет 1536 МВт. Анализируя наиболее тяжёлую схемно-режимную ситуацию, а именно полное отделение Казанского энергорайона на изолированную работу с максимумом потребления и полным составе включенного генерирующего оборудования присутствует вероятность возникновения нормативных возмущений в отделившемся энергорайоне. При наиболее тяжёлом нормативном возмущении – отключение наиболее крупной единицы генерирующего оборудования или отключения крупного узла нагрузки [1].

В Казанском энергорайоне самой крупной генерирующей единицей является турбогенератор №7 (ТГ-7) Казанской ТЭЦ-3 с установленной мощностью 405,6 МВт – отключение данного турбогенератора вызовет нарушение баланса мощности отделённой части энергосистемы и повлечёт за собой падение частоты в энергорайоне. Важно отметить, что падение частоты может увеличиться не только при наличии небаланса мощности в 405,6 МВт: данная электростанция не поддерживает в должном объеме горячий резерв котельной мощности, что может повлечь за собой нехватку пара в общем паропроводе и повлечёт за собой отключение остального генерирующего оборудования. Описанный случай объясняется тем, что для наиболее экономически выгодного и эффективного производства электроэнергии электростанции проще обеспечить максимальную загрузку данного турбогенератора, чем использовать котельные мощности в силу особенностей технологического устройства паропроводов электростанции. Соответственно, при данном нормативном возмущении присутствует вероятность возникновения ещё большего небаланса мощности – 789,6 МВт.

Рассматривая наиболее приоритетных потребителей электрической мощности в Казанском энергорайоне необходимо определить ПАО «Казаньоргсинтез», максимум потребления которого составляет 215 МВт. В рассматриваемом случае, данное предприятие подключено к ОРУ 110 кВ Казанской ТЭЦ-3 по шести линиям электропередач и получает промышленный пар параметров 1,2–45 кгс/см². Описанный выше случай при наиболее тяжелой схемно-режимной ситуации и отключении всего генерирующего может вызвать останов ответственного потребителя. С точки зрения предприятия – данный режим работы недопустим и присутствует необходимость запуска всех мощностей в максимально возможный срок [2]. С точки зрения электроэнергетического режима можно спрогнозировать следующие мероприятия – с большей долей вероятности падение частоты вызовет работу автоматики частотной разгрузки (+спецочередь), что позволит удерживать частоту в отделённом энергорайоне [3].

Со стороны Системного оператора в данном случае необходимо:

- отдать команды на максимум генерации с учётом допустимой перегрузки оборудования на остальные электростанции Казанского энергорайона и назначить электростанцию, регулирующую частоту;
- отдать команды на сворачивание ремонтных работ в максимально возможный срок, не превышающий срок аварийной готовности на том оборудовании, которое напрямую влияет на передачу электрической мощности в дефицитный энергорайон;
- отдать команду на Казанскую ТЭЦ-3 на включение всех блоков в работу в минимально возможный срок.

Также нужно отметить, что сочетание ремонтов нескольких единиц ответственного оборудования за связь с энергосистемой недопустимо – это обеспечивается Филиалом АО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана.

Рассматривая данный сценарий со стороны промышленного предприятия (ПАО «Казаньоргсинтез») последствия недопустимы. Исходя из этого, данное предприятие инициировало строительство собственной электростанции, обеспечивающей надежность электроснабжения ПАО «Казаньоргсинтез», с установленной мощностью 284 МВт. Данная мощность позволяет покрывать в полном объеме потребность в электроэнергии данного предприятия.

Помимо обеспечения собственных нужд предприятия строительство парогазовой установки в Казанском энергорайоне позволит обеспечивать резерв мощности на загрузку и в случае возникновения аварийных ситуаций в энергосистеме диспетчером Системного оператора может отдаваться максимум генерации на данную электростанцию для обеспечения нормативных значений частоты и уменьшения небаланса мощности.

Подводя итоги, можно сказать, что целесообразность строительства данной электростанции однозначно присутствует, т.к. располагаемая мощность Казанского энергорайона увеличится до 1911,6 МВт и позволит разгрузить по токовой нагрузке транзитные воздушные линии электропередач 110 кВ Казанского энергорайона.

Источники

1. Об утверждении правил технологического функционирования электроэнергетических систем и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации [Электронный ресурс]: постановление Правительства РФ от 13 августа 2018 г. № 937 // ЭПС «Система Гарант» (дата обращения: 23.10.2025).

2. Хусаенов И.Р., Воркунов О.В. Изоляция электрооборудования электрических понижающих подстанций // Theory and practice of scientific research: материалы XXXIX Междунар. науч.-практ. конф. М.: Научный центр «Олимп», 2018. С. 78–79.

3. Воробьева К.Е., Масимов В.В. Система анализа вибрационных сигналов для диагностики состояния силовых трансформаторов // Тинчуринские чтения – 2023 «Энергетика и цифровая трансформация»: материалы Междунар. молодежной науч. конф.: в 3 т. / под общ. ред. Э.Ю. Абдуллазянова. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. Т. 1. С. 45–48.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ ФУРЬЕ И МЕТОДОВ ИНТЕРПОЛЯЦИИ В МОНИТОРИНГЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Хабибрахманов И.Ш., Ильина А.А.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
habibrahmanovilnur5@gmail.com, L1ka02@yandex.ru
Науч. рук.: доц. Сафин М.А.

Статья посвящена применению преобразования Фурье для анализа качества электроэнергии в современных энергосистемах. Рассматриваются проблемы точности спектрального анализа, вызванные дискретной природой измерений и смещением частоты сети. Доказана эффективность использования интерполяционных алгоритмов, позволяющих повысить точность определения амплитуд гармоник на 8–12 % по сравнению со стандартными методами.

Ключевые слова: преобразование Фурье, качество электроэнергии, гармонические искажения, интерполяция спектра, мониторинг энергосистем, БПФ, нелинейные нагрузки, частотный анализ.

Преобразование Фурье является одним из наиболее важных инструментов анализа в энергетической отрасли, поскольку оно позволяет разбить сигнал на частотные составляющие и определить, какие гармоники и интергармоники существуют в сети [1]. Это не просто техническая операция, это способ понять природу искажений, выявить первопричины проблем и спрогнозировать развитие неблагоприятных процессов. В результате этого анализа становится очевидным, как нелинейная нагрузка расширяет спектр сигнала, как работает инвертор и какие частоты резонируют. Анализ Фурье позволяет инженерам получить доступ к структуре электрической энергии.

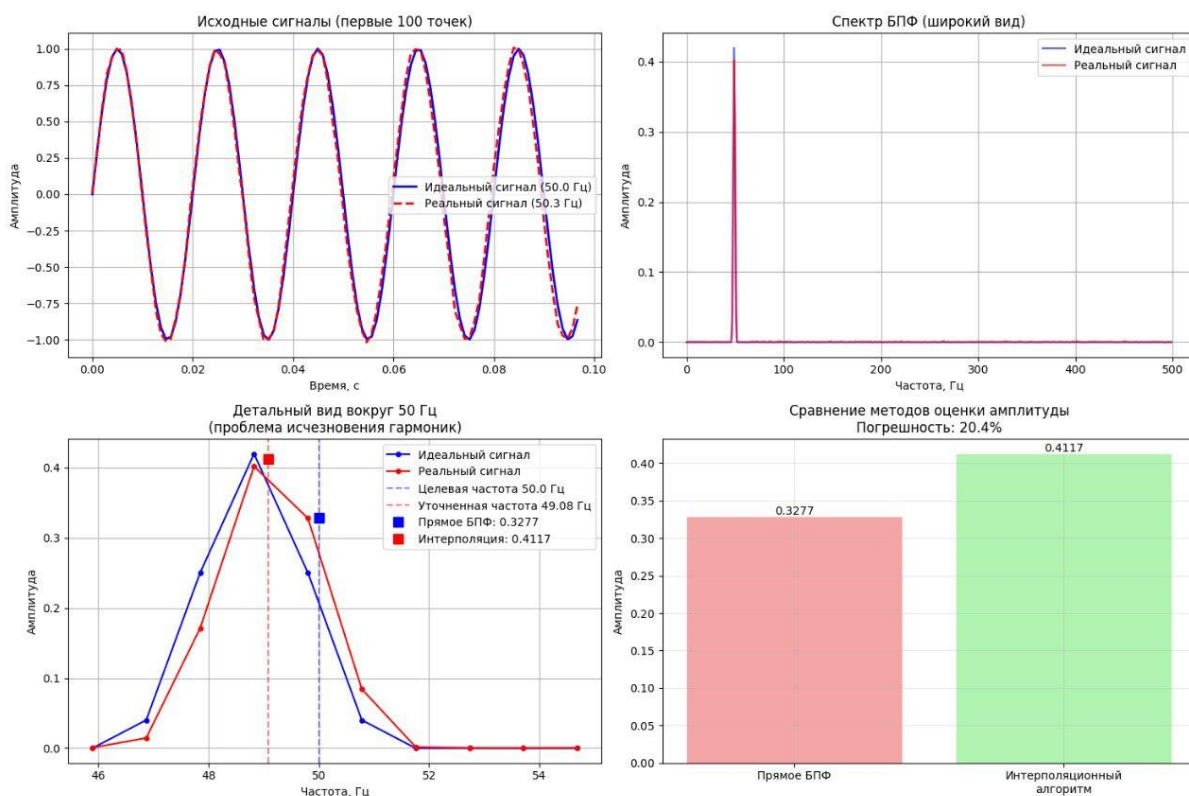
Однако дискретный характер измерений создает ограничения. Когда частота слегка смещена или сигнал содержит пропуски, стандартное преобразование может быть неправильным, и тогда интерполяция становится необходимым дополнением. Это позволяет уточнить пиковую частоту, восстановить потерянные фрагменты данных и сделать оценку параметров более точной. Интерполяция преобразует различные и несовершенные измерения в целостное изображение, без которого глубокий анализ невозможен.

В ходе проведённого исследования на анализе реальных данных, полученных с измерительного комплекса, фиксирующего искажения напряжения в распределительной сети [2]. Используя алгоритмы быстрого

преобразования Фурье, можно выделить спектральные характеристики сигнала в режиме нормальной нагрузки и в условиях присутствия мощных нелинейных потребителей [3]. Сравнение двух режимов позволило выявить значительный рост амплитуд гармоник высших порядков и появление межгармонических составляющих, которые ранее не фиксировались традиционными средствами.

Особое внимание в работе было уделено проблеме смещения частоты сети, которое представляет собой явление, приводящее к исчезновению гармоник между частотными интервалами БПФ. Интерполяционный алгоритм уточнения частоты спектрального пика показал, что реальные значения амплитуд отдельных гармоник могут отличаться от тех, что даёт прямой результат преобразования Фурье, иногда на 8–12 %, что подтверждает необходимость корректировки спектра.

Моделирование выявило (см. рисунок) значительную погрешность прямого БПФ до 12 % при оценке амплитуд гармоник в условиях смещения частоты сети, что обосновывает необходимость применения интерполяционных алгоритмов коррекции спектра.



Демонстрация проблемы смещения частоты и эффекта интерполяционного алгоритма уточнения частоты спектрального пика

Это особенно важно в условиях оценки параметров качества электроэнергии согласно ГОСТам [4, 5].

Комбинация преобразования Фурье и интерполяции позволяет энергетической системе не только обнаруживать факт искажения, но и достигать его с высокой надежностью и защитой от помех. В среде, где в сети работают десятки преобразовательных устройств, именно эти детали определяют качество всей системы в целом. В конечном счете, от проблемы качества электроэнергии зависит устойчивость всей современной цивилизации [6]. И чем лучше мы умеем слушать электрические сигналы, тем надёжнее работают предприятия, тем стабильнее функционируют города, тем безопаснее становится энергетическое будущее.

Источники

1. Серов А.Н., Шатохин А.А. Применение преобразователей частоты дискретизации для измерения спектра сигнала с помощью быстрого преобразования Фурье // DSPA: Вопросы применения цифровой обработки сигналов. 2018. Т. 8, № 4. С. 79–84.
2. Боярская Н.П., Довгун В.П. Влияние гармонического состава токов и напряжений на эффективность энергосбережения // Вестник Красноярского государственного аграрного университета. 2010. № 4. С. 130–134.
3. Цифровая обработка сигналов в электроэнергетике [Электронный ресурс]. URL: <https://start.engee.com/tpost/0a2m74f9i1-tsifrovaya-obrabotka-signalov-v-elektroe> (дата обращения 25.11.2025).
4. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Нормы качества электрической энергии. М.: Стандартинформ, 2014. 22 с.
5. ГОСТ Р 54149-2010. Методы измерений и оценивания параметров качества электрической энергии. М.: Стандартинформ, 2011. 56 с.
6. Шакиров А.Г., Сандаков В.Д. Умные устройства для мониторинга качества электроэнергии // Моделирование энергоинформационных процессов: сб. ст. XIII Нац. науч.-практ. конф. с междунар. участием, Воронеж: Воронежский государственный университет инженерных технологий, 2025. С. 55–58.

ПОЛИМЕРНЫЕ ИЗОЛЯТОРЫ ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Хабибуллин А.А., Воркунов О.В.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
azat.khabibullin.2015@yandex.ru

В работе рассмотрены особенности конструкции и эксплуатации полимерных изоляторов, их преимущества по сравнению с фарфоровыми и стеклянными аналогами, а также современные тенденции развития материалов и технологий. Приведены примеры использования изоляторов нового поколения на воздушных линиях электропередачи различного класса напряжения, проанализированы факторы, влияющие на их надёжность и долговечность.

Ключевые слова: полимерный изолятор, электрическая прочность, надёжность, старение, изоляция, ВЛ, диагностика.

Полимерные изоляторы находят всё более широкое применение в воздушных линиях электропередачи (ВЛ) благодаря своей высокой механической прочности, малому весу и устойчивости к воздействию агрессивных сред. В отличие от фарфоровых и стеклянных изоляторов, полимерные конструкции характеризуются гибкостью, ударной вязкостью и возможностью эксплуатации в условиях значительных перепадов температур.

Основу современных полимерных изоляторов составляют композиционные материалы на основе стеклопластика и кремнийорганических полимеров. Внутренний стержень из стеклопластика воспринимает механические нагрузки, а наружный гидрофобный слой обеспечивает надёжную электрическую изоляцию. Сочетание этих материалов позволяет добиться высокой стойкости к токам утечки и поверхностным разрядам [1].

Главным преимуществом полимерных изоляторов является их высокая устойчивость к загрязнениям и атмосферным воздействиям. Благодаря гидрофобным свойствам поверхности вода не образует сплошных токопроводящих плёнок, что снижает вероятность перекрытий при повышенной влажности. Кроме того, их масса в 4-5 раз меньше массы фарфоровых аналогов, что облегчает транспортировку и монтаж [2].

В последние годы активно развиваются методы мониторинга состояния изоляторов с использованием датчиков тока утечки, тепловизионных и ультрафиолетовых систем контроля. Это позволяет выявлять ранние стадии старения и предотвращать аварийные ситуации. Большое внимание уделяется разработке новых материалов с нанодобавками, повышающими стойкость к ультрафиолетовому излучению и эрозии [3].

Современная эксплуатация полимерных изоляторов невозможна без внедрения систем мониторинга и диагностики, обеспечивающих непрерывный контроль их технического состояния. Наибольшее распространение получили методы измерения тока утечки, позволяющие оценивать степень старения и уровень загрязнения поверхности изоляции. Анализ амплитуды и частоты импульсов тока утечки позволяет не только зафиксировать факт ухудшения изоляции, но и определить характер дефектов – наличие трекинга, коррозии или увлажнения.

Дополнительные сведения о состоянии полимерных изоляторов обеспечивают тепловизионные и ультрафиолетовые методы контроля, которые фиксируют зоны локального нагрева и участки частичных разрядов. Эти методы особенно эффективны для раннего выявления дефектов на высоковольтных линиях, где проведение контактных измерений затруднено. Развитие мобильных комплексов контроля, установленных на дронах, позволяет осуществлять обследование воздушных линий без необходимости их отключения [4].

Важным направлением развития является применение цифровых технологий и искусственного интеллекта для анализа данных, поступающих от диагностических систем. Использование алгоритмов машинного обучения и нейронных сетей даёт возможность распознавать типичные паттерны деградации материала и автоматически классифицировать дефекты. Формирование цифровых двойников изоляторов позволяет моделировать процессы старения под воздействием климатических факторов, электрических нагрузок и загрязнения. Это обеспечивает переход от реактивного обслуживания к предиктивному управлению состоянием оборудования.

Помимо функциональной диагностики, большое внимание уделяется материаловедческим исследованиям. Применение сканирующей электронной микроскопии, инфракрасной спектроскопии и методов анализа поверхностной гидрофобности позволяет комплексно оценивать изменение структуры и состава полимеров в процессе эксплуатации. Такие исследования необходимы для корректировки технологии производства и повышения эксплуатационной надёжности изделий [5].

Таким образом, полимерные изоляторы представляют собой важное направление в развитии электроэнергетики, обеспечивая повышение надёжности, снижение эксплуатационных затрат и продление срока службы воздушных линий электропередачи.

Источники

1. Техника высоких напряжений: учебное пособие / И.М. Богатенков [и др.]; под ред. Г.С. Кучинского. СПб: ПЭИПК, 1998. 700 с.
2. Техника высоких напряжений / под ред. М.В. Костенко. М.: Высшая школа, 1973. 528 с.
3. Радченко В.Д. Техника высоких напряжений устройств электрической тяги. М.: Транспорт, 1975. 360 с.
4. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. М.: Энергоатомиздат, 2002. 656 с.
5. Васильев В.Н., Кононов П.А., Коротков А.А. Полимерные изоляторы для высоковольтных линий электропередачи: современное состояние и перспективы // Электротехнический журнал. 2017. № 3. С. 25–32.
6. Коровин С.В., Куракина О.Е. Гибридные энергетические системы сочетание ВИЭ и накопителей энергии в распределённой генерации // Техника и технология современных производств: сб. ст. VI Всерос. науч.-практ. конф. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2025. С. 163–166.
7. Фатхуллина И.Ф., Куракина О.Е. Послеаварийное восстановление электроснабжения // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: X Нац. науч.-практ. конф. Казань, 2025. С. 227–229.

СЕГМЕНТАЦИЯ ИЗОБРАЖЕНИЙ И ОБНАРУЖЕНИЕ ПОСТОРОННИХ ОБЪЕКТОВ НА ТРАССЕ ЛЭП С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ АРХИТЕКТУРЫ U-NET

Хатинова Л.Ф.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
scorpion.lk@mail.ru
Науч. рук.: проф. Гильфанов К.Х.

В статье рассматривается применение нейронных сетей архитектуры U-Net для решения задач семантической сегментации изображений и обнаружения посторонних объектов на трассах линий электропередачи. Предложена модифицированная архитектура U-Net, адаптированная для работы с аэрофотоснимками объектов энергетической инфраструктуры.

Ключевые слова: семантическая сегментация, нейронные сети, линии электропередачи, надежность, система контроля.

Обеспечение надежности и безопасности линий электропередачи (ЛЭП) является одной из важнейших задач в современной энергетике. Частой причиной повреждения инфраструктуры ЛЭП становятся посторонние объекты. Традиционные методы мониторинга требуют значительных временных и трудовых затрат, что обуславливает актуальность разработки автоматизированных систем контроля на основе компьютерного зрения.

Семантическая сегментация с использованием нейронных сетей архитектуры U-Net, первоначально разработанной для биомедицинской сегментации, демонстрирует высокую эффективность в различных областях компьютерного зрения благодаря своей U-образной структуре с пропускающими соединениями.

U-Net состоит из энкодера (сжимающего пути) и декодера (расширяющего пути). Энкодер извлекает признаки из входного изображения, постепенно уменьшая пространственное разрешение и увеличивая глубину карт признаков. Декодер восстанавливает пространственное разрешение, комбинируя увеличенные карты признаков с соответствующими картами из энкодера через пропускающие соединения [1].

Для практической реализации системы мониторинга предлагается разработать архитектуру нейронной сети на основе U-Net с дополнительными механизмами внимания. Первый этап включает создание модифицированной модели U-Net, где в качестве энкодера используется предобученная сеть EfficientNetB4. Это позволит использовать преимущества трансферного обучения и значительно ускорить процесс сходимости модели.

Для эффективного обучения модели реализуется комплексный пайплайн предобработки данных. На этом этапе применяются специализированные техники аугментации, адаптированные для аэрофотоснимков ЛЭП, включая случайные повороты, изменения яркости и контраста, а также геометрические преобразования. Особое внимание уделяется сохранению соответствия между исходными изображениями и масками сегментации при применении преобразований.

Обучение модели проводится с использованием комбинированной функции потерь на основе Dice Loss, которая особенно эффективна при работе с сильно несбалансированными классами, характерными для задач сегментации объектов ЛЭП. Данная функция потерь, также известная как метрика Сёренсена-Дайса [2], измеряет схожесть истинной и предсказанной карт по формуле

$$\text{Dice Coefficient} = \frac{2|A \cap B|}{|A| + |B|}.$$

Семантическая сегментация решает проблемы мониторинга линий электропередачи путем точного пиксельного анализа аэрофотоснимков. Алгоритм не просто обнаруживает наличие посторонних объектов в охранной зоне, но и точно определяет их пространственное положение относительно токоведущих частей.

Проведенное исследование демонстрирует значительный потенциал применения архитектуры U-Net и ее модификаций для решения задач автоматического мониторинга линий электропередачи. Перспективным направлением представляется интеграция разработанных алгоритмов в комплексные системы мониторинга, сочетающие данные аэрофотосъемки, тепловизионные изображения и информацию со стационарных датчиков. Внедрение предложенных решений в практику эксплуатации энергетической инфраструктуры позволит существенно повысить эффективность профилактических мероприятий и снизить риски аварийных ситуаций, связанных с наличием посторонних объектов в охранных зонах ЛЭП [4, 5].

Источники

1. Использование аппаратно-реализованных сверточных нейронных сетей класса U-NET / И.В. Зоев [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Промышленная кибернетика. 2023. Т. 1. С. 7–16.

2. The Dice loss in the context of missing or empty labels: Introducing Φ and ε / S. Tilborghs // Препринт. 2022.

3. Гильфанов К.Х., Гайнуллин Р.Н., Нгуен Т. Энергосберегающая система отпоянения объектов электроэнергетики // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2020. Т. 12, № 1 (45). С. 56–53.

4. Попкова О.С., Файзуллина А.И., Гильфанов К.Х. Определение параметров для эффективности горения малосернистого мазута // Поли-тематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государст-венного аграрного университета. 2017. № 132. С. 1267–1276.

МЕТОДИКА РАЗРАБОТКИ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСТАНОВКАМИ ЗДАНИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Цветкова А.А., Гибадуллин Р.Р., Цветков А.Н.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
nedegradant@mail.ru, torianin@mail.ru, tsvetkov9@mail.ru

Изложены принципы управления вентиляционной установкой на основе дополнительно введенного датчика влажности в контролируемое помещение. Основное управление вентиляционной установкой осуществляется преобразователем частоты, подключенным к вентилятору и регулирующим его производительность. Представлена математическая модель помещения, работающая в зависимости от объема помещения, производительности вентилятора и прочих параметров, позволяющая определить тепловой и влажностный баланс помещения и рассчитать необходимое количество приточного воздуха.

Ключевые слова: модель, вентиляционная установка, преобразователь частоты, тепловлажностный баланс, алгоритмы регулирования.

Современные здания и сооружения характеризуются высокой долей энергопотребления системами вентиляции, отопления и кондиционирования воздуха, достигающей в ряде случаев 40–60 % от общего энергобаланса объекта. Традиционные системы с постоянной производительностью вентиляторов работают в режиме «максимальной готовности», что приводит к значительным перерасходам электро-энергии, особенно в периоды неполной загрузки помещений или при умеренных погодных условиях. Альтернативой является внедрение систем автоматического управления, в которых частота вращения электропривода вентилятора корректируется в реальном времени по данным датчиков температуры и влажности, установленных непосредственно в обслуживаемых помещениях. Такой подход позволяет поддерживать заданные параметры микроклимата с минимальными энергозатратами.

Производительность вентилятора, развиваемое давление и потребляемая механическая мощность связаны с частотой вращения рабочего колеса законами подобия для лопастных машин. Следовательно, даже незначительное снижение частоты вращения приводит к существенному уменьшению потребляемой мощности. Например, при уменьшении частоты на 20 % мощность снижается на 48,8 %. Однако в системах, где требуется поддерживать температуру и влажность в помещении, необходимо определять требуемую производительность вентилятора не произвольно, а на основе баланса тепла и влаги.

Рассмотрим помещение как объект управления с сосредоточенными параметрами. Уравнение теплового баланса имеет вид:

$$C_B \frac{dT_{\text{пом}}}{dt} = Q_{\text{внутр}} + Q_{\text{солн}} + Q_{\text{отоп}} - Q_{\text{вент}} - Q_{\text{огр}},$$

где $C_B = \rho_B c_B V_{\text{пом}}$ – теплоемкость воздуха в помещении, Дж/К; ρ_B – плотность воздуха, $\rho_B \approx 1,2$ кг/м³; c_B – удельная теплоемкость воздуха, $c_B \approx 1005$ Дж/(кг·К); $V_{\text{пом}}$ – объем помещения, м³; $T_{\text{пом}}$ – текущая температура воздуха в помещении, °С; $Q_{\text{внутр}}$ – тепловыделения от людей, оборудования, освещения, Вт; $Q_{\text{солн}}$ – поступление тепла от солнечной радиации, Вт; $Q_{\text{отоп}}$ – мощность системы отопления (если активна), Вт; $Q_{\text{вент}}$ – тепло, удаляемое вентиляционным воздухом, Вт; $Q_{\text{огр}}$ – теплопотери через ограждающие конструкции, Вт.

Тепло, удаляемое вентиляцией, определяется выражением:

$$Q_{\text{вент}} = \rho_B c_B Q_{\text{прит}} (T_{\text{пом}} - T_{\text{прит}}),$$

где $Q_{\text{прит}}$ – объемный расход приточного воздуха (производительность вентилятора), м³/с; $T_{\text{прит}}$ – температура приточного воздуха (обычно после калорифера или охладителя).

Уравнение влажностного баланса (по массе водяного пара):

$$V_{\text{пом}} \frac{dd_{\text{пом}}}{dt} = G_{\text{влад}} + \rho_B Q_{\text{прит}} (d_{\text{прит}} - d_{\text{пом}}),$$

где $d_{\text{пом}}$, $d_{\text{прит}}$ – влагосодержание воздуха в помещении и приточного соответственно, кг/кг; $G_{\text{влад}}$ – интенсивность влаговывделений от людей и процессов, кг/с.

Цель управления по температуре и влажности – это поддержание $T_{\text{пом}}$ и $d_{\text{пом}}$ в заданных пределах при минимальном расходе электроэнергии на привод вентилятора и тепловую подготовку воздуха. В предлагаемой системе управляющим воздействием является частота вращения вентилятора n , пропорциональная $Q_{\text{прит}}$. Дополнительно может регулироваться клапан нагревателя/охладителя. При этом используется следующая стратегия управления:

1) при отклонении температуры выше уставки и/или влажности выше уставки – увеличивается расход приточного воздуха (если приточный воздух холоднее и суше);

2) при отклонении температуры ниже уставки – сначала уменьшается расход, а при необходимости включается нагрев;

3) для энергосбережения реализуется принцип «наименьшего требуемого воздухообмена»: $Q_{\text{прит}}$ устанавливается минимально возможным, но достаточным для обеспечения допустимых отклонений.

С учетом того, что большинство зданий функционирует с переменной тепловлажностной нагрузкой (люди, солнечная радиация, открытые окна), реальная экономия для вентиляторных систем составляет от 30 % до 70 %. Например, для офисного помещения в межсезонье при средней загрузке 60 % от номинального расхода воздуха $Q/Q_{\text{ном}} = 0,6$) потребляемая мощность снижается в $0,6^3 = 0,216$ раз, т. е. экономия 78,4 % по сравнению с работой на полной мощности. С учетом снижения КПД на малых нагрузках фактическая экономия достигает 60–70 %.

Разработка систем контроля и управления климатическими установками с регулированием электропривода вентилятора по данным датчиков температуры и влажности является научно обоснованным и технически реализуемым направлением повышения энергоэффективности зданий. Предложенные математические модели тепловлажностного баланса и алгоритмы регулирования с логикой выбора максимального требуемого расхода позволяют поддерживать комфортные условия при минимизации энергопотребления. Применение преобразователей частоты и современных контроллеров обеспечивает окупаемость таких систем в течение 1–3 лет. Дальнейшие исследования могут быть направлены на использование прогнозных моделей погоды и машинного обучения для адаптивной настройки параметров регуляторов.

Источники

1. Цветкова А.А. Технико-экономический расчет параметров вентиляционной системы с учетом внедрения элементов автоматизации // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы IX Нац. науч.-практ. конф. Казань, 2024. С. 260–263.

2. Цветкова А.А., Цветков А.Н. Автоматизация в системе вентиляции в зависимости от влажности помещения // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы VIII Нац. науч.-практ. конф. Казань, 2023. С. 287–291.

3. Цветкова А.А., Цветков А.Н. Повышение энергоэффективности вентиляционной системы в ночные периоды // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы VII Нац. науч.-практ. конф. Казань, 2022. С. 218–221.

4. Цветкова А.А. Оптимизация режимов работы вентиляционных установок для введения «ночного» экономного режима работы // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы XVII Всерос. открытой молод. науч.-практ. конф. Казань, 2022. С. 230–233.

5. Цветкова А.А. Снижение расхода электрической и тепловой энергии вентиляционной системой // Тинчуринские чтения – 2022 «Энергетика и цифровая трансформация»: материалы Междунар. молод. науч. конф. Казань, 2022. С. 240–242.

3D-ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК ПОДСТАНЦИИ 110 кВ КАК ИНСТРУМЕНТ ЦИФРОВИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Чистяков А.В.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

chistik2k7@gmail.com

Науч. рук.: ст. преп. Прец М.А.

В статье описывается структура и возможности 3D-цифрового двойника подстанции 110 кВ, интегрирующего 3D-модели, схемы и оперативные данные. Показана роль графики для визуализации и унификации. Рассмотрены варианты интеграции с SCADA и применения в диспетчеризации, обучении и планировании реконструкции.

Ключевые слова: цифровой двойник, инженерная графика, 3D-моделирование, электроэнергетические системы, цифровизация, SCADA, оперативно-диспетчерское управление.

Цифровизация электроэнергетических систем и сетей от уровня генерации до потребления требует создания единого информационного пространства, в котором геометрические, топологические и режимные данные представлены в согласованном виде [1]. Одним из ключевых инструментов такой интеграции становится 3D-цифровой двойник подстанции, сочетающий методы инженерной графики, технологий информационного моделирования сооружений (BIM) и средств расчёта электрических режимов [2]. Для подстанций классов напряжения 110–220 кВ цифровой двойник позволяет повысить качество проектных решений, упростить анализ режимов и обеспечить наглядную поддержку оперативно-диспетчерского управления [3].

Создание 3D-цифрового двойника подстанции 110 кВ предполагает формирование библиотеки параметризованных графических элементов основного оборудования: силовых трансформаторов, выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ограничителей перенапряжений, сборных шин и кабельных соединений. На этапе инженерной графики задаются геометрические размеры, взаимное расположение и привязка элементов к координатной системе площадки. Использование единой системы условных графических обозначений и правил нанесения размеров обеспечивает сопоставимость и читаемость моделей для разных проектов и пользователей [4].

На следующем этапе осуществляется построение взаимосвязанной системы первичных и вторичных схем подстанции. На основе 3D-модели формируются плоские чертежи общих видов и планов, однолинейные и многолинейные схемы, схемы собственных нужд и вторичных цепей. При этом элементы инженерной графики (линии, шины, условные обозначения аппаратов) связываются с объектами 3D-модели через уникальные идентификаторы. Такая интеграция позволяет при выборе элемента на схеме автоматически переходить к его трёхмерному представлению и связанным эксплуатационным данным (номинальные параметры, уставки релейной защиты, результаты испытаний и т. п.) [5].

Ключевой этап – интеграция цифрового двойника с программными комплексами для расчёта режимов работы электроэнергетических систем, а также с SCADA и АСУ ТП. На основе графической модели формируется эквивалентная расчётная схема с указанием параметров линий, трансформаторов и нагрузок. Результаты расчёта потокораспределения, токов короткого замыкания и других режимных показателей визуализируются в 3D-среде: цветом и толщиной элементов отображаются уровни загрузки, стрелками – направления потоков мощности, а в текстовых аннотациях – численные значения токов и напряжений. Это повышает наглядность анализа сложных режимов и снижает вероятность ошибок при принятии оперативных решений.

Цифровой двойник открывает значительные перспективы для обучения и тренажёрной подготовки оперативного персонала. Интерактивная 3D-модель подстанции, снабжённая сценариями переключений и имитацией аварийных ситуаций, даёт возможность персоналу отрабатывать навыки ведения оперативных переговоров, выполнения действий по типовым и нестандартным схемам, а также наглядно оценивать последствия ошибочных операций. Использование реалистичной инженерной графики оборудования и схем приближает условия тренажёра к реальной подстанции без риска для оборудования и персонала [6].

Успешное внедрение 3D-цифровых двойников подстанций 110 кВ сопряжено с необходимостью унификации требований к инженерной графике и форматам обмена данными. Разработка корпоративных стандартов на библиотеки графических элементов, правила оформления чертежей и схем, а также регламентов связки графических объектов с режимной информацией позволяет включить цифровой двойник в общую систему цифровизации электроэнергетических систем: от уровней генерации и магистральных сетей до распределительных сетей и узлов потребления [7]. Перспективы развития рассматриваемого направления

видятся в глубокой интеграции цифровых двойников подстанций в корпоративные платформы энергокомпаний, а также во внедрении методов искусственного интеллекта для аналитики больших данных, поступающих от цифровых подстанций и интеллектуальных систем учёта.

Источники

1. Цифровая энергетика: новая парадигма функционирования и развития: сб. ст. / Науч.-техн. совет Единой энергетической системы; под ред. Н.Д. Рогалева. М.: Изд-во МЭИ, 2019. 300 с.
2. Саленик И.И. BIM-технологий в энергетике // Актуальные проблемы энергетике – 2016: материалы науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. Минск: БНТУ, 2017. С. 365–366.
3. Валеев И.М., Макаров В.Г. Концепция управления цифровыми подстанциями будущего: учеб. пособие / Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. Казань: Изд-во КНИТУ, 2019. 152 с.
4. ГОСТ 2.701-2008. Единая система конструкторской документации. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению. М.: Стандарт-информ, 2009. 16 с.
5. Массель Л.В., Массель А.Г. Семантическое моделирование при построении цифровых двойников энергетических объектов и систем // Онтология проектирования. 2023. Т. 13, № 1 (47). С. 44–54.
6. Функционирование и развитие электроэнергетики в эпоху цифровизации: сб. ст. / Науч.-техн. совет Единой энергетической системы; под ред. Н.Д. Рогалева. М.: Изд-во МЭИ, 2021. 272 с.
7. Воркунов О.В., Ихсанова А.И., Гайнутдинова А.М. Особенности эксплуатации фотоэлектрических модулей солнечных электростанций // Международный журнал экспериментального образования. 2015. № 12-4. С. 582.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ГЕНЕРАЦИЯ ОДНОЛИНЕЙНЫХ СХЕМ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6–35 кВ НА ОСНОВЕ ГИС-ДАННЫХ В СИСТЕМАХ ИНЖЕНЕРНОЙ ГРАФИКИ

Чистяков А.В.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

chistik2k7@gmail.com

Науч. рук.: ст. преп. Прец М.А.

В статье рассматривается задача автоматизации построения однолинейных схем распределительных сетей 6–35 кВ на основе данных геоинформационных систем. Излагается структура исходной модели, последовательность её преобразования в электрическую топологию и алгоритм формирования схемы в соответствии со стандартами ЕСКД (единая система конструкторской документации). Демонстрируются возможности интеграции предлагаемого подхода с инженерными и режимными программными комплексами в контексте цифровизации процессов проектирования и эксплуатации электросетей.

Ключевые слова: однолинейная схема, инженерная графика, геоинформационные системы, автоматизированное проектирование, цифровизация, ЕСКД, СПДС.

Цифровизация электроэнергетики требует использования единых информационных моделей на всех уровнях. Однолинейные схемы остаются базовым документом для распределительных сетей, тогда как геоинформационные системы (ГИС) аккумулируют актуальные пространственные и атрибутивные данные о линиях, подстанциях и оборудовании [1]. Поэтому логично формировать однолинейные схемы в системах инженерной графики напрямую из ГИС-модели, а не создавать их вручную заново.

С точки зрения инженерной графики однолинейные схемы относятся к специализированным видам схем и должны выполняться в соответствии с требованиями ЕСКД и СПДС к видам схем, условным графическим обозначениям и оформлению чертежей [2]. Для сетей 6–35 кВ это означает стандартизированное отображение фидеров, секционирующих аппаратов, распределительных пунктов и трансформаторных подстанций, для чего в CAD/CAE-средах формируются библиотеки параметрических условных обозначений и типовые шаблоны схем.

Исходной моделью выступает ГИС-слой распределительной сети, в котором каждому объекту сопоставлены геометрия, атрибуты и устойчивый идентификатор [4]. На этой основе строится электрическая топология: формируется граф сети, где вершины – узлы (шины подстанций,

точки присоединения потребителей, места установки аппаратов), а рёбра – участки линий и кабелей. Алгоритмы на графах позволяют выделить фидеры, границы питающих центров и участки между коммутационными аппаратами, получая ориентированный граф, соответствующий структуре будущей однолинейной схемы.

Затем топологическая модель автоматически переводится в графическое представление. Для каждого типа объекта подбирается параметрический блок условного обозначения, выполненный по ЕСКД и СПДС [3], в который подставляются атрибуты из ГИС (тип оборудования, номинальные параметры, длина линии и др.). Алгоритм компоновки размещает элементы на чертеже по заданным правилам: задаётся направление развития схемы, порядок отображения секционирования, вставки коммутационных аппаратов и нанесения надписей. Геометрия схемы подчинена читаемости, а не реальным расстояниям, что соответствует её функциональному назначению.

Интеграция с режимно-технологическими программными комплексами позволяет использовать одни и те же исходные данные для формирования и расчётных, и графических моделей. На основе структурированных сведений о фидерах и оборудовании могут автоматически формироваться расчётные схемы для анализа режимов, согласованные с однолинейными схемами, построенными в системе инженерной графики [5]. Таким образом, достигается увязка ГИС, расчётных комплексов и инженерной графики в едином цифровом контуре распределительных сетей.

Практическая реализуемость подхода подтверждается развитием отечественного ПО для информационного моделирования [6] и инженерной графики. В ряде систем уже реализованы механизмы автоматического построения однолинейных схем на основе внутренней модели проекта и связанной базы атрибутов [7, 8]. Расширение этих механизмов за счёт использования ГИС-данных для сетей 6–35 кВ формирует сквозную цепочку «поле – ГИС – расчёт – схема – эксплуатация» и позволяет рассматривать автоматизированную генерацию однолинейных схем как важный элемент цифровизации распределительных электрических сетей.

Источники

1. Ярош В.А. Разработка и применение геоинформационных технологий в распределительных электрических сетях: дис. ... канд. техн. наук. Ставрополь, 2010. 203 с.

2. ГОСТ 2.701-2008. Единая система конструкторской документации. Схемы. Виды и типы. Общие требования к выполнению. М.: Стандартинформ, 2009. 16 с.

3. ГОСТ Р 21.101-2020. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации: национальный стандарт Российской Федерации. М.: Стандартинформ, 2020. 59 с.

4. Косяков С.В., Садыков А.М. Применение ГИС для анализа условий технологического присоединения к электрическим сетям // Вестник Ивановского государственного энергетического университета. 2015. № 5. С. 76–80

5. Идельчик В.И., Ярош В.А. Интеграция геоинформационных систем и режимно-технологических программных комплексов для управления эксплуатацией распределительных электрических сетей // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. 2008. № 2. С. 72–78.

6. Махмутов Б.Ф. Имитационное моделирование изоляции кабельных линий // Материалы XXV Всерос. аспирантско-магистерского науч. семинара, посвящ. Дню энергетика: в 3 т. / под общ. ред. Э.Ю. Абдуллазянова. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2022. Т. 1. С. 62–64.

7. Алексеев И. Российские BIM-технологии: разработка электротехнических схем // CADmaster. 2021. № 3 (97). С. 92–97.

8. Коровин С.В., Куракина О.Е. Гибридные энергетические системы сочетание ВИЭ и накопителей энергии в распределённой генерации // Техника и технология современных производств: сб. ст. VI Всерос. науч.-практ. конф. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2025. С. 163–166.

ИНЖЕНЕРНО-ГРАФИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ УМНОГО ЗДАНИЯ КАК ЭЛЕМЕНТ ЦИФРОВИЗАЦИИ ПРОЦЕССОВ ЭНЕРГОМЕНЕДЖМЕНТА

Чистяков А.В.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

chistik2k7@gmail.com

Науч. рук.: ст. преп. Прец М.А.

В статье рассматривается подход к интеграции инженерно-графической модели электросетей 0,4 кВ в цифровой контур управления «умным» зданием. Описываются принципы построения модели на основе BIM/САПР, её согласование с документацией и связь с данными диспетчеризации. Демонстрируется, что применение параметрических обозначений и единых идентификаторов обеспечивает наглядную визуализацию энергопотребления и способствует принятию обоснованных решений по эксплуатации здания.

Ключевые слова: умное здание, инженерная графика, BIM-модель, цифровой двойник, энергоменеджмент, СПДС, АСКУЭ.

В современной практике эксплуатации зданий данные об электрических сетях часто разрозненны и представлены в виде отдельных планов, фрагментов однолинейных схем и отчётов АСКУЭ. При этом электросети умных зданий усложняются за счёт интеллектуальных автоматов, распределённых средств учёта, локальных источников энергии и систем автоматизации. Возникает потребность в актуальной и структурированной модели, которая одновременно соответствует требованиям нормативной документации и может использоваться в цифровых системах энергоменеджмента. В качестве такого решения рассматривается инженерно-графическая модель электрических сетей, создаваемая на принципах информационного моделирования.

Система проектной документации для строительства задаёт общие требования к составу и оформлению планов, электротехнических схем и условных обозначений [1]. Для умного здания это означает, что графическая модель электрических сетей должна, с одной стороны, выпускаться в соответствии с действующим стандартом, а с другой – содержать однозначные идентификаторы и атрибуты элементов, пригодные для машинной обработки. Таким образом, одна и та же модель становится основой и для традиционной проектной документации, и для цифровых сервисов энергоменеджмента.

Развитие BIM-технологий позволяет использовать информационную модель здания в качестве единого репозитория данных об инженерных системах [2]. В BIM-среде оборудование электроснабжения описывается как набор взаимосвязанных объектов с геометрическими координатами, электрическими параметрами и эксплуатационными характеристиками. На основе такой модели формируются планы, спецификации и схемы. Концепция цифрового двойника дополняет этот подход: модель должна отражать фактическое состояние электрической сети на стадии эксплуатации и обновляться при модернизации и реконструкции, а при наличии телеметрии - отображать текущие режимы работы оборудования [3].

Практическое построение инженерно-графической модели опирается на библиотеку параметрических условных графических обозначений. Каждый символ (выключатель, шинопровод, кабельная линия и т. п.) связан с набором технических параметров и правилами отображения. Отечественные BIM- и САПР-комплексы для электротехнического проектирования уже поддерживают подобные библиотеки и обеспечивают автоматическое заполнение атрибутов при выпуске чертежей. Дополнительно вводится единая система кодирования, при которой один и тот же идентификатор используется в чертежах, в информационной модели и в системах учёта и диспетчеризации [5].

Инженерно-графическая модель увязывается с данными энергоменеджмента через привязку каждой точки измерения (счётчика, измерительного трансформатора, интеллектуального автомата) к конкретному элементу сети. В результате анализ отклонений по мощности, перегрузок и потерь выполняется не по абстрактным строкам отчёта, а по наглядным участкам сети на плане или схеме. Это упрощает локализацию проблемных зон, оценку последствий изменения схемы питания и подготовку мероприятий по энергосбережению [3].

На стадии эксплуатации цифровой двойник электрических сетей фактически выполняет роль актуального «паспорта» сети: в нём отражаются состав линий, возраст оборудования, результаты осмотров и ремонтов. Исследования применения технологии информационного моделирования в российских организациях показывают, что одна из ключевых проблем – разрыв между проектными подразделениями и службами эксплуатации. Если модель изначально создаётся как часть BIM-модели и передаётся эксплуатирующей организации, затраты на поддержание документации в актуальном состоянии сокращаются [4].

Использование инженерно-графической модели в связке с системой энергоменеджмента повышает прозрачность структуры электроснабжения, сокращает время анализа и снижает риски ошибок. Наличие единой цифровой модели создаёт основу для внедрения аналитических сервисов на базе больших данных [5, 6].

Таким образом, инженерно-графическую модель электрических сетей умного здания можно рассматривать не только как инструмент выпуска проектной документации, но и как ключевой элемент цифровой инфраструктуры энергоменеджмента.

Источники

1. ГОСТ Р 21.101-2020. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации: национальный стандарт Российской Федерации. М.: Стандартинформ, 2020. 59 с.
2. Мелехин А.А. Разработка моделей инженерных систем зданий и сооружений с использованием BIM-технологий // С.О.К. 2023. № 2. С. 20–21.
3. Манин П. Цифровой двойник объекта для стадии эксплуатации // С.О.К. 2022. № 1. С. 26–27.
4. Анализ внедрения технологии информационного моделирования в российских строительных компаниях по проектированию и строительству инженерных систем // Вестник Евразийской науки. 2020. Т. 12, № 3. С. 1–15.
5. Российские BIM-технологии: разработка электротехнических схем [Электронный ресурс] // Model Studio CS. URL: https://modelstudiocs.ru/uses/articles/cm_97_17.html (дата обращения: 14.11.2025).
6. Миннебаев Г.Ф. Энергомониторинг и управление электрическими сетями с помощью ecostruxure power operation // Вопросы устойчивого развития общества. 2022. № 7. С. 818–822.

ТЕПЛОВИЗИОННЫЙ КОНТРОЛЬ КОММУТАЦИОННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Шайгарданов Г.И.¹, Куракина О.Е.²
^{1,2}ФГБОУ ВО «КГЭУ», г.Казань, Россия
¹rusajgardanovg@gmail.com

Настоящая статья посвящена анализу актуальности и эффективности тепловизионного контроля коммутационного оборудования высоковольтных подстанций.

Ключевые слова: тепловизионный контроль, высоковольтные подстанции, коммутационное оборудование, Республика Башкортостан, неразрушающий контроль.

Надежное и бесперебойное электроснабжение является фундаментальным условием для функционирования современной экономики и обеспечения комфортной жизнедеятельности населения. В этом контексте высоковольтные подстанции, являющиеся ключевыми узлами энергетической системы, играют определяющую роль. Коммутационное оборудование подстанций – выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, а также токоведущие шины и кабельные соединения – испытывает значительные электрические и механические нагрузки. Их отказ может привести к серьезным авариям, длительным отключениям электроэнергии, значительным экономическим потерям и угрозе безопасности [1]. Традиционные методы контроля состояния оборудования, такие как визуальный осмотр или электрические измерения, часто не способны своевременно выявить скрытые дефекты на ранних стадиях их развития, особенно те, что связаны с ухудшением качества контактных соединений или частичными разрядами [2].

Именно здесь на первый план выходит тепловизионный контроль – передовой метод неразрушающей диагностики, основанный на регистрации инфракрасного излучения, испускаемого объектами. Любой электрический ток, проходящий через соединение с повышенным электрическим сопротивлением, вызывает нагрев этой области. Увеличение температуры сигнализирует о потенциальной неисправности: ослаблении контактного соединения, коррозии, трещине, износе или дефекте изоляции [3]. Тепловизор фиксирует это излучение и преобразует его в видимое температурное поле (термограмму), позволяя оперативно обнаружить «горячие точки» – зоны аномального перегрева, не прибегая к непосредственному контакту с токоведущими частями и без отключения оборудования. Это делает тепловизионную диагностику идеальным инструментом для профилактического и предиктивного обслуживания высоковольтных подстанций [4].

Республика Башкортостан, являясь одним из ведущих промышленных регионов России с развитым нефтехимическим комплексом, машиностроением, энергетикой и сельским хозяйством, обладает обширной и разветвленной электросетевой инфраструктурой. Высокая концентрация энергоемких производств предъявляет повышенные требования к надежности электроснабжения, поскольку даже кратковременные перебои могут привести к многомиллионным убыткам. Республика характеризуется значительными климатическими перепадами – от суровых морозов зимой до жаркого лета, что дополнительно усугубляет износ оборудования и повышает риски возникновения дефектов в коммутационных аппаратах и соединениях. Расширение городов и промышленных зон также требует постоянного ввода в эксплуатацию новых подстанций и модернизации существующих, что делает систематический контроль критически важным.

В условиях Башкортостана тепловизионный контроль коммутационного оборудования на подстанциях позволяет решать ряд стратегических задач. Во-первых, он обеспечивает своевременное выявление дефектов на ранних стадиях, таких как перегревы в контактных группах выключателей, разъединителей, местах крепления шин или кабельных муфтах. Это позволяет планировать ремонтные работы заранее, избегая аварийных отключений и связанных с ними потерь. Во-вторых, метод способствует повышению уровня электробезопасности, так как измерения проводятся дистанционно, исключая прямой контакт персонала с оборудованием под высоким напряжением. В-третьих, регулярная тепловизионная диагностика помогает оптимизировать графики технического обслуживания и ремонта, переходя от планово-предупредительной системы к предиктивной, когда работы проводятся только по фактическому состоянию оборудования. Это позволяет значительно сократить объем ненужных ремонтов и связанных с ними расходов, одновременно повышая эффективность использования ресурсов. В-четвертых, для региона, где энергосистема часто включает объекты с различным сроком службы – от устаревшего до модернизированного оборудования – тепловизионный контроль становится универсальным инструментом для оценки состояния всего парка электрооборудования.

Применение тепловизионного контроля в Республике Башкортостан, осуществляемое такими крупными энергетическими компаниями, как АО «БЭСК» или ее дочерними предприятиями, позволяет регулярно инспектировать тысячи единиц коммутационного оборудования на сотнях подстанций. Зачастую используются мобильные лаборатории, оснащенные высокочувствительными тепловизорами, что дает возможность оперативно обследовать объекты в различных районах республики, включая отдаленные и труднодоступные территории. На основании полученных термограмм специалисты проводят глубокий анализ, выявляют аномалии,

классифицируют их по степени опасности и дают рекомендации по дальнейшим действиям – от планового обслуживания до немедленного ремонта. Этот подход уже доказал свою эффективность, позволив предотвратить множество потенциальных аварий, значительно улучшить показатели надежности электроснабжения и снизить эксплуатационные расходы в регионе.

Таким образом, тепловизионный контроль является неотъемлемым элементом современной системы эксплуатации коммутационного оборудования высоковольтных подстанций [5]. На примере Республики Башкортостан очевидна его критическая роль в обеспечении стабильной работы энергетической системы, особенно в условиях высоких требований к надежности и сложного климата. Дальнейшее развитие этой технологии, включая автоматизацию процессов диагностики, интеграцию с системами мониторинга и применение алгоритмов искусственного интеллекта для анализа термограмм, будет способствовать еще большей эффективности и позволит энергетическим компаниям республики и всей страны успешно справляться с вызовами современного электроэнергетического комплекса, обеспечивая безопасность и бесперебойное энергоснабжение.

Источники

1. Хамматуллин Д.К. Тепловизионная диагностика электрооборудования подстанций [Электронный ресурс] // Экономика и социум. 2020. № 6-2 (73). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/teplovizionnaya-diagnostika-elektrooborudovaniya-podstantsiy> (дата обращения: 29.11.2025).

2. Гринев В.С., Бурнаев М.Н. Тепловизионный контроль силового электрооборудования [Электронный ресурс] // Техническая эксплуатация водного транспорта: проблемы и пути развития. 2025. № VII. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/teplovizionnyy-kontrol-silovogoelektrooborudovaniya> (дата обращения: 29.11.2025).

3. Шугай К.И. Система тепловизионного контроля электрооборудования [Электронный ресурс] // Вестник молодежной науки. 2023. № 2 (39). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sistema-teplovizionnogo-kontrolya-elektrooborudovaniya> (дата обращения: 29.11.2025).

4. Миннебаев Г.Ф. Защита высоковольтных подстанций от импульсных перенапряжений // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы XV Всерос. открытой молодежной науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2020. С. 169–172.

5. Фатхуллин Д.Р., Аксёнов С.Г. Нарушение правил эксплуатации электрических сетей, как основной фактор возникновения пожара // Международный журнал гуманитарных и естественных наук. 2022. № 12-4 (75). С. 84–86.

АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ АСКУЭ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Шайдулова Д.Ф., Куракина О.Е.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
Shaydulova.diana@gmail.com, esis.kgeu@bk.ru

В работе рассматривается автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии. Определена структура рассматриваемой системы. Выделены основные функции, выполняемые на каждом уровне. Приведены преимущества использования в распределительных сетях.

Ключевые слова: электроэнергия, система, учёт, контроль, параметры.

В настоящий момент важнейшей проблемой в области электроэнергетики является энергосбережение, задачи которого является экономия средств современного предприятия. Так как в условиях рыночной экономики затраченный киловатт-час закладывается в себестоимость продукции, что несёт за собой снижение конкурентоспособности.

Для решения данной проблемы необходимо выделить несколько составляющих энергосбережения: контроль, учёт и анализ потребления электроэнергии, а также внедрение новых технологий, позволяющих снизить потребление [1].

В качестве решения можно рассмотреть автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), в задачи которой входит: обеспечение контроля работы электрооборудования, коммерческий и технический учёт потребляемой электроэнергии. АСКУЭ применяется на промышленных предприятиях, электростанциях, подстанциях и снабжающих предприятий. В данную систему входят следующие компоненты: счётчик-коммуникатор; центральный управляющий сервер; счётчики. Задачи АСКУЭ можно выделить следующие: централизованный контроль и снятие параметров электроэнергии; вычисление и косвенное измерение параметров электроснабжения; дистанционное управление в рамках электрохозяйства, предоставление данных оперативному персоналу; отправка данных на сервера или в облачный сервис для дальнейшей обработки; контроль состояния технологического комплекса [2].

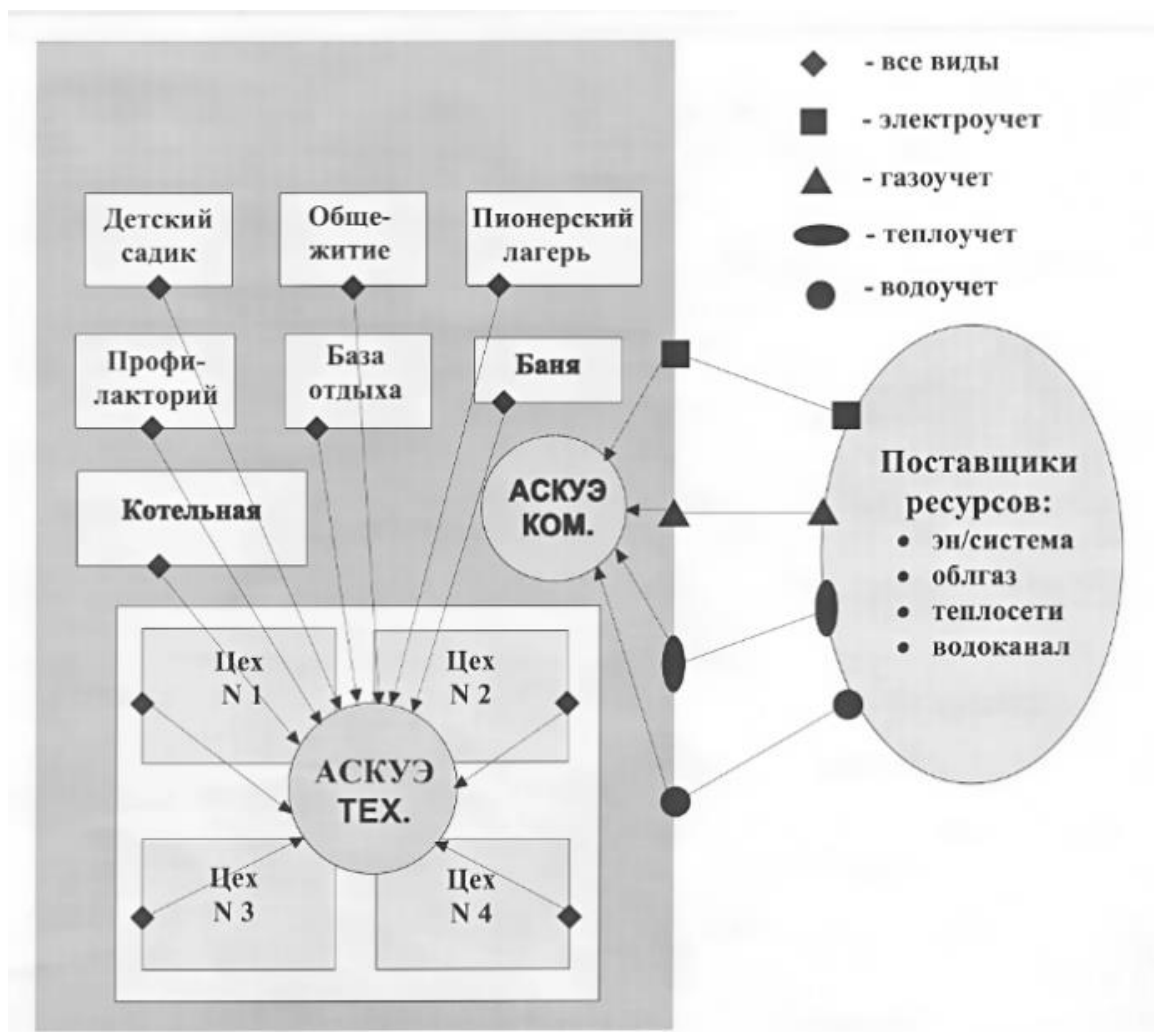
Активное внедрение таких систем обуславливается организацией в Российской Федерации оптового рынка электроэнергии. В самом начале АСКУЭ использовалась только для осуществления купли или продажи электроэнергии, но не использовалась функция регулирования режимов электроснабжения потребителя с целью энергосбережения. В настоящее время внедряемые АСКУЭ имеют три уровня.

Первым уровнем можно назвать узлы учета питьевой, хозяйственной или технической воды, счётчики электроэнергии, преобразователь расхода, всевозможные датчики. Этот измерительный уровень создаётся на базе унифицированных измерительных средств, которые обеспечивают бесперебойное функционирование без присутствия обслуживающего персонала [3].

На втором уровне (связующем) система может содержать в себе устройство сбора и передачи данных (УСПД), которая собирает, обрабатывает и передаёт измерительную информацию, телеметрические данные, которые получены с устройств первого уровня. УСПД может работать за счёт локального съема данных через интерфейс RS-232, так и через удаленный съём с помощью встроенного GSM модема, а также через сети Ethernet (как проводного, так и беспроводного). Она выполняет следующие функции: циклический опрос каждого подчинённого счётчика, их диагностики, сбора информации и регистрации ответов; хранение полученной информации; ведение и подготовка журнала событий; выполнение функций, переданных центром управления АСКУЭ; трансляция принятых команд подчинённым счётчикам.

Третий уровень производит операции сбора, обработки и хранения информации со всех узлов, затем предоставляется регламентированный доступ к оперативной и накопленной информации всем пользователям системы. В составе третьего уровня могут быть: сервера баз данных; фирменное программное обеспечение; средства приема-передачи данных (Рис.1). Техническая АСКУЭ работает следующим образом – данные о потреблении каждого коммунального ресурса со всех учётных помещений (общежитие, баня и т. д.) поступают в общую систему, где производится учёт затраченных ресурсов. Затем сформированная сумма потреблённых коммунальных ресурсов отдаётся в коммерческую АСКУЭ, где производится конвертация объёмов затраченных ресурсов в денежный эквивалент для выставления счетов поставщиками ресурсов потребителю.

Выделим преимущества применения АСКУЭ в распределительных сетях: рациональное энергопотребление и энергоэффективное использование ресурсов; возможность применения различных тарифов за потребление электроэнергии; автоматизированная обработка получаемых показаний и их хранение; возможность построения многоуровневых систем и передачи данных в различные уровни системы; удобный вид получаемой информации; возможность дистанционного получения собираемых показаний [4].



Структура АСКУЭ для коммерческого и технического учета электроэнергии

АСКУЭ бытовых потребителей позволяет эффективно решать проблемы учета энергопотребления в области ЖКХ, а также существенно облегчать работу ТСЖ. С помощью этой системы можно выявлять «проблемные» места коммуникаций в объекте, который содержит АСКУЭ. Это может исключить возникновение аварийных ситуаций [5].

Подводя итог, можно сказать, что внедрение автоматизированных систем контроля и учёта энергоресурсов позволяет сводить к минимуму затраты на энергоресурсы, решать спорные вопросы между покупателем и поставщиком электроэнергии при помощи автоматизированного учета.

Источники

1. Ибрагимова Л.Р., Идиатуллина А.М. Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности как инструмент Стратегии устойчивого развития города // Вестник Казан. технол. ун-та. 2011. № 2. С. 198–213.

2. Ибрашева Л.Р. Энергосберегающие технологии в ЖКХ России // Вестник Казан. технол. ун-та. 2012. № 2. С. 224–230.

3. Применение АСКУЭ как современного способа учета и анализа энергоресурсов / А.А. Кубаевский [и др.] // Научные исследования: от теории к практике. 2015. Т. 2, № 4 (5). С. 42–45.

4. Хайруллин Р.И., Воркунов О.В. Способы устранения несимметричности нагрузок в электрических сетях 0,4 кВ // Технологический суверенитет и цифровая трансформация: материалы Междунар. науч.-техн. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2024. С. 262–266.

5. Родионов И.А., Воркунов О.В., Куракина О.Е. Бесконтактная диагностика трансформаторного оборудования // Инициативы молодых – науке и производству: сб. ст. VII Всерос. науч.-практ. конф. молодых ученых и студентов. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2024. С. 463–465.

СТАТИСТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ И СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ В ВЫСОКОВОЛЬТНОМ ОБОРУДОВАНИИ

Шакиров М.А.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

shakirov.ma@bk.ru

Науч. рук.: проф. Усачев А.Е.

В статье рассмотрены методы диагностики частичных разрядов (ЧР) в локальных дефектах высоковольтной изоляции. Описаны ключевые этапы процесса: обнаружение, классификация и локализация. Подробно разбираются физические методы диагностики, используемые датчики и статистические подходы для создания «цифрового отпечатка» дефекта.

Ключевые слова: частичные разряды (ЧР), диагностика высоковольтного оборудования, классификация частичных разрядов, фазово-зависимая классификация (ФЗК), локализация дефектов.

Частичные разряды (ЧР) представляют собой локальные пробой (шунтирование) части высоковольтной изоляции, которые приводят к понижению электрической прочности и надёжности высоковольтного оборудования. Для предотвращения аварийных ситуаций важны распознавание типа, степени опасности ЧР и их классификация, включающая такие виды, как внутренние, поверхностные и коронные разряды. Исторически анализ ЧР производился по эллиптическим схемам осциллограмм; однако внедрение цифровой обработки сигналов позволило значительно автоматизировать процесс их распознавания [1].

Диагностика ЧР является многоэтапным процессом, который включает три ключевые стадии: обнаружение, классификацию и локализацию [2].

Обнаружение ЧР выполняется с помощью стандартных детекторов, обычно работающих в полосе частот около 250 кГц. Классификация определяет характер дефекта и его потенциальную опасность.

Локализация служит для точного установления места возникновения разряда, а также для идентификации материала и оценки напряжённости электрического поля в этой точке.

Классификация ЧР подразделяется на фазово-зависимую и временную [2]. Фазово-зависимая классификация (ФЗК) анализирует шаблоны разрядов относительно фазы приложенного синусоидального напряжения (50 Гц). В свою очередь, временной метод требует использования широкой полосы измерений, достигающей 1000 МГц, и предоставляет важную информацию об эволюции дефекта и общем старении изоляции.

ФЗК основана на применении статистических операторов к паттернам импульсов ЧР в фазовых окнах. При этом распределение числа импульсов и средних амплитуд напрямую зависят от конкретного типа дефекта [2].

Комплекс таких операторов, как асимметрия, куртозис, число пиков, корреляция и разрядный фактор, формирует уникальную «цифровую подпись» дефекта, которая затем сравнивается с эталонной базой. Автоматизация этого процесса реализуется с помощью методов процента совпадений и центурного ранга в многомерном пространстве параметров [2].

Идентификационная база ЧР строится иерархически на трёх уровнях для обеспечения полноты данных [2]:

- 1) стандартные дефекты, представленные искусственными моделями;
- 2) промышленные модели, включающие масштабные или полноразмерные дефекты, имитирующие условия в кабелях или трансформаторах;
- 3) реальные объекты, то есть данные, полученные с дефектов в работающем промышленном оборудовании.

Обнаружение ЧР может осуществляться с использованием различных физических подходов: электрических, акустических, радиоволновых и оптических методов. Каждый из них имеет свои достоинства и ограничения.

Электрические методы измеряют импульсы тока и являются наиболее информативными, предоставляя данные об амплитудах, временных характеристиках и фазовых распределениях; однако они требуют чувствительной аппаратуры и защиты от наводок [1].

Акустические методы регистрируют ультразвуковые волны и хорошо подходят для локализации дефектов в крупногабаритных объектах [1].

Радиоволновые методы анализируют индуцированные помехи, что полезно для диагностики длинных линий электропередач и крупных распределительных устройств (РУ) [1].

Оптические методы фиксируют вспышки и оптический поток ЧР, требуя при этом применения высокочувствительных фотоприёмников [1].

В качестве датчиков используются ВЧ-трансформаторы тока, ВН-конденсаторы, датчики переходного напряжения заземления и акустические сенсоры. Современные комплексы интегрируют несколько типов сенсоров и поддерживают онлайн-мониторинг для непрерывного контроля оборудования без его остановки [3].

Локализация часто выполняется по временной разнице прихода сигналов к датчикам (одно- или двусторонний метод). При этом двусторонний метод обеспечивает более высокую точность.

Для диагностики используются спектрографические, временные и статистические параметры, такие как интенсивность, центурный ранг и процент совпадений. Интенсивность определяется как усреднённое действующее значение импульса за период напряжения. Параметр PDI (Partial Discharge Intensity) особенно полезен для построения трендов состояния изоляции [3, 4]. Повышение числа наблюдаемых импульсов прямо пропорционально повышает точность анализа. Благодаря фазовой привязке удалось создать «цифровой отпечаток» дефекта, что значительно улучшило классификацию путём сопоставления с эталонами.

Использование статистической классификации ЧР существенно повышает достоверность диагностики и автоматизирует анализ. Для дальнейшего прогресса необходима отработка методик на реальных объектах, расширение баз данных стандартных дефектов и унификация методов измерения и анализа.

Источники

1. ГОСТ Р 55191-2012. Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов. М., 2013. 47 с.
2. Kreuger F.H., Gulski E., Krivda A. Classification of Partial Discharges // IEEE Transactions on Electrical Insulation. 1993. Vol. 28, Iss. 6. Pp. 917–930.
3. New Proposed Method for Interpretation On line Partial Discharge Measurements Data of Turbine Generator / A.M. Baboraik [et al.] // Journal of Electrical Engineering & Technology. 2020. Vol. 15. Pp.1301–1311.
4. «R2200»: измеритель частичных разрядов в изоляции: руководство по эксплуатации [Электронный ресурс]. URL: <https://dimrus.ru/manuals/r2200um.pdf> (29.11.2025).

ВОДОРОДНЫЙ НАКОПИТЕЛЬ ДЛЯ РЕЗЕРВА МОЩНОСТИ НА УЗЛОВЫХ ПОДСТАНЦИЯХ

Шушкевич Д.С.

ГГТУ им П.О. Сухого, г. Гомель, Республика Беларусь

dmitrij.shuchkevich@mail.ru

Науч. рук.: ... Жуковец С.Г.

В статье представлена идея использования водорода для создания устойчивой работы в энергосистеме и экологичного метода запаса мощности, для повышения надёжности электроснабжения потребителей.

Ключевые слова: водород, электролиз, подстанция, резерв, устойчивость.

Водород, как энергоноситель может стать своеобразным интегрирующим и балансирующим элементом комплексной энергосистемы страны или локальных изолированных энергосистем, когда энергия, производимая в одном месте, используется для производства водорода, который потом тем или иным способом передается к месту потребления (для обратного процесса).

Для получения водорода в таком локальном характере нужно использовать электролиз, а именно генератор РЕМ, основными элементами генератора являются: катод и анод. Между ними расположена та самая протон обменная мембрана. Она обладает особым свойством – пропускает только протоны и не пропускает воду и газы. Мембрана сделана из особого высокотехнологичного полимера. На анод поступает деионизированная вода, где расщепляется на протоны, электроны и газообразный кислород. Протоны проходят через мембрану, а электроны движутся через внешнюю электрическую цепь. На катоде протоны и электроны воссоединяются, образуя газообразный водород (H_2).

Ещё одно преимущество водородных установок с РЕМ-технологией – это длительный срок службы (20 лет). Это обусловлено практическим отсутствием коррозии, ведь никаких агрессивных веществ в процессе работы не возникает.

Для преобразования водорода обратно в электроэнергию используем РЕМ топливного элемента является мембранно-электродный блок (МЭБ). Молекулы газообразного водорода (H_2) подаются к аноду, где под действием катализатора расщепляются на положительно заряженные ионы водорода (протоны, H^+) и отрицательно заряженные электроны (e^-). Протоны проходят через протонно-обменную мембрану к катоду.

Электроны не могут пройти через мембрану и вынуждены двигаться по внешней электрической цепи, создавая таким образом электрический ток, который можно использовать для питания внешних устройств. К катоду подается кислород (O_2) (обычно из воздуха). Здесь электроны и протоны соединяются с кислородом, образуя воду (H_2O), которая является единственным продуктом реакции (помимо тепла).

Преимущество данного метода заключается в быстросействии запуска при относительно низких температурах (обычно от 50 °C до 80 °C), что обеспечивает быстрый запуск и выход на рабочую мощность. Это позволит использовать его для покрытия пиков нагрузок, а также для резерва мощности во время отключения питающей сети трансформатора.

Из-за того, что отсутствует процесс сгорания и конструкция имеет минимальное количество механизмов, это позволяет использовать данный метод вблизи жилищных комплексов и энергетических объектов.

По сравнению с дизельным топливом водород позволяет более экологично создавать резерв и использовать его, так как в процессе преобразования водорода второстепенным веществом является вода либо кислород. Также водородное топливо в сравнении с дизельным топливом выигрывает по энергетической ценности. Один килограмм дизельного топлива равен 42,7 МДж/кг, а килограмм сжатого водорода равен 120 МДж/кг.

Рассмотрим расчёт резервной мощности подстанции в 250 кВт при помощи сжатого водорода и дизельного топлива продолжительностью 4 часа (табл. 1).

Таблица 1

Основные исходные параметры

Параметр	Значение
Резервная мощность подстанции	250 кВт
Время резервной работы	4 часа
Общая требуемая энергия	$250 \times 4 = 1000$ кВт·ч
Энергоемкость водорода	~33 кВт·ч/кг
КПД топливных элементов	~50 %
Полезная энергия из 1 кг H_2	16,5 кВт·ч ($33 \times 0,5$)

1. Расчет потребности в водороде:

- полезная энергия – 1000 кВт·ч;
- 1 кг водорода дает полезной энергии 16,5 кВт·ч;
- необходимое количество водорода: $1000 / 16,5 \approx 61$ кг H_2 .

2. Энергозатраты на производство водорода. Электролиз – КПД около 65 %, чтобы получить 1 кг H_2 (содержит 33 кВт·ч энергии), требуется ~50–52 кВт·ч электроэнергии. Значит для 61 кг H_2 потребуется: $61 \times 52 = 3172$ кВт·ч электроэнергии.

3. Стоимость производства водорода (РБ). Средний тариф на электроэнергию для промышленных потребителей (ночной тариф, 2025) ~ 0,07 \$ за 1 кВт·ч. Стоимость производства: $3172 \times 0,07 = 222$ \$ на 61 кг H_2 . Цена 1 кг $H_2 \approx 3,6$ \$.

4. Сравнение с дизель-генератором. Дизель-генераторы обычно имеют удельный расход ~ 0,25 л топлива на 1 кВт·ч, чтобы выработать 1000 кВт·ч энергии: $1000 \times 0,25 = 250$ литров дизеля. Средняя цена дизеля в РБ (2025) $\approx 1,3$ \$/л. (Итого затраты: $250 \times 1,3 = \sim 325$ \$)

5. Сравнительная таблица:

Показатель	Водородная система	Дизель-генератор
Произведенная энергия	1000 кВт·ч	1000 кВт·ч
Топливо	61 кг H_2	250 л дизеля
Себестоимость топлива	~222 \$	~325 \$
Условная себестоимость 1 кВт·ч	0,22 \$	0,325 \$
Выбросы CO_2	Практически нет	~670 кг CO_2
Шум, вибрации	Минимальные	Высокие

Таким образом, использование водорода на подстанции в качестве резервного источника, позволит повысить надёжность энергоснабжения.

Источники

1. Гриб Н. Водородная энергетика: мифы и реальность [Электронный ресурс]. URL: <http://www.ngv.ru/magazines/article/vodorodnaya-energetika-mify-i-realnost/> (дата обращения 15.11.2025).

2. Алексеев В.А., Колосов С.П. Развитие методов интеллектуального анализа в интеграции с моделями систем диспетчеризации энергосберегающего оборудования // Научно-производств. журнал «Автоматизация и ИТ в энергетике». 2013. № 11 (52). С. 35–42.

ДИАГРАММА ПАРЕТО ДЕФЕКТОВ СТЕН КОТЕЛЬНЫХ ЗДАНИЙ КАК ИНСТРУМЕНТ ЦИФРОВОГО УПРАВЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТЬЮ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ЭНЕРГОХОЗЯЙСТВА

Юдин В.Ю.
ФГАОУ ВО «КФУ», г. Казань
yudinvladislav@yandex.ru

В статье рассмотрен прикладной подход к цифровой приоритизации дефектов стен котельных зданий на основе диаграммы Парето по укрупненным категориям причин и стадиям развития. Показано, что ранжирование причин по частоте в сочетании с оценкой критичности (стадии А-С) позволяет выделить «ядро» дефектности, близкое к порогу 80%, и сосредоточить ресурсы на причинах, формирующих основной вклад в риск и потери. Предложен формат кодирования «причина×стадия» для цифрового паспорта объекта и интеграции в ЕАМ/CMMS с передачей приоритета работ в диспетчерский контур. Подход повышает управляемость ремонтной программы, снижает теплопотери и вероятность внеплановых остановов.

Ключевые слова: котельные здания, дефекты стен, диаграмма Парето, цифровизация, управление активами, риск-ориентированное обслуживание, энергоэффективность.

Цифровизация электроэнергетических систем «от генерации до потребления» в практическом смысле сводится к управлению надежностью и энергоэффективностью активов на основе данных, а не только к установке измерений и каналов связи [1]. Котельные здания, хотя и относятся к теплогенерации, являются частью энергохозяйства предприятия и энергоснабжения территории: их состояние влияет на устойчивость производства тепла, режимы собственных электрических нагрузок (насосы, вентиляторы, дымососы), потери энергии и частоту технологических ограничений, которые отражаются на потребителях [2]. В этой связи дефекты ограждающих конструкций следует трактовать как источник системных потерь и рисков, подлежащих цифровому учету и приоритизации наравне с оборудованием. Опорной моделью выступает диаграмма Парето дефектов стен по укрупненным категориям причин с разбиением по стадиям развития. Стадии задают инженерную шкалу критичности: А соответствует дефектам особо ответственных элементов с опасностью разрушения или резкого ухудшения работоспособности; В описывает предкритические повреждения без немедленной угрозы, но способные перейти в А при сохранении нагрузок и воздействий; С включает локальные дефекты, ограниченные по влиянию на несущую

способность и эксплуатационные параметры. Причины дефектов агрегируются в девять категорий: I – неравномерные осадки оснований и фундаментов; II – строительно-монтажные дефекты; III – замачивание и замораживание во влагонасыщенном состоянии; IV – прочие причины; V – неисправность кровли и системы водоотведения; VI – механические воздействия; VII – воздействие атмосферных осадков; VIII – коррозия закладных деталей и/или арматуры; IX – старение материалов. Ранжирование по частоте и кумулятивная кривая позволяют выделить «ядро» первопричин по правилу 80/20: в рассматриваемой структуре первые три категории (I–III) формируют 68,5 % дефектов, а добавление категории IV повышает накопленную долю до 79,3 %, то есть практически достигает порога 80%. Однако цифровая эксплуатация требует не только частотного анализа, но и учета тяжести последствий; именно поэтому важна внутренняя структура стадий A–C в каждой причине. Наиболее показателен случай категории I: доля дефектов стадий A+B достигает 75 %, что переводит осадки оснований из «массового» фактора в «массовый и потенциально аварийный» и требует опережающего мониторинга деформаций, трещинообразования и водопритока к фундаментам (см. рисунок).

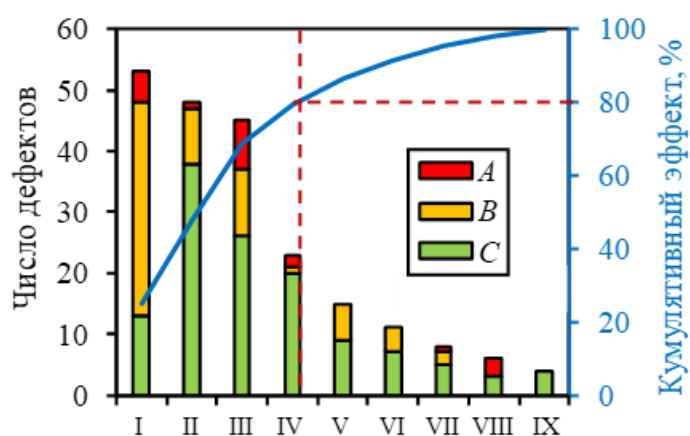


Диаграмма Парето дефектов стен котельных зданий по укрупненным категориям причин и стадиям развития. Категории причин дефектов и стадии развития

Для категорий, где чаще доминирует стадия C (например, часть строительно-монтажных и локальных влагосвязанных дефектов), приоритет смещается в область управляемости процесса: стандартизация узлов, контроль качества ремонтов, регламентация герметизации, устранение мостиков холода и обеспечение работоспособности водоотведения. Практическая ценность диаграммы Парето раскрывается при цифровой реализации: каждый дефект кодируется парой

«причина×стадия», после чего рассчитывается индекс риска стены как функция (а) доли категории в общем массиве и (б) удельного веса $A+B$ внутри категории. Индекс интегрируется в ЕАМ/СММС и цифровой паспорт здания (помещение, пролет, координата), автоматически формируя ранжированный план инспекций и работ, а также КРІ по снижению доли критических дефектов. В диспетчерском контуре (SCADA/журналы простоев/энергоучет) индекс связывается с событиями ограничений и перерасхода энергии, что обеспечивает прослеживаемость «причина → дефект → потери/простой → мероприятие → эффект». Таким образом, диаграмма Парето по причинам и стадиям становится простым, интерпретируемым и масштабируемым цифровым инструментом управления надежностью и энергоэффективностью энергообъекта на всем пути «генерация–потребление».

Источники

1 Серов А. Н., Шатохин А. А. Применение преобразователей частоты дискретизации для измерения спектра сигнала с помощью быстрого преобразования Фурье // DSPA: Вопросы применения цифровой обработки сигналов. – 2018. – Т. 8. – №. 4. – С. 79-84.

2 Боярская Н.П., Довгун В.П. Влияние гармонического состава токов и напряжений на эффективность энергосбережения // Вестник Красноярского государственного аграрного университета. Красноярск, 2010. – №4. – С. 130-134.

3 Цифровая обработка сигналов в электроэнергетике [Электронный ресурс]. – URL: <https://start.engee.com/tpost/0a2m74f9i1-tsifrovaya-obrabotka-signalov-v-elektroe> (дата обращения 25.11.2025).

СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ В ЭПОХУ ЦИФРОВИЗАЦИИ СЕТЕЙ

Юсупова Р.И.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

reginayusupova2805@gmail.com

Науч. рук.: доц. Зарипова Р.С.

Рассмотрены основные технологические решения, архитектура и компоненты. Детально проанализированы актуальные сценарии их применения – от повышения надежности электроснабжения до коммерческой диспетчеризации и интеграции возобновляемых источников энергии. Освещены нормативно-правовые

Ключевые слова: системы накопления энергии, цифровизация энергетики, активно-адаптивные сети, распределенная генерация, микросети.

Современная электроэнергетика переживает период фундаментальных изменений, движимых тремя основными трендами: декарбонизацией, децентрализацией и цифровизацией. Цифровизация экономики – одна из приоритетных задач, поставленных в программных документах, определяющих долгосрочную стратегию развития России [1]. В свою очередь цифровизация сетей превращает пассивную сеть в активную, управляемую и самонастраивающуюся среду. Системы накопления энергии (СНЭ) перестают быть лишь вспомогательным оборудованием, а становятся стратегически важным, активно-адаптивным элементом цифровой энергосистемы. Они выступают в роли «буфера» и «балансира», решая фундаментальную проблему несовпадения во времени генерации и потребления. Основой для энергетического перехода является СНЭ интегрирующиеся в цифровые электросетевые системы для решения задач, связанных с управлением потоками электроэнергии и обеспечением стабильного электроснабжения [2].

Аппаратные компоненты включают накопительный блок, систему преобразования энергии для преобразования DC/AC и систему управления батареями, обеспечивающую безопасность и долговечность. Цифровые компоненты включают в себя систему управления SCADA/EMS как «мозг» СНЭ, оборудование телемеханики для передачи данных и цифровые интерфейсы (API) для подключения к внешним платформам VPP, DRMS. Взаимодействие всех этих элементов представлено в обобщенной схеме, где аккумуляторный банк соединен с системой PCS/BMS и контроллером, через каналы связи передавая информацию в центр управления сетью.

Цифровизация раскрывает весь потенциал СНЭ, делая их работу гибкой и экономически целесообразной. Для медицинских учреждений, центров обработки данных, высокоточных производств, цифровое управление обеспечивает мгновенное переключение на питание от СНЭ при исчезновении сетевого напряжения. СНЭ так же могут генерировать или поглощать реактивную мощность, компенсируя просадки напряжения в удаленных концах распределительных сетей. Классический сценарий «сглаживания пиков» позволяет предприятиям избежать превышения лимита мощности и штрафов, заряжая СНЭ в периоды низкой нагрузки и используя накопленную энергию в часы пик.

Нормативно-правовая база и перспективы развития СНЭ определяются как международными инициативами, так и национальными стратегиями. В ЕС в 2023 году принята Рекомендация Комиссии «Хранение энергии – это основа обезуглероженной и безопасной энергетической системы ЕС», которая прямо называет накопители основой будущей энергосистемы и стимулирует их развертывание, в том числе путем устранения регуляторных барьеров. В России утверждена «Дорожная карта» развития высокотехнологичного направления «Системы накопления электроэнергии» (утв. Распоряжением Правительства № 2997-р от 10.11.2023). Она устанавливает требования к технологическому присоединению СНЭ, стимулирует локализацию производства и пилотные проекты. Однако правовой статус накопителя – как объекта генерации, потребления или сетевого оборудования – до конца не урегулирован, что сдерживает массовое коммерческое применение.

В рамках стратегического развития энергетики формируются несколько ключевых перспективных направлений, которые определяют эволюцию систем накопления энергии от локального инструмента до элемента глобальной цифровой экосистемы:

- конвергенция в архитектуру «Интернета энергии». Это направление предполагает переход к децентрализованной, клеточной модели энергосистемы, где автономные микросети, оснащенные СНЭ, осуществляют P2P-взаимодействие через цифровые платформы;

- модуляризация и гибридизация в виде контейнерных решений. Рыночный тренд на стандартизацию материализуется в виде предварительно смонтированных и настроенных СНЭ в транспортных контейнерах. Данные решения, предлагаемые рядом компаний, обеспечивают ускоренное внедрение по принципу «под ключ», обладают свойством модульности и предназначены для работы в гибридных комплексах с ДГУ и ВИЭ. Их применение для удалённых и промышленных объектов позволяет достичь экономического эффекта за счёт сокращения капитальных затрат и оптимизации режимов энергоснабжения;

– внедрение циркулярных моделей через использование аккумуляторов «второй жизни». Данное направление нацелено на снижение совокупной стоимости владения и экологического следа СНЭ за счёт применения бывших в употреблении тяговых аккумуляторов от электромобилей;

– оптимизация операционного управления на основе искусственного интеллекта. Максимизация экономической отдачи от СНЭ достигается за счёт внедрения продвинутых алгоритмов машинного обучения.

Существует множество разнообразных алгоритмов для обучения нейронных сетей [3]. Эти системы выполняют многовариантный анализ больших данных для предиктивного расчёта оптимальных режимов заряда и разряда, превращая накопитель из реактивного в проактивный актив.

Таким образом, системы накопления энергии представляют собой не просто дополнение, а неотъемлемый структурный элемент цифровой электроэнергетической системы, без которого успешный энергетический переход и построение сети нового технологического уклада оказываются невозможными.

Источники

1. Галимова Г.Ф., Воркунов О.В. Внедрение интеллектуальных электрических сетей // Приборостроение и автоматизированный электропривод в топливно-энергетическом комплексе и жилищно-коммунальном хозяйстве: материалы VII Нац. науч.-практ. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2022. С. 534–536.

2. Цифровизация в энергетике / Ю.С. Валеева, Р.С. Зарипова, К.А. Сарыев [и др.]. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. 229 с.

3. Лучинкин В.Л., Зарипова Р.С. перспективы применения нейронных сетей в энергетике // Технологический суверенитет и цифровая трансформация: материалы Междунар. науч.-техн. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2023. С. 77-80.

ВЛИЯНИЕ НЕЛИНЕЙНЫХ НАГРУЗОК НА КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И СПОСОБЫ ЕГО УЛУЧШЕНИЯ

Яковлева Е.В.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
elizaveta.iakovleva02@mail.ru

В данной статье рассмотрено влияние нелинейных электрических нагрузок на качество электроэнергии в низковольтных распределительных сетях, описаны механизмы появления высших гармоник, их воздействие на оборудование и параметры сети, а также приведены основные методы улучшения качества электроэнергии, включая фильтрацию, компенсацию, оптимизацию режимов работы и применение интеллектуальных систем мониторинга [1].

Ключевые слова: Качество электроэнергии, гармоники, нелинейные нагрузки, искажения напряжения, активные фильтры, сети 0,4 кВ.

Нелинейные электрические нагрузки становятся одним из ключевых факторов ухудшения качества электроэнергии в современных распределительных сетях, особенно в сетях низкого напряжения 0,4 кВ, где доля потребителей с электронными и преобразовательными устройствами растёт с каждым годом [6]. Нелинейными называются такие нагрузки, при которых потребляемый ток не является пропорциональным синусоидальному напряжению, в результате чего токи приобретают импульсный характер и содержат спектр высших гармоник, оказывающих негативное влияние на оборудование и режимы работы сети [2].

Источниками искажений являются импульсные блоки питания бытовой и компьютерной техники, частотно-регулируемые электроприводы, выпрямители, зарядные устройства электромобилей, светодиодные осветительные приборы и другая электроника с полупроводниковыми схемами [3]. Работа таких устройств сопровождается прерывистым потреблением тока, например при зарядке фильтрующих конденсаторов или в момент переключения силовых ключей, что приводит к появлению гармоник, кратных основной частоте. Основным показателем уровня искажений является коэффициент несинусоидальности THD, превышение которого вызывает значимые нежелательные последствия, определённые ГОСТ 32144-2013 [1].

Воздействие нелинейных нагрузок на электрические сети проявляется в нескольких направлениях. Прежде всего, из-за гармонических составляющих происходит дополнительный нагрев оборудования: трансформаторы работают с повышенными потерями в магнитопроводе, кабельные

линии испытывают рост тепловой нагрузки, а изоляция проводников стареет быстрее [4]. Особенно опасно повышение тока в нулевом проводнике при наличии третьих гармоник, которые суммируются в нулевой точке и могут приводить к перегрузке даже при нормальной фазной нагрузке [3].

Помимо повышения температуры, гармоники увеличивают активные потери в сети, уменьшая её энергетическую эффективность [2]. Это связано с увеличением действующего значения тока, возникновением вихревых токов в трансформаторах и повышенным нагревом кабелей. Другая важная проблема – снижение надёжности работы оборудования: гармоники вызывают ложные срабатывания релейной защиты, нарушения работы электроники, шум и вибрацию электродвигателей, снижение крутящего момента и ускоренный износ машин [4]. Чувствительные устройства могут полностью отказать, если искажения выходят за допустимые пределы.

Кроме того, токовые гармоники приводят к искажению напряжения, что отражается на всех потребителях в сети. Это вызывает мерцание освещения, скачки напряжения и нарушения работы источников распределённой генерации [5]. В условиях развития цифровых технологий и умных сетей устойчивость параметров напряжения становится особенно важно.

Для улучшения качества электроэнергии применяются различные методы, среди которых значимое место занимают пассивные и активные фильтры гармоник [5]. Пассивные фильтры представляют собой LC-контуры, настроенные на определённые гармоники, которые отводят их от сети. Они просты, недороги и надёжны, однако имеют узкий спектр действия и могут создавать резонансные явления [3]. Активные фильтры являются более современным решением: они вводят компенсирующий ток, противоположный по фазе гармоническим искажениям, способны компенсировать широкий спектр гармоник, регулировать реактивную мощность и эффективно работать при изменяющихся нагрузках [5]. Их недостатками являются более высокая стоимость и сложность обслуживания.

Наиболее результативным в ряде случаев оказывается применение комбинированных фильтрокомпенсирующих систем, позволяющих объединить преимущества обоих типов фильтров [4]. Помимо фильтрации используются также организационно-технические меры, включая перераспределение фазных нагрузок, применение трансформаторов с повышенной стойкостью к гармоникам, увеличение сечения проводов, а также использование стабилизаторов и устройств поддержки напряжения, предотвращающих нарушение питания чувствительных потребителей [6].

Особую роль играют интеллектуальные системы мониторинга качества электроэнергии – цифровые измерители, датчики IoT и алгоритмы анализа, позволяющие отслеживать параметры в реальном времени, прогнозировать опасные режимы и оптимизировать работу оборудования [2,7]. В условиях цифровизации энергетики такие решения становятся неотъемлемой частью распределительных сетей.

В заключение следует отметить, что влияние нелинейных нагрузок на качество электроэнергии становится всё более значимым фактором, определяющим эффективность и надёжность работы сетей 0,4 кВ [8]. Для минимизации негативных последствий требуется комплексное применение фильтрационных средств, организационных мероприятий и цифровых технологий, что позволяет обеспечить стабильную работу как бытовых, так и промышленных потребителей и повысить надёжность электроснабжения в целом [6].

Источники

1. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. М.: Стандартинформ, 2014. 19 с.
2. Bollen M.H.J. Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions. Wiley-IEEE Press, 1999. 672 p.
3. Arrillaga J., Watson N.R. Power System Harmonics. Wiley, 2003. 412 p.
4. Сюзев В.А. Энергетические гармоники и нелинейные нагрузки. М.: Энергоатомиздат, 2011.
5. IEEE Std 519-2014. Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems.
6. Бондаренко В.Е., Долгополова А.В. Качество электроэнергии в распределительных сетях. М.: Академия, 2019.
7. Аллагузина Р.Г., Востриков Д.Ю., Сандаков В.Д. Микроэлектронные устройства мониторинга качества электроэнергии в распределительных сетях // Электрические сети: надёжность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань, 2025. С. 296–301.
8. Будрина Е.А. Современные методы оптимизации секционирования распределительных сетей 6–10 кВ // Технологический суверенитет и цифровая трансформация: материалы Междунар. науч.-техн. конф. Казань, 2025. С. 57–60.

ТРАНСФОРМАЦИЯ СИСТЕМ ПРОИЗВОДСТВА И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ДЛЯ СОКРАЩЕНИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Яременко А. Г.¹, Галиев И.Ф.²

^{1,2}ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

yaraleksandr8@gmail.ru

Науч. рук.: доц. Галиев И.Ф.

В статье исследуются вопросы трансформации энергосистем для береговых и морских объектов, направленных на устойчивое развитие через сокращение выбросов парниковых газов и повышение энергоэффективности путем оптимизации дизельных генераторов, внедрения светодиодного освещения, интеграции солнечной и водородной энергетики, а также использования мини-ТЭЦ для централизованной генерации с применением попутного газа и автоматизированного управления. Эти меры отражают глобальные тренды в энергетике, где нефтегазовая отрасль стремится снизить свой экологический след, интегрируя современные, более чистые технологии в свои производственные процессы.

Ключевые слова: автоматическая система управления, программируемый логический контроллер, парниковые газы.

В связи с ростом глобального потребления энергии и экологических проблем в данной статье рассматривается трансформация систем производства и распределение электроэнергии. Ключевые предложения:

1) оптимизация дизельных генераторов, которая достигается через параллельную работу и синхронизацию, что позволяет объединять мощности, равномерно распределять нагрузку, повышать надежность (резервирование), снижать моторесурс и расход топлива/масла;

2) замена традиционных светильников на светодиодные, ламп накаливания и галогенных. Светильники с диодами должны быть сконструированы так, чтобы исключить ослепление, т. е. иметь достаточный защитный угол (обычно > 20–30 градусов в зависимости от зоны);

3) решения в области солнечной энергетики. Внедрение солнечных электростанций на беспилотных платформах и снижение зависимости от традиционных источников энергии будет способствовать переходу к устойчивой эксплуатации на месторождениях;

4) централизованная генерация электроэнергии («Центральный объект генерации электроэнергии и компримирования газа»): создание центральной морской газовой электростанции для снабжения энергией всех платформ;

5) мини-ТЭЦ с утилизацией дымовых газов, с использованием попутного газа для двухтопливного режима работы и автоматизированной системой управления (АСУ SCADA). Подача газа контролируется дроссельным клапаном, который управляется контроллером ComAp IntelliGen-BF в соответствии с требуемой частотой вращения и выходной мощностью. Газ смешивается с воздухом в общем смесителе, установленном перед турбокомпрессором. Компания ComAp реализует программное обеспечение (ПО): контроллеры (InteliBifuel) ручного и дистанционного запуска (MRS) позволяют эффективно управлять, контролировать генераторную установку вручную или удаленно (рис. 1).



Рис. 1. Контроллер ComAP

Контроллер ComAP предназначен для приложений, где действие управления системой осуществляется системным ПЛК.

Подача топлива автоматически контролируется электронной системой управления и регулирует объем подаваемого газа в зависимости от нагрузки двигателя. Система включает различные модули управления, актуаторы, датчики давления и температуры, смеситель газа и турбокомпрессор (рис. 2).

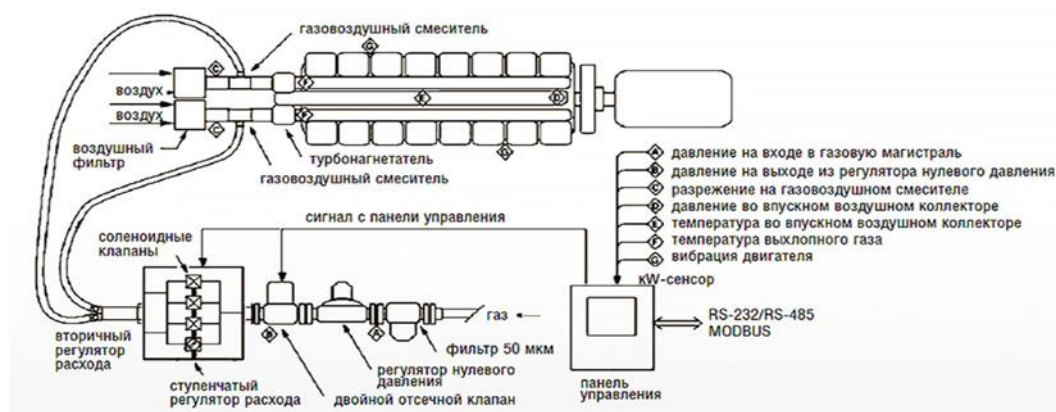


Рис. 2. Двухтопливный генератор после модернизации

Перевод дизельного генератора (например, САТ 100 кВА) на газ (метан/пропан-бутан) выгоден из-за разницы в цене топлива и повышения КПД, позволяя экономить более 30 % средств при частичном замещении дизеля, где 1 м³ замещает 1,1 л дизеля.

Примерная экономия. Если дизель стоит 60 руб./л, а газ – 10 руб/м³, то будем иметь:

– дизель (30 л/ч): $30 \text{ л} \cdot 60 \text{ руб./л} = 1800 \text{ руб./ч}$;

– газ (12 м³/ч): $12 \text{ м}^3 \cdot 10 \text{ руб/м}^3 = 120 \text{ руб./ч}$.

Вторым аспектом является экология – уменьшение токсичности выхлопных газов при переводе дизеля на газовое топливо. В случае работы оборудования в жилых зонах, больницах и других местах нахождения людей – этот аспект имеет существенное (либо определяющее) значение.

Таким образом, реализуется основная цель: разработка и обоснование технически осуществимого, экономически эффективного и экологически устойчивого решения по переходу морских и береговых объектов добычи на собственное энергообеспечение с использованием невозобновляемых (традиционных) и возобновляемых источников энергии, минимизируя или полностью исключая зависимость от дизельного топлива.

Источники

1. Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа на нефтяных промыслах / С.Р. Курбанкулов [и др.] // Вестник казанского технологического университета. 2016. Т. 19, № 12. С. 55–59.

2. Щерба В.А., Гомес А.Ш.С., Воробьев А.А. Перспективы утилизации попутного нефтяного газа в Российской Федерации // Проблемы региональной экологии. 2019. № 1. С. 139–144.

3. Экономические перспективы использования искусственного интеллекта в образовательном процессе студентами технического вуза / О.В. Воркунов, В.В. Максимов, О.Е. Куракина, А.В. Гильфанова // Экономика и управление: проблемы, решения. 2024. Т. 8, № 9 (150). С. 85–90. DOI: 10.36871/ek.ur.p.r.2024.09.08.012.

4. Способ измерения влагосодержания трансформаторного масла: пат. 2844728 Рос. Федерация № 2024135026; заявл. 22.11.2024; опубл. 05.08.2025, Бюл. № 22.

Секция 2. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

УДК 621.311

ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ КАК КЛЮЧЕВОЙ ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Акулов М.Ю.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

m_akulov2006@mail.ru

Науч. рук.: доц. Шарипов И.И.

В статье проводится комплексный анализ современных тенденций цифровизации электроэнергетических систем, охватывающей полный технологический цикл от генерации до конечного потребления. Особое внимание уделено практическим аспектам внедрения цифровых подстанций, интеллектуальных систем учета и технологий больших данных. Центральное место в исследовании занимает разработка перспективных принципов релейной защиты и автоматики на основе межподстанционного обмена данными по стандарту МЭК 61850. Доказано, что предлагаемые решения позволяют существенно повысить надежность и живучесть энергосистемы в условиях роста доли нестабильной возобновляемой генерации.

Ключевые слова: цифровая энергетика, интеллектуальные энергосистемы, Smart Grid, МЭК 61850, GOOSE, РЗА, цифровая подстанция, АИИС КУЭ, большие данные, ВИЭ.

Современный этап развития электроэнергетики характеризуется глубокой цифровой трансформацией, направленной на создание адаптивной, отказоустойчивой и экономически эффективной энергосистемы [1]. Этот процесс обусловлен необходимостью интеграции распределенной генерации, включая возобновляемые источники энергии (ВИЭ), повышения качества и надежности электроснабжения потребителей, а также оптимизации эксплуатационных затрат. Процессы цифровизации носят сквозной характер, затрагивая все технологические цепочки: от интеллектуального управления режимами генерации на основе предиктивных моделей до активного взаимодействия с потребителями через системы управления спросом (Demand Response).

Фундаментальным элементом цифровой трансформации являются цифровые подстанции, построенные на базе интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ), объединенных по стандарту МЭК 61850 [2]. Переход на полностью цифровой обмен данными между первичным и вторичным

оборудованием позволяет не только повысить точность измерений и быстродействие защит, но и реализовать принципиально новые функции. Внедрение таких решений является стратегическим приоритетом для АО «СО ЕЭС» в рамках комплексной модернизации сетевого хозяйства. Особое значение приобретает использование протокола GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event) для организации межподстанционного обмена данными в реальном времени, что создает основу для реализации координационных защит, функционирующих в масштабах сетевого района.

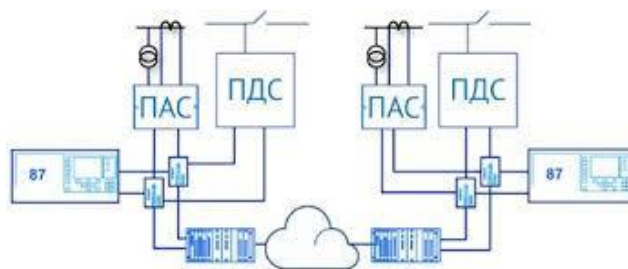
Критически важным направлением является развитие АИИС КУЭ, которые формируют единое информационное пространство для диспетчерского управления. Эти системы обеспечивают сбор, валидацию и анализ данных о перетоках мощности и балансах энергии в квазиреальном времени, что является основой для принятия обоснованных оперативных и долгосрочных решений [3]. Современные платформы АИИС КУЭ позволяют осуществлять мониторинг коммерческих и технологических потерь, проводить глубокий анализ графиков нагрузки и выявлять аномалии потребления. Интеграция данных с интеллектуальных приборов учета (АСКУЭ) создает основу для построения детализированных профилей нагрузки потребителей.

Для обработки эксабайтных объемов телеметрии все активнее применяются технологии больших данных (Big Data) и машинного обучения. Алгоритмы на их основе используются для решения широкого круга задач, от прогнозирования стохастической выработки ВИЭ до предиктивной аналитики оборудования [4]. Точный прогноз генерации от солнечных и ветровых электростанций на горизонте до 48 часов позволяет оптимизировать диспетчерское планирование и снизить объемы регулировочной мощности, резервируемой на традиционных электростанциях. Кроме того, методы машинного обучения применяются для классификации режимов работы энергосистемы и выявления потенциально опасных ситуаций.

Реализация новых принципов РЗА на основе межподстанционного обмена данными

Качественно новым этапом цифровизации становится использование стандарта МЭК 61850 для организации обмена данными в реальном времени между географически распределенными цифровыми подстанциями (ЦПС). Это создает основу для реализации координированных комплексов релейной защиты и автоматики, функционирующих в масштабах сетевого района. Как показано на рисунке, предлагаемая цифровая платформа обеспечивает интеграцию всех уровней энергосистемы –

от генерации до потребления. На уровне передачи и распределения ключевую роль играют цифровые подстанции, объединенные высокоскоростными каналами связи.



Обмен данными IEC 61850 в реальном времени между ЦПС
для реализации новых принципов РЗА

Именно эта интеграция позволяет реализовать перспективные функции, такие как быстродействующие поперечные дифференциальные защиты линий электропередачи на основе протокола GOOSE [5]. Данный протокол обеспечивает мгновенную передачу дискретных сигналов и данных о токах и напряжениях между устройствами РЗА разных подстанций, что позволяет создавать защиты с абсолютной селективностью и высоким быстродействием (30–40 мс). Это особенно актуально для сложноконтурных сетей, где традиционные дистанционные защиты не обеспечивают необходимой селективности.

Кроме того, цифровая платформа поддерживает создание распределенных систем автоматической противоаварийной управления (АПУ), способных анализировать режимные параметры с нескольких объектов одновременно. Это повышает обоснованность и селективность срабатывания автоматики при нарушениях нормального режима работы энергосистемы. Интеграция с системами мониторинга и диагностики оборудования позволяет реализовать адаптивные алгоритмы защит, учитывающие текущее техническое состояние основного оборудования.

Цифровая платформа также обеспечивает интеграцию систем прогнозирования выработки ВИЭ на основе больших данных, что позволяет оптимизировать режимы работы традиционной генерации. На уровне потребления платформа поддерживает управление активным спросом (Demand Side Management) через системы на основе интернета вещей (IoT), что позволяет агрегировать распределенные энергетические ресурсы для выравнивания графиков нагрузки [6]. Реализация динамического тарифообразования и программ управления спросом в реальном времени создает экономические стимулы для потребителей к участию в оптимизации режимов работы энергосистемы.

Таким образом, комплексная цифровизация, и в частности внедрение передовых решений на основе МЭК 61850 для задач РЗА, создает основу для перехода к качественно новому уровню управления электроэнергетической системой. Предложенная архитектура цифровой платформы позволяет интегрировать разнородные системы и технологии в единый управляющий комплекс. Это позволяет создать энергосистему, характеризующуюся повышенной устойчивостью, эффективностью, гибкостью и способностью к интеграции больших объемов возобновляемой генерации. Дальнейшие исследования планируется направить на разработку алгоритмов координации защит для сетей со значительной долей распределенной генерации.

Источники

1. Об утверждении Концепции развития интеллектуальной энергетики Российской Федерации на период до 2035 года: распоряжение Правительства РФ от 11 июня 2024 г. № 1512-р.

2. СТО 56947007-29.240.10.700-2023. Цифровые подстанции. Требования к проектированию, сооружению и эксплуатации.

3. О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в Российской Федерации [Электронный ресурс]: федер. закон от 27 декабря 2018 г. № 522-ФЗ // СПС КонсультантПлюс (дата обращения: 23.10.2025).

4. Воронин Д.С., Стрижак С.В., Трубников Д.В. Применение методов машинного обучения для прогнозирования выработки солнечных электростанций // Надежность и безопасность энергетики. 2023. Т. 16, № 3. С. 219–226

5. Сидоров А.Н., Козлов Д.В. Перспективы применения протокола GOOSE для организации поперечной дифференциальной защиты воздушных линий 110–220 кВ // Электричество. 2024. № 2. С. 34–41.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УПРАВЛЯЮЩИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ АЧР НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ

Алексеев Ф.В., Писковацкий Ю.В.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
lol17031981@bk.ru, yura_kazan@mail.ru

Рассматривается работа противоаварийной автоматики в энергетической системе и ограничения, связанные с напряжением 10/0,4 кВ. Предлагается внедрение устройства «ПАРМА УАЧР-12» для сетей 0,4 кВ, которое обеспечивает широкий спектр функций АЧР, защиты от аварийных ситуаций и восстановления питания. Данная тема актуальна ввиду постоянного дефицита генерирующих мощностей и необходимости повышения устойчивости электросетей.

Ключевые слова: АЧР, противоаварийная автоматика, АОСН, ЧАПВ, электро-снабжение, энергосистема.

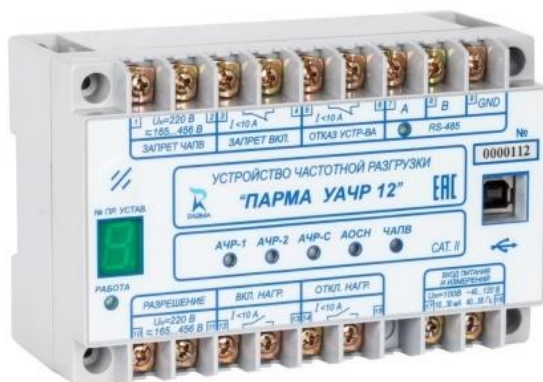
Работа противоаварийной автоматики тесно связана с функционированием энергетической системы. В связи с этим, на трансформаторных подстанциях напряжением 10/0,4 кВ, не удастся реализовать в полной мере функции ПА. В свою очередь, это ограничивает потенциал автоматической частотной разгрузки, поскольку исключает возможность отключения значительной части неприоритетных потребителей, что могло бы значительно улучшить показатели АЧР при дефиците генерируемой мощности [1].

Поэтому предлагается к использованию устройство специального назначения, разработанное компанией ПАРМА, рассчитанное на напряжение 0,4 кВ, и предназначенное для работы в сетях с аналогичным напряжением [2].

Современное цифровое микропроцессорное multifunctionalное устройство «ПАРМА УАЧР-12» способно выполнять функции автоматической частотной разгрузки как для отдельного, так и для группы присоединений, а также для отдельного регулируемого потребителя. Кроме того, его можно использовать в качестве реле частоты и реле напряжения.

Функционал данного оборудования включает в себя несколько функций, направленных на обеспечение стабильности и безопасности энергосистемы. Рассмотрим их подробнее.

Во-первых, это АЧР-1 – высокоскоростная система частотной разгрузки, способная оперативно реагировать на изменения частоты в сети. Имеется возможность блокировки ее действия при определенной скорости снижения частоты, что позволяет избежать ложных срабатываний и сохранить электроснабжение важных потребителей.



Устройство Частотной Разгрузки

Устройство реализует функцию АЧР-2, представляющую собой частотную разгрузку с возможностью реализации ввода ускорения при снижении напряжения.

Кроме того, устройство оснащено дополнительной частотной разгрузкой (АЧР-С). Эта функция обеспечивает отключение нагрузки, учитывая скорость изменения частоты в энергосистеме.

Для защиты от аварийных ситуаций, связанных со снижением напряжения, предусмотрена функция АОСН, которая осуществляет отключение нагрузки при падении напряжения [3].

Также реализована функция ЧАПВ, обеспечивающая автоматическое повторное включение по частоте и напряжению. Эта функция позволяет восстановить питание ранее отключенных потребителей после устранения аварийной ситуации, что значительно сокращает время перерыва в электро-снабжении.

Устройство оснащено встроенным журналом на 234 события, осциллографом аварийных процессов, и поддерживает связь с компьютером через USB-порт или интерфейс RS-485. Имеется поддержка протоколов обмена МЭК 60870-5-101.

Благодаря своей универсальности и широкому набору функций, данное оборудование находит применение в различных секторах электроэнергетики, включая промышленные предприятия, распределительные сети и генерацию. Устройство обеспечивает надежную защиту оборудования и стабильность электроснабжения в условиях колебаний частоты и напряжения [4].

Встроенные алгоритмы анализа позволяют оперативно реагировать на аварийные ситуации, предотвращая развитие системных сбоев. Высокая скорость обработки данных и быстроедействие исполнительных органов обеспечивают своевременное отключение потребителей при выходе параметров сети за допустимые пределы.

Таким образом, внедрение «ПАРМА УАЧР-12» позволяет повысить надежность электроснабжения, снизить риск аварий и оптимизировать работу энергосистемы. Это современное и эффективное решение для защиты оборудования и обеспечения стабильного электроснабжения в условиях постоянно меняющихся требований.

Источники

1. Новые технологии, материалы и оборудование в энергетике: моногр.: в 2 т. / О.В. Афанасьева [и др.]. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2018. Т. 1: Цифровые технологии, возобновляемые источники и малая энергетика. 423 с.
2. Гиёев Б.М. Управление нагрузкой на напряжении 0,4 кВ при действии автоматической частотной разгрузки в энергосистеме [Электронный ресурс]: дис. ... канд. техн. наук. URL: <https://mpei.ru/diss/Lists/FilesDissertations/346-Диссертация.pdf> (дата обращения: 09.11.2025).
3. Устройство частотной разгрузки «ПАРМА УАЧР-12» [Электронный ресурс]: руководство по эксплуатации. URL: https://printsip.ru/download/new16/RE_UAChR.pdf?ysclid=mig81um0yr118367106 (дата обращения: 10.11.2025).
4. Программа моделирования медленных колебаний частоты в энергосистеме: пат. 2024683827 Рос. Федерация № 2024682459; заявл. 30.09.2024; опубл. 14.10.2024, Бюл. № 10.

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА СБОРА, ОБРАБОТКИ И АНАЛИЗА ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, И АВТОМАТИЗАЦИИ

Ахметгараева А.Б., Гавриленко А.Н.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
sunny.levashova@mail.ru

Статья посвящена анализу процессов интеграции устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) с системами SCADA и другими системами управления энергосистемами. Рассматриваются технологические основы интеграции, включая применение микропроцессорных терминалов РЗА и внедрение международного стандарта МЭК 61850.

Ключевые слова: релейная защита, автоматизация, сбор данных, обработка сигналов, микропроцессорные терминалы.

Автоматизированная релейная защита электроэнергетических систем предполагает установку на энергетических объектах специализированного оборудования и комплексов [1]. Это необходимо для контроля и управления генерацией, транспортировкой и распределением электроэнергии как при штатной работе, так и в случае возникновения аварийных ситуаций [4]. Современные системы релейной защиты и автоматики (РЗА) представляют собой сложные киберфизические комплексы, эффективность которых напрямую зависит от качества сбора, обработки и анализа информации. Релейная защита осуществляет непрерывный контроль состояния элементов электроэнергетической системы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов, выявляя поврежденный участок и отключая его от электроэнергетической системы посредством воздействия на силовые выключатели [3]. Сегодня они не только выполняют защитные функции, но и являются основными источниками ценнейшей информации о режимах работы электрооборудования и динамических процессах в энергосистеме. Средства сбора информации составляют фундамент любой системы РЗА. На физическом уровне они начинаются с трансформаторов тока и напряжения, которые обеспечивают гальваническую развязку и преобразование первичных сигналов. В современных цифровых подстанциях традиционные трансформаторы активно вытесняются оптическими и электронными трансформаторами, непосредственно выдающими цифровой сигнал. Ключевым элементом становятся аналого-цифровые преобразователи (АЦП), которые с высокой частотой дискретизации (обычно 1000–5000 Гц) преобразуют аналоговые сигналы в цифровую форму. Особенностью современных

систем является распределенный сбор данных, при котором оцифровка сигналов происходит в непосредственной близости от первичного оборудования, а их передача – по высокоскоростным цифровым каналам связи, таким как Ethernet, с использованием стандартных протоколов, прежде всего МЭК 61850 [3]. Это позволяет создавать единое информационное пространство подстанции, где данные от сотен датчиков и устройств становятся доступными для любого авторизованного потребителя.

Методы обработки информации в микропроцессорных терминалах представляют собой сложные алгоритмы, работающие в реальном времени. Первичная обработка начинается с цифровой фильтрации входных сигналов, которая позволяет подавить высокочастотные помехи и выделить полезную составляющую. Для анализа переходных электромагнитных процессов используются алгоритмы дискретного преобразования Фурье (ДПФ), которые позволяют вычислять действующие значения токов и напряжений, выделять гармонические составляющие, определять симметричные составляющие. Современные алгоритмы, такие как полное волновое преобразование Фурье или вейвлет-анализ, обеспечивают высокую точность даже при наличии значительных несинусоидальных искажений и переходных процессов. Особую сложность представляет обработка информации в устройствах быстродействующей защиты, где критически важна минимальная задержка между поступлением входных данных и принятием решения. Здесь применяются оптимизированные алгоритмы, способные анализировать производные токов, использовать методы наложения полуволн и другие высокоскоростные методы оценки параметров сети. Анализ накопленной информации выходит далеко за рамки задач оперативной работы устройств РЗА. Современные системы накапливают огромные объемы данных: осциллограммы аварийных процессов, статистику срабатываний, отчеты о событиях, исторические тренды параметров режима. Анализ этой информации позволяет решать комплексные задачи. Во-первых, это пост-аварийный анализ, когда по осциллограммам и отчетам восстанавливается полная картина развития аварии, проверяется правильность действий устройств РЗА и персонала. Во-вторых, это диагностика состояния основного оборудования – по характеристикам срабатывания защит можно выявить дефекты в силовых трансформаторах, линиях электропередачи и другом оборудовании. В-третьих, это предиктивная аналитика – современные системы с элементами искусственного интеллекта способны анализировать исторические данные и выявлять закономерности, предшествующие отказам, что позволяет перейти от планово-предупредительного ремонта к обслуживанию по фактическому состоянию.

Важнейшим аспектом современных систем является обеспечение кибербезопасности на всех этапах работы с информацией [5]. Применяются методы криптографической защиты данных, аутентификации и авторизации пользователей, контроля целостности программного обеспечения. Стандарт МЭК 62351 специально разработан для обеспечения кибербезопасности в системах, использующих протоколы МЭК 61850.

В заключение следует отметить, что современные методы и средства работы с информацией в системах РЗА превратили их из простых исполнительных устройств в интеллектуальные аналитические комплексы. Интеграция систем РЗА с АСУ ТП, системами предиктивного анализа и центрами мониторинга создает основу для построения «цифрового двойника» энергообъекта, способного не только оперативно реагировать на аварии, но и прогнозировать их развитие, оптимизировать режимы работы и обеспечивать максимальную надежность энергоснабжения. Дальнейшее развитие связано с внедрением технологий машинного обучения и больших данных, что позволит перейти на качественно новый уровень интеллектуализации релейной защиты.

Источники

1. Иванов О.О., Иванов В.Л., Рысева В.В. Цифровые технологии релейной защиты и автоматики. СПб., 2025. 49 с.
2. Норенков И.П. Основы автоматизированного проектирования: учебник для вузов. 4-е изд., перераб. и доп. М.: Изд-во МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. 430 с.
3. Павлов Г.М., Меркурьев Г.В. Автоматика энергосистем: учебное пособие. М.: Высшая школа, 1985. 536 с.
4. Тешебаев А., Чынгызбек К., Борубаев И.Н. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем // ReFocus. 2024. № 2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/releynaya-zaschita-i-avtomatizatsiya-elektroenergeticheskikh-sistem> (дата обращения: 26.11.2025).
5. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: учебное пособие для техникумов. М.: Энергоатомиздат, 1998. 800 с.

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КАСКАДНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ ЛИНИЙ 500 кВ И РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА СИСТЕМНОЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Балыкова А.Д., Лапко В.Р., Ильина А.А.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

alena.06.06@mail.ru , lapkovadim3@gmail.com , L1ka02@yandex.ru

Науч. рук.: доц. Сафин М. А.

Разработан адаптивный алгоритм системной противоаварийной автоматики для предотвращения каскадных отключений в сетях 500 кВ. На основе имитационного моделирования в программном комплексе RastrWin3 проанализирован сценарий развития каскадной аварии в модифицированной модели реальной энергосистемы. Алгоритм использует данные системы WAMS для идентификации критических перегрузок линий и формирует оптимальные управляющие воздействия в реальном времени.

Ключевые слова: каскадная авария, противоаварийная автоматика, имитационное моделирование, RastrWin3, перезагрузка ЛЭП, WAMS, адаптивный алгоритм, электроэнергетическая система.

В электроэнергетических системах каскадная авария возникает, когда отключение одного элемента или части системы приводит к перегрузке соседних компонентов, что, в свою очередь, вызывает их отключение, запуская таким образом цепную реакцию. Существующие системы противоаварийной автоматики (ПА) часто обладают жесткой, заранее заданной логикой, что ограничивает их эффективность при нештатном развитии аварийных ситуаций [1]. Цель работы заключается в создании адаптивного алгоритма системной противоаварийной автоматики, который позволит в режиме реального времени проводить мониторинг состояния энергосистемы и, на основе полученных данных, сформировать управляющие воздействия, направленные на предотвращение и остановку развития каскадных аварий.

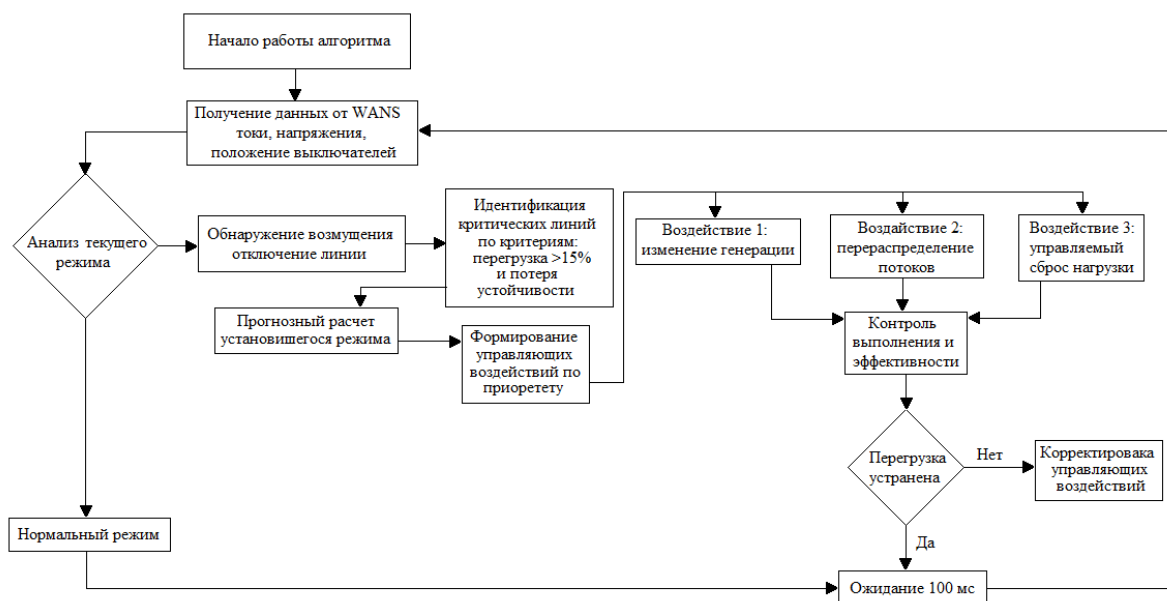
Исследование выполнено на модифицированной модели реальной энергосистемы с использованием программного комплекса RastrWin3. Модель включает в себя: 42 узла напряжения 500 кВ и 220 кВ, 18 генераторных станций общей напряженностью 12500 МВт, 58 линий электропередачи и 24 эквивалент нагрузки общей мощностью 9800 МВт. Базовый режим системы характеризовался передачей мощности 1500 МВт по транзиту 500 кВ. Отключение одной из основных линий 500 кВ вызвано трехфазным коротким замыканием [2].

Развитие каскадной аварии начинается с момента короткого замыкания и отключения линии Л-7-11 в нулевой момент времени. Это приводит к перераспределению потоков мощности, вызывая значительную перегрузку линий Л-5-9 (138 %) и Л-11-14 (145 %). Уже через 38 секунд срабатывает защита от перегрузки на линии Л-5-9, что влечет за собой лавинообразное нарастание перегрузки остальных линий и отключение линии Л-11-14 на 47-й секунде. К 63-й секунде система окончательно теряет устойчивость и распадается на два несинхронных района, что запускает лавину частоты. В результате к 79-й секунде происходит масштабное отключение 45 % нагрузки и 38 % генерации.

С помощью мониторинга и идентификации режима, прогнозного анализа устойчивости сформированы управляющие воздействия: дистанционное изменение генерации, перераспределение потоков по параллельным связям, управляемый сброс нагрузки. Параметры управляющих воздействий системы противоаварийной автоматики характеризуются различным быстродействием и диапазоном регулирования [3]. Наиболее мощным, но и самым медленным воздействием является изменение генерации, которое реализуется за 2–4 секунды с диапазоном регулирования до ± 300 МВт на одной станции. Более оперативным средством служит переключение связей в сети, выполняемое за 1–2 секунды и позволяющее перераспределить потоки мощностью до 500 МВт. Наиболее быстрым, но крайним средством является управляемый сброс нагрузки, который осуществляется за 0,5–1 секунду отдельными ступенями по 100–200 МВт каждая.

Разработанная блок-схема (см. рисунок) позволяет провести оценку работы системы. Алгоритм начинает работу со сбора данных в реальном времени от WAMS о токах, напряжениях и положении выключателей. При обнаружении возмущения в виде отключения линии выполняется прогнозный расчет установившегося режима и идентификация критических линий по критериям перегрузки и устойчивости.

На основе этого анализа формируются управляющие воздействия по приоритету от изменения генерации и перераспределения потоков мощности до управляемого сброса нагрузки. Особенностью алгоритма является замкнутый цикл контроля при недостаточной эффективности воздействий система через 100 мс корректирует их, продолжая работу до полной нормализации режима энергосистемы.



Блок-схема работы алгоритма

Анализируя разработанный алгоритм системной ПА. При его использовании время развития каскадной аварии сокращается более чем в четыре раза – с 79 до 18 секунд. Алгоритм позволяет ограничить отключение всего одной линии, в то время как без его применения происходит отключение восьми линий электропередачи. Наиболее значимым результатом является полное предотвращение сброса нагрузки (0 % против 45 % без ПА). Благодаря этому время восстановления нормального режима работы энергосистемы сокращается с более чем 240 минут до 12 минут.

Источники

1. О возможности предотвращения каскадных аварий [Электронный ресурс]. URL: <https://teplofor.pro/news/o-vozmozhnosti-predotvrashhenija-kaskadnyh-avarij/> (дата обращения: 27.10.2025).
2. Веников В.А. Электрические системы. Т. VIII Управление переходными режимами электроэнергетических систем. М.: Высшая школа, 1982. 247 с.
3. Координированное противозаварщичное управление нагрузкой и устройствами FACTS / Н.И. Воропай [и др.] // Электричество. 2005. № 10. С. 25–36.
4. Глускин И.З. Разработка иерархической, эшелонированной системы противоаварийного управления электроэнергетическими объединениями: дис. ... д-ра техн. наук. М., 2005. 258 с.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА

Валиуллин С.Р., Валиуллина Д.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
save1313@mail.ru, valiullinadiliya@mail.ru

Статья посвящена вопросам повышения надежности релейной защиты электро-энергетических систем путем внедрения технологий искусственного интеллекта. Рассматриваются современные подходы и тенденции в развитии интеллектуальных систем защиты, включая методы автоматической диагностики, оптимизации настроек и предотвращения ошибок отключения. Особое внимание уделено преимуществам использования машинного обучения и глубокого анализа данных для прогнозирования нарушений в работе энергооборудования. Приводятся примеры успешной реализации проектов с внедрением ИИ-технологий в сфере энергетики.

Ключевые слова: релейная защита, искусственный интеллект, электроэнергия, машинное обучение, диагностика, настройка уставок, надежность.

Современная энергетика предъявляет высокие требования к надёжности и быстродействию систем релейной защиты и автоматики (РЗА). Сегодня одним из наиболее перспективных направлений повышения уровня защищённости электросетей является применение интеллектуальных решений на основе искусственного интеллекта (ИИ). Такие технологии позволяют значительно повысить эффективность диагностирования состояний сети, оптимизировать выбор характеристик защитных элементов и снизить количество ложных отключений [1].

Современное состояние релейной защиты [4].

Традиционные устройства релейной защиты функционируют на основе заранее заданных фиксированных настроек и часто зависят от опыта проектировщика и эксплуатационного персонала. Это ограничивает возможности адаптации защиты к меняющимся условиям эксплуатации, что снижает её гибкость и увеличивает вероятность неправильных действий при авариях.

При возникновении сложных аварийных ситуаций традиционные системы зачастую оказываются неспособны точно оценить причину нарушения режима работы и принять оптимальное решение по локализации аварии. Особенно остро эта проблема проявляется в крупных энергетических системах, характеризующихся большой протяжённостью линий передачи энергии и высоким уровнем взаимозависимости отдельных компонентов.

Возможности искусственного интеллекта в релейной защите.

Искусственный интеллект позволяет преодолеть ограничения традиционных подходов путём внедрения самообучающихся алгоритмов и систем принятия решений [3].

Рассмотрим некоторые ключевые преимущества, которые обеспечивают интеллектуальные системы релейной защиты:

- выявление аномалий: использование машинного обучения для распознавания отклонений от нормального режима работы помогает своевременно выявлять неисправности и предотвращать серьёзные последствия аварий.

- прогнозирование повреждений: глубокое обучение способно предсказывать вероятные точки возникновения коротких замыканий и перегрузок, позволяя оперативно переключать режимы работы и перераспределять нагрузку;

- оптимизация выбора уставок: интеллектуальные алгоритмы способны автоматически настраивать характеристики защиты, учитывая текущие условия нагрузки и структуру сети;

- повышенная точность классификации неисправностей: ИИ обеспечивает лучшее различение типов повреждений, снижая число ошибочных отключений и повышая общую стабильность энергосистемы.

Примером успешного внедрения ИИ также являются зарубежные разработки, в которых реализованы средства самодиагностики и оперативного обнаружения дефектов.

Schweitzer Engineering Laboratories (SEL):

- SEL-751A Intelligent Electronic Device (IED) – система с поддержкой глубокого обучения для диагностики повреждений и предупреждения аварийных ситуаций;

- SEL-487E Bus Differential Relay – применяется технология нейронных сетей для повышения чувствительности и селективности защиты шин.

General Electric (GE Digital Energy): GE-Multilin MRP – семейство реле с возможностью самокоррекции уставок и выявления скрытых проблем на ранней стадии.

Mitsubishi Electric Corporation: MV9000 Smart Relay System – платформа, объединяющая датчики и реле с облачными сервисами для мониторинга и прогнозирования сбоев с помощью машинного обучения.

Применение искусственного интеллекта открывает новые горизонты для совершенствования систем релейной защиты и повышает безопасность эксплуатации электроэнергетических объектов [2]. Несмотря на определённые трудности внедрения новых технологий, рост заинтересованности

со стороны производителей и потребителей свидетельствует о положительном восприятии инновационных решений. Будущие исследования в области интеграции искусственного интеллекта в системы релейной защиты обещают существенно увеличить устойчивость и качество энергоснабжения в России и мире.

Источники

1. Алексеенко Г.П., Юревич Е.И. Теория релейной защиты: учебное пособие. СПб.: Издательство Политехнического университета, 2018. 356 с.
2. Столяров А.М., Павловская О.А. Методы повышения надёжности релейной защиты с использованием искусственного интеллекта // Энергетика и промышленность России. 2021. № 4. С. 34–41.
3. Федоров Н.Н., Царев Б.В. Использование нейронных сетей для улучшения точности диагностики в устройствах релейной защиты // Научно-технический вестник Поволжья. 2023. № 3. С. 12–18.
4. Мусин И.Х., Гарфиев И.Б., Сандаков В.Д. Релейная защита: от традиционных методов к Smart Grid // Энергетика будущего: материалы Всерос. науч.-практ. конф., посвящ. 80-летию профессора Ф.Р. Исмагилова. Уфа: Уфимский университет науки и технологий, 2024. С. 73–77.

ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕРНИЗИРОВАННОЙ ДУГОВОЙ ЗАЩИТЫ В СЕТЯХ 6–10 кВ

Валиуллин С.Р., Валиуллина Д.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
save1313@mail.ru, valiullinadiliya@mail.ru

Работа посвящена внедрению методики защиты от дуговых замыканий посредством датчиков давления, размещённых в распределительных подстанциях напряжением 6–10 кВ, обеспечивающее эффективное отключения первичного оборудования с резервированием вышестоящим выключателем. Селективная схема дуговой защиты реализуется на элементах типа SIMOSEC производства Siemens посредством микропроцессорной техники марки «Бреслер».

Ключевые слова: шкафы КРУЭ, ток короткого замыкания, защита от дуговых замыканий, датчики давления.

Система дуговой защиты предназначена для быстрого обнаружения и устранения электрических дуг путём разрывания цепи. Она применяется на установках типа SIMOSEC с использованием датчиков давления, фиксирующих повышение температуры, световую вспышку и увеличение давления внутри оборудования [1]. Такие датчики монтируются непосредственно в сборные шины и кабельные отделения шкафов КРУЭ.

Принцип работы основан на одновременном наличии повышенного тока короткого замыкания и сигнала от датчика давления.

Рассмотрим пример практической реализации процесса защиты от дуговых разрядов. Когда в кабельной части ячейки отходящей линии (ОЛ) образуется электрический разряд, это вызывает возникновение кратковременного сверхтока как в самой ячейке ОЛ, так и в связанной с ней ячейке ввода (ВВ). Данная ситуация инициирует работу максимальной токовой защиты (МТЗ), настроенную на задержки отключения 0,6 секунды в ячейке ОЛ и 1 секунду в ячейке ВВ соответственно. Одновременно в кабельном отделении ячейки ОЛ формируется электрическая дуга, сопровождаемая резким ростом давления, что мгновенно регистрируется соответствующим датчиком давления. Сигнал с сработавшего датчика поступает на микропроцессорное управляющее устройство (МПУ) пострадавшей ячейки ОЛ, выполняя второе необходимое условие для активации защиты от дуговых разрядов (ЗДЗ). После выполнения обоих условий осуществляется оперативное отключение высоковольтного выключателя, ликвидирующее неисправный участок.

Недостатком существующей конфигурации является отсутствие фиксации превышения тока при возникновении дуги на гибкой перемычке между выключателем и трансформатором тока. Это провоцирует некорректное срабатывание основного выключателя и создает риск нанесения ущерба техническим средствам. Логическая защита шин теоретически способна ускорить процесс локализации повреждений, однако её использование ограничено рисками ложных срабатываний и длительными перерывами в подаче электроэнергии.

Проблема была устранена путем разработки обновленной схемы защиты от дуговых замыканий с резервированием главным выключателем [2]. Алгоритм её работы следующий: при коротком замыкании на гибком переходе в секции отходящей линии (ОЛ) (рис. 1) сразу же срабатывает датчик давления D1 (рис. 2), замыкая контакты 1 и 3. Затем включается промежуточное реле KLD, замыкающее свои контакты 21–24 и 11–14. Поскольку измерительная точка находится ниже зоны поражения, ток в ячейке ОЛ не достигает порога срабатывания, и защита от дуговых разрядов (ЗДЗ) остается неактивной. Специальная шина ED2.1 (рис. 2) передает сигнал тревоги в ячейку вводного выключателя (ВВ) (рис. 3), откуда он поступает на микропроцессорный модуль модели «Бреслер». Задержка срабатывания составляет 0,1 секунды, обеспечивая выполнение обоих условий для активации ЗДЗ в ячейке ВВ и немедленного отключения главного аппарата [3].



Рис. 1. Ячейка отходящей линии SIEMENS типа SIMOSEC

3. Варенов А.А., Максимов В.В., Воркунов О.В. Использование компонентов автоматизированного проектирования при разработке релейной системы регулирования напряжения // Научно-технический вестник Поволжья. 2023. № 6. С. 224–226.

4. Шайхутдинов А.А., Валиуллина Д.М. Алгоритм автоматизированного определения показателей надежности SAIDI и SAIFI по данным система учета // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 253–256.

5. Сафиуллов Р.И., Валиуллина Д.М. Влияние электромобилей на устойчивость и загрузку распределительных сетей // Образование России и актуальные вопросы современной науки: сб. ст. VIII Всерос. науч.-практ. конф. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2025. С. 313–316.

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА И АНАЛИЗА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Валиуллин С.Р., Валиуллина Д.М.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
save1313@mail.ru, valiullinadiliya@mail.ru

Статья посвящена исследованию принципов и требований к созданию автоматизированных алгоритмов анализа функционирования комплекса релейной защиты и автоматики (РЗА) при возникновении аварийных ситуаций на распределительных подстанциях. Рассмотрены ключевые трудности, возникающие при анализе аварийных событий, и представлены методы их преодоления посредством внедрения предлагаемой автоматизированной системы.

Ключевые слова: релейная защита и автоматика, программно-аппаратный комплекс, база данных, комплекс РЗА, надежность, алгоритм анализа.

Комплекс релейной защиты и автоматики (РЗА) представляет собой систему с высокой степенью автономности, построенную на разнородной элементной базе. Его функционирование требует специализированных методов диагностики и мониторинга, особенно ввиду огромного объема данных и быстрых переходных процессов [1]. Целью исследования является создание автоматизированных средств мониторинга и диагностики РЗА, позволяющих оперативно проверять работоспособность системы, выявлять скрытые ошибки и улучшать качество проектирования и эксплуатации.

Алгоритм (рис. 1) проходит через три ключевых шага: создается база данных инцидента; формируются образцы эталонной работы РЗА; проводится диагностика функционирования РЗА.



Рис. 1. Структура алгоритма автоматизированной системы мониторинга и анализа работы релейной защиты и автоматики на распределительных подстанциях

Алгоритм формирования базы данных аварийного процесса (рис. 2): определяются моменты начала аварий и отключения участков; составляются временные отметки событий; производится согласование осциллограмм и сигналов по ключевым временным меткам; организуется оптимальная структура базы данных для дальнейшего анализа.

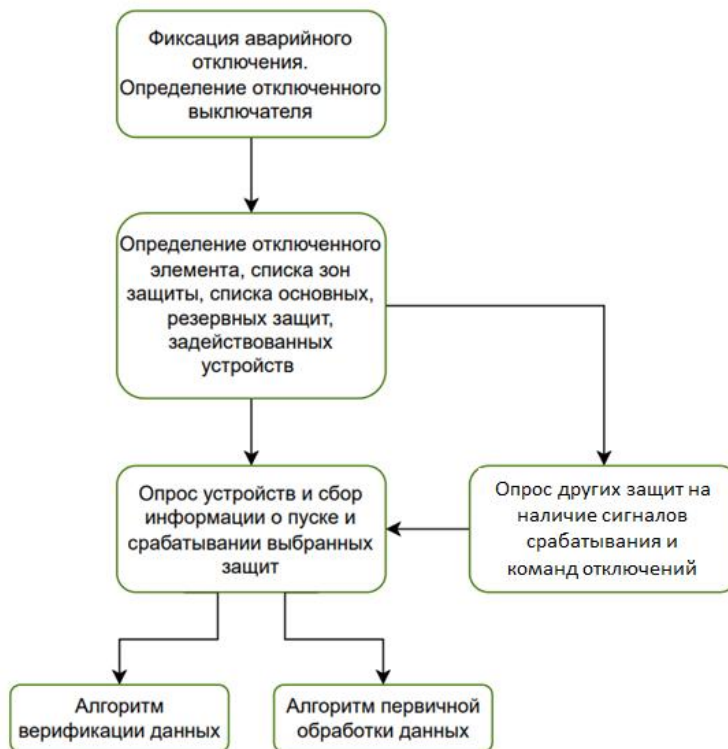


Рис. 2. Алгоритм формирования базы данных аварийного процесса

Результатом работы алгоритма является формирование отчета об обнаруженных неисправностях, таких как: «Ошибка в ЛВС», «Неисправность измерительных цепей», «Повреждение шин» и т. д.

Второй этап предусматривает создание базы данных эталонных шаблонов работы РЗА путем моделирования аварийных ситуаций на цифровых двойниках. Эти шаблоны используются для сравнительного анализа реальных аварийных данных, позволяя точно выявить ошибку и предложить меры по устранению неисправности [2]. Обмен информацией между испытываемым оборудованием РЗА и виртуальной моделью осуществляется посредством протокола GOOSE либо контактно-релейных соединений.

Завершив подготовку базы данных аварийного случая, приступают непосредственно к основному процессу диагностики комплекса РЗА. (рис. 3). С помощью сравнения данных аварийного происшествия с таблицы ОТР формируется заключение о корректной работе системы и рекомендация к проверке функции [3].

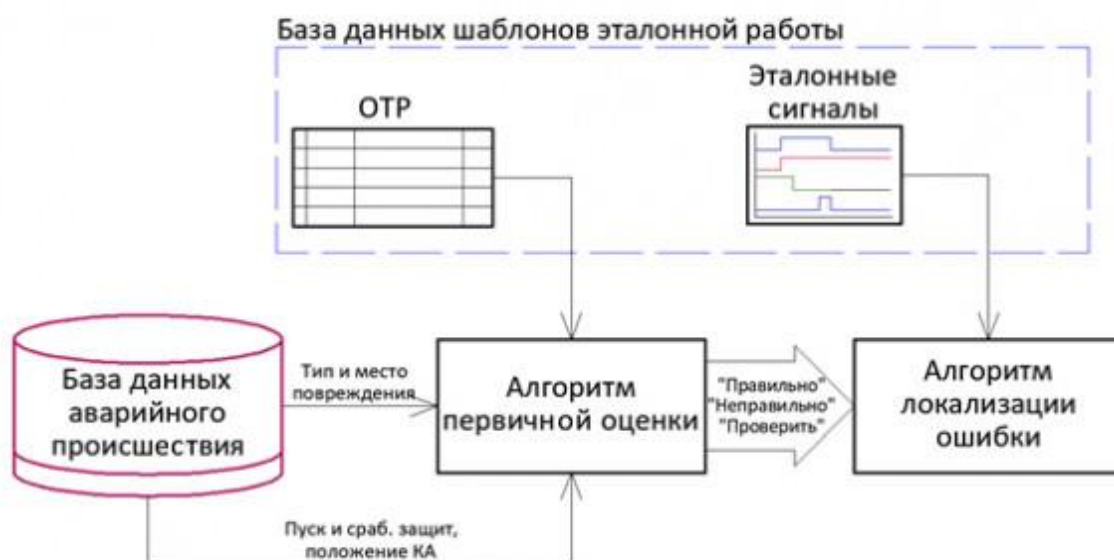


Рис. 3. Процедура первоначальной диагностики и обнаружения неисправностей

Программно-аппаратный комплекс позволил провести серию автоматизированных испытаний терминала релейной защиты и автоматики линии электропередачи марки Р143 производства Schneider Electric. Время полного цикла тестирования сократилось до 30 минут, тогда как традиционные ручные проверки занимали от 1 до 3 суток. Тестирование осуществлялось по 5 каналам тока, 4 каналам напряжения и 40 дискретным каналам. Были проверены функциональные характеристики устройства, такие как избирательность взаимодействия с другими элементами системы, правильность алгоритмов функционирования, схемы соединения с соседними терминалами и точность установленных настроек в разных рабочих режимах. Использование предложенного метода ускоряет процедуры разработки, приемки и эксплуатации РЗА, обеспечивая своевременное выявление проблем и сокращение затрат на обслуживание.

Источники

1. Зайцев А.А., Коледа Д.А. Разработка автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования релейной защиты и автоматики распределительных подстанций // StudArctic forum. 2023. Т. 8, № 3. С. 106–112.
2. Богданов А.В., Попов С.О., Рябов В.Н. Современные тенденции и подходы к созданию научно-исследовательских стендов разработки и диагностики средств контроля и противоаварийного управления // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2017. № 10. С. 14–24.

3. Voloshin A.A., Nukhulov S.M. Development of a technique for automated testing of digital protection and automatic control system of substation // Proc. of the 5th International Youth Scientific and Technical Conference on Relay Protection and Automation. 2022. Pp. 1–19. DOI: 10.1109/RPA57581.2022.9951128.

4. Мухлисуллина А.Р., Валиуллина Д.М. Потери мощности из-за короны // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 370–372.

5. Халиуллина Г.И., Валиуллина Д.М. Проектирование заземляющего устройства для молниезащиты подстанции // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы V Междунар. науч.-практ. on-line конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2025. С. 405–408.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РЕЛЕЙНЫХ И МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ РЕГУЛЯТОРОВ В СИСТЕМАХ АВТОМАТИЗАЦИИ

Габдрахманова С.Е.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
gabdrakhmanova.saltanat.07@mail.ru
Науч. рук.: доц. Губаева О.Г.

В работе проводится сравнительный анализ эволюции систем автоматизации – от аналоговых и релейных устройств к современным микропроцессорным регуляторам. Рассматриваются ключевые преимущества микропроцессорных систем, включая повышение точности, надежности, гибкости управления, а также возможность интеграции в комплексные АСУ ТП.

Ключевые слова: автоматизированные системы, микропроцессорные регуляторы, аналоговые устройства, релейные системы, технологические процессы, точность управления, надежность автоматизации.

Современные автоматизированные системы претерпели кардинальную трансформацию, уйдя от примитивных аналоговых и релейных устройств к сложным микропроцессорным комплексам. Этот прогресс обусловлен необходимостью увеличения точности, надежности и функциональности систем управления технологическими процессами. В условиях строгих требований к качеству выпускаемой продукции, продуктивности производства и безопасности, автоматизированные системы должны обладать расширенным потенциалом и высокой степенью адаптивности.

В эпоху до микропроцессоров автоматизация базировалась на устройствах, собранных из дискретных компонентов. На ранних стадиях автоматизации использовались схемы, построенные из транзисторов, диодов, реле и логических элементов. Аналоговые схемы, построенные на операционных усилителях, транзисторах и пассивных компонентах, таких как резисторы и конденсаторы, обеспечивали стабилизацию и регулирование параметров, но были уязвимы к помехам и старению элементов [1].

Релейные системы использовали электромеханические реле для осуществления логических операций и переключений. В таких системах алгоритмы управления определялись структурой схемы, любые изменения требовали физической модификации. Это существенно ограничивало гибкость и оперативность внедрения модификаций [2].

Внедрение микропроцессорных регуляторов ознаменовало собой радикальные изменения. Появление микропроцессоров коренным образом изменило подход к автоматизации. Современные системы используют программируемые логические контроллеры (ПЛК) и интегральные микросхемы, что обеспечивает модульность, масштабируемость и интеграцию с другими системами. Важнейшим преимуществом стало разделение аппаратной и программной частей. Это позволяет легко вносить корректировки в алгоритмы управления через программное обеспечение, без физической замены элементов, что значительно ускоряет модернизацию и адаптацию систем [3].

Функциональность устройств значительно расширилась. Аналоговые и релейные решения в основном обеспечивали стабилизацию параметров и защиту по предельным значениям. Микропроцессорные регуляторы обеспечивают многозадачность, адаптивное регулирование, диагностику, обмен данными с АСУТП, архивирование и подготовку отчетов. Это увеличивает эффективность, понижает затраты и улучшает качество управления [4].

Вопросы точности и надежности отражают ключевые различия между технологиями. Аналоговые устройства были подвержены погрешностям из-за температуры, старения и помех, что негативно влияло на качество регулировки. В современных системах защиты он уступил место методу, использующему аварийные составляющие измеряемых величин.

Микропроцессорные системы используют цифровую обработку сигналов, фильтруют шумы, корректируют ошибки и диагностируют сбои, обеспечивая более высокую точность и надежность. Встроенная самодиагностика позволяет своевременно идентифицировать и устранять дефекты [5].

Перспективы интеграции и коммуникации подтверждают достоинства современных решений. Ранние системы работали изолированно, без обмена данными. Современные системы поддерживают стандартные протоколы обмена данными (Ethernet, Profibus, Modbus), что позволяет объединять их в единую информационную инфраструктуру. Это обеспечивает централизованный контроль и мониторинг, повышая продуктивность и снижая риск ошибок.

Экономические аспекты также подтверждают преимущества микропроцессорных решений. Системы имеют более долгий срок службы за счет обновления программного обеспечения без замены оборудования.

Это приводит к снижению расходов на их техническое обслуживание. Масштабируемость позволяет добавлять новые функции или расширять управление без значительных расходов. Дистанционный мониторинг снижает необходимость присутствия обслуживающего персонала [6].

Внедрение микропроцессорных технологий является логичным шагом в эволюции автоматизированных систем. Нынешние разработки предоставляют возможность проектирования адаптивных и рентабельных управляющих механизмов. Совместимость с различными компонентами и соответствие актуальным нормативам делают эти решения предпочтительными для создания комплексных автоматизированных устройств. Перспективы развития лежат в совершенствовании интеллектуальных способностей и увеличении возможностей интеграции.

Источники

1. Элементы и узлы аналоговых устройств [Электронный ресурс]. URL: <https://siblec.ru/radiotekhnika-i-elektronika/elektronika/2-elementy-i-uzly-analogovykh-ustrojstv#2.6> (дата обращения: 29.11.2025).

2. Эволюция ПЛК: Первые шаги к автоматизации // ek-top URL: <https://ek-top.ru/articles/elektrotehnika/plc-evolution-early-automation-steps/> (дата обращения: 29.11.25).

3. Релейная и микропроцессорная защита и автоматика [Электронный ресурс]. URL: <https://tmtrade.ru/anonsy-kategoriya/relejnaya-zashchita-i-avtomatika> (дата обращения: 29.11.2025).

4. Малышко Р.В., Ладожинская Д.А. Обзор и сравнения эксплуатации электромеханической и микропроцессорной РЗА в РФ // Цифровая наука. 2021. № 4-2. С. 42–47.

5. Базыль И.М., Верижников А.В Тенденции развития микропроцессорных устройств релейной защиты // Известия ТулГУ. Технические науки. 2018. № 12. С. 186–189.

6. Радаев П., Комков Н. Экономическое сравнение перехода от электромагнитных реле на микропроцессорную технику в системах ЖАТ [Электронный ресурс] // Научный Лидер. 2023. № 11 (109). URL: <https://scilead.ru/article/4172-ekonomicheskoe-sravnenie-perekhoda-ot-elektro> (дата обращения: 25.10.2025).

СЕЛЕКТИВНОЕ АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВЫКЛЮЧЕНИЕ КАБЕЛЬНО-ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Галиуллина Р.Г.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
Galiulinaa8@gmail.com
Науч. рук.: доц. Писковацкий Ю.В

В статье рассмотрен вопрос применения автоматического повторного включения (АПВ) на комбинированных кабельно-воздушных линиях электропередачи (КВЛ). Обосновано применение селективного АПВ (САПВ), при котором повторное включение осуществляется только при повреждениях на воздушных участках линии, а при неисправностях на кабельных участках происходит блокировка. Проведён сравнительный анализ существующих методов селективного АПВ.

Ключевые слова: САПВ, КВЛ, дифференциальная защита, оптические датчики, АПВ, надёжность электроснабжения.

Автоматическое повторное включение (АПВ) является распространённым способом оперативного возобновления энергоснабжения при аварийных отключениях воздушных линий (ВЛ) электропередачи [1]. Согласно ПУЭ, данная автоматика обязательна к установке на всех ВЛ напряжением выше 1 кВ [2]. Однако применение данной автоматики на кабельных линиях (КЛ) зачастую неэффективно и может привести к большим разрушениям изоляции, так как повреждения в основном носят устойчивый характер. Поэтому для комбинированных кабельно-воздушных линий (КВЛ) возникает потребность реализации АПВ исключительно при повреждениях на воздушном участке, такое АПВ называется селективным (САПВ).

В настоящее время АПВ на КВЛ, в основном, применяют в следующих случаях: кабельные участки КВЛ используются только для захода в распределительное устройство; длина кабельного участка значительно меньше длины воздушного участка (не превышает 20 % от длины КВЛ); наличие на КВЛ «отпаек» на подстанции с ОД-КЗ. В работах [3–5] авторами предложены варианты выполнения блокировки АПВ при возникновении повреждений на кабельном участке КВЛ [6]. Рассмотрим методы, получившие наибольшее распространение.

Современные методы реализации САПВ можно разделить на две группы – это дифференциальные и дистанционные. Рассмотрим дифференциальные методы.

В работе [5] предложена схема САПВ на основе многозонной дифференциальной защиты с использованием распределенных измерений тока. Для каждой кабельной секции формируется зона защиты, ограниченная трансформаторами тока (ТТ) на границах участка. Дифференциальный ток рассчитывается как сумма токов на концах кабельной секции. При превышении порога срабатывания – АПВ блокируется. Так как одним из самых информативных индикаторов наличия повреждения на кабельном участке КВЛ служит возникновение тока в экране кабеля, сопоставимого по величине с током повреждения, применяют также дифференциальный метод, основанный на контроле токов в экранах кабелей (нужны ссылки). Однако реализация классического дифференциального принципа обнаружения повреждённого участка на КВЛ с несколькими кабельными вставками сопряжена с техническими трудностями и значительными материальными затратами.

Дистанционные методы можно разделить на: пассивные, при реализации которых фиксируются аварийные токи и напряжения или электромагнитные волны, возникающие в месте повреждения и пришедшие к концам контролируемой ЛЭП; и активные, когда в линию подаются специальные сигналы.

Одним из простейших способов реализации пассивного дистанционного САПВ является применение дистанционной защиты (ДЗ). При этом данный способ можно применять только на КВЛ простой конфигурации, так как количество ступеней ДЗ как правило ограничено. Так же этот способ обладает существенным недостатком – большая погрешность определения зоны замыкания, что обусловлено погрешностями ТТ, ТН, неточным заданием сопротивления ВЛ и т.д.

Ещё одним известным пассивным дистанционным методом является методы, контролирующие волновые переходные процессы [7]. К активным дистанционным методам САПВ можно отнести только локационные методы [8, 9].

Внедрение селективного АПВ на комбинированных кабельно-воздушных линиях является важным направлением повышения надежности электроснабжения. Наиболее перспективными представляются решения на основе многозонной дифференциальной защиты в сочетании с распределенными пассивными оптическими датчиками, которые обеспечивают высокую селективность при экономической эффективности. Наиболее перспективными представляются решения на основе многозонной дифференциальной защиты в сочетании с распределенными пассивными оптическими датчиками, которые обеспечивают высокую селективность при экономической эффективности, и дистанционные волновые методы.

Дальнейшие исследования целесообразно направить на совершенствование алгоритмов идентификации повреждений и расширение функциональных возможностей систем мониторинга КВЛ.

Источники

1. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. М.: Энергоиздат, 1981.
2. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 6-е и 7-е изд. [Электронный ресурс]: утв. приказом Минэнерго России от 8 июля 2002 г. № 204. URL: <https://www.rosseti.ru> (дата обращения: 23.10.2025).
3. Selective auto-reclosing of mixed circuits based on multi-zone differential protection principle and distributed sensing / K. Kawal [et al.] // *Energies*. 2023. Vol. 16, Iss. 6. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16062558>.
4. Горячих А.Д. Автоматическое повторное включение кабельно-воздушных линий с применением электронных оптических трансформаторов тока. Пилотный проект на ПС 220 кВ «Герцево» // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2019. № 1 (52). С. 116–118.
5. Старостин Е.С. Повышение надежности распределительных сетей путем внедрения САВС и селективного АПВ // *Известия КГТУ*. 2024. № 73. С. 125–139.
6. Обзор мирового опыта строительства переходных пунктов кабельно-воздушных линий высокого напряжения / В. В. Вычегжанин [и др.] // *Электроэнергия. Передача и распределение*. 2018. № 5 (50). С. 74–82.
7. Пелевин П.С. Автоматическое повторное включение высоковольтных кабельно-воздушных линий электропередачи с применением волновых методов: дис. ... канд. техн. наук. Нижний Новгород, 2023. 234 с.
8. Писковацкий Ю.В. Способ обнаружения устойчивых повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ в цикле автоматического повторного включения // *Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики*. 2011. № 5-6. С. 96–103.
9. Устройство автоматического повторного включения кабельно-воздушной линии электропередачи: пат. 165635 Рос. Федерация № 2016100463/07; заявл. 11.01.2016; опубл. 27.10.2016, Бюл. № 30.

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПРИ РАБОТЕ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ

Гибадуллина Я.И., Гавриленко А.Н.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
gibadullina_2001@bk.ru

Рассматриваются особенности и вызовы, связанные с применением систем релейной защиты и автоматики (РЗА) при интеграции возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в энергосистемы.

Ключевые слова: автоматика, релейная защита, энергосистемы, устойчивость, возобновляемые источники энергии.

Релейная защита и автоматика играют ключевую роль в обеспечении надежной работы электроэнергетических систем, особенно в условиях возрастающего проникновения возобновляемых источников энергии, таких как солнечные фотоэлектрические установки, ветряные электростанции и гидроэнергетические комплексы. ВИЭ характеризуются высокой переменностью и нестабильностью производства электроэнергии из-за природных факторов, что отличает их от традиционных тепловых и атомных генераторов с постоянными выходными параметрами. Это создает новые вызовы для систем релейной защиты и автоматики, которые должны обеспечивать своевременное обнаружение аварий, защиту оборудования и устойчивость электросети в условиях нестабильных входных сигналов [1].

Одной из главных особенностей системы релейной защиты при работе с ВИЭ становится учет изменчивости токовых характеристик, что требует перехода от традиционных фиксированных уставок к адаптивным и интеллектуальным алгоритмам. Эти алгоритмы способны динамически подстраиваться под текущие режимы работы и параметры источников, повышая чувствительность и селективность защитных устройств. Для этого активно применяются цифровые реле с возможностями дистанционного мониторинга и управления, а также интеграции с системами автоматизации и управления сетью.

Проблема гармонизации работы разных типов генераторов, включая распределённые ВИЭ, заключается в необходимости координации защитных функций для исключения ложных срабатываний, а также быстрого и точного отключения поврежденных участков без нарушения энергоснабжения остальной системы [2]. Релейная защита должна обеспечивать

селективность отключения, гарантируя, что поврежденный участок обесточивается, а остальные потребители и генераторы остаются в работе. Это требует развития и внедрения новых схем резервирования и взаимного контроля между устройствами защиты.

Автоматизация систем также становится более сложной из-за необходимости управлять потоками энергии, изменяющимися в реальном времени, и обеспечивать баланс между генерацией и потреблением. Противоаварийная автоматика выполняет функции предотвращения возникновения неустойчивых режимов, таких как резкие скачки напряжения, асинхронные и перегрузочные состояния, что особенно актуально при переменном характере производства из ВИЭ. Внедрение средств интеллектуального управления и анализа больших данных способствует предиктивному выявлению возможных нелинейностей и отклонений в работе системы [3].

Еще одним важным аспектом является необходимость интеграции средств кибербезопасности, поскольку цифровизация и связь компонентов РЗА с корпоративными сетями увеличивают риск кибератак. Защита каналов передачи данных, а также надежное управление удалённым доступом к устройствам защиты – неотъемлемая часть современных систем, работающих с ВИЭ. Повышение безопасности способствует снижению вероятности ложных отключений и обеспечивает бесперебойное энергоснабжение.

С развитием технологий появляются новые подходы к построению систем релейной защиты для объектов с ВИЭ. Например, адаптивные и самообучающиеся системы релейной защиты способны анализировать параметры работы и прогнозировать аварийные ситуации, корректируя параметры уставок в режиме реального времени. Это значительно повышает эффективность и надежность систем, минимизируя риски аварий и потерь энергии.

Для эффективной интеграции ВИЭ необходимо учитывать особенности распределенных генераторов, параметры их подключения, потенциальное влияние на качество электроэнергии и защитные устройства в электроэнергетических сетях разного масштаба. При этом важна и стандартизация подходов к проектированию и эксплуатации РЗА с учетом новых типов генераторов, что способствует обеспечению совместимости и унификации систем [4].

Обеспечение надежности и безопасности при работе с ВИЭ – одна из актуальных задач современной энергетики, требующая комплексного подхода, объединяющего инновационные технические решения, организационные меры и постоянное совершенствование алгоритмов релейной

защиты и автоматики. Их успешное внедрение способствует устойчивому развитию энергосистем и увеличению доли экологически чистой энергии в мировом энергобалансе. Этот процесс становится ключевым звеном в переходе к более устойчивому и интеллектуальному энергопотреблению на глобальном уровне.

Таким образом, развитие релейной защиты и автоматики с учетом особенностей ВИЭ является критически важным для обеспечения надежного и безопасного функционирования современных и будущих энергосистем. Новые решения в области адаптивной защиты, интеллектуального анализа и автоматизации создают предпосылки для эффективной интеграции возобновляемых источников энергии, минимизации риска аварий и оптимизации работы оборудования в условиях динамично меняющихся нагрузок и потоков энергии, что имеет стратегическое значение для энергетической безопасности и экологической устойчивости.

Источники

1. Надеин В.Ф., Петухов С.В., Радюшин В.В. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения: учеб. пособие. Архангельск: Изд-во САФУ, 2025. 98 с.
2. Развитие систем связи в электроэнергетике для защиты и автоматизации / Н. А. Дони [и др.] // Энергетика единой сети. 2019. № 4 (46). С. 54–72.
3. Кузьмин А.И. Применение современных устройств релейной защиты и автоматики в городских электрических сетях. Тольятти, 2020. 126 с.
4. Могиленко А.В. Искусственный интеллект: методы, технологии, приложения в энергетике. Аналитический обзор // Автоматизация и ИТ в энергетике. 2019. № 7 (120). С. 22–29.
5. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса ПАО «Россети» / Д. Гвоздев [и др.] // Электроэнергия. Передача и распределение. 2025. № 4 (31). С. 106–110.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЕРЕГРУЗОЧНОЙ СПОСОБНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Гималов В.А.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

gimalovv@inbox.ru

Науч. рук.: доц. Хакимзянов Э. Ф.

Рассматриваются тепловые модели силовых трансформаторов и автотрансформаторов (СТ и АТ) с целью решения проблемы расчета фактической допустимой нагрузки в зависимости от условий их эксплуатации. Предлагается дополнить алгоритм работы противоаварийной автоматики – ограничения перегрузки оборудования (АОПО), установленной на автотрансформаторах, что позволит увеличить переток мощности через АТ. Для применения методики определения перегрузочной способности силовых трансформаторов с учетом оценки их технического состояния и температуры охлаждающей среды на действующих объектах предлагается предусмотреть разработку программного продукта (калькулятора с привязкой к математической модели объекта) с установкой необходимых датчиков для снятия параметров.

Ключевые слова: автоматика ограничения перегрузки оборудования, автотрансформаторы, перегрузочная способность

Повышенные требования надежности электроснабжения предъявляются ко всей системе передачи и распределения электрической энергии, важнейшим элементом которой служит трансформаторное оборудование. Силовые трансформаторы и автотрансформаторы (СТ и АТ) на высоковольтных электрических подстанциях представляют собой критически важное оборудование электроэнергетической системы (ЭЭС) в силу своей сложности, высокой стоимости и функциональной ответственности.

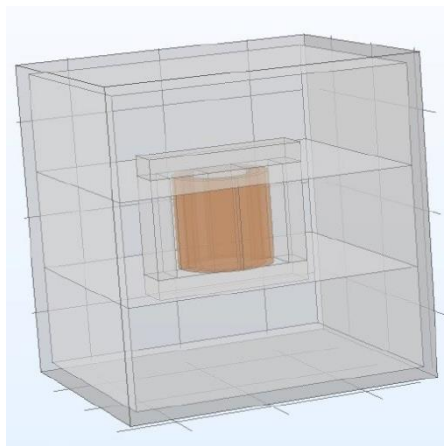
Неучет переменного характера перегрузок ведет к ошибкам определения их возможной продолжительности, что может привести к недопустимому перегреву отдельных частей трансформаторного оборудования (в первую очередь изоляции обмоток) или неполному использованию потенциальной перегрузочной способности трансформаторов, способному вызвать преждевременное отключение части электроприемников и привести к соответствующему ущербу от недоотпуска электроэнергии.

В связи с этим возникает необходимость в методике определения перегрузочной способности СТ и АТ. Основу методики должна представлять математическая модель, описывающая температурный режим трансформатора при перегрузках, которая даст возможность учесть изменение температуры трансформатора при перегрузке и его предыдущее состояние.

Тепловые модели, применяемые при эксплуатации трансформаторов максимально упрощены, и в качестве исходных данных используют паспортные данные трансформатора, например, такая модель принята за основу в нормативных документах [1, 2]. Однако, в силу своего упрощения, данная модель не учитывает дополнительные факторы, влияющие на процессы конвекции тепловой энергии, что непосредственно оказывает влияние на величину допустимой нагрузки на АТ [3]. Недостатки и противоречия, имеющиеся в нормативно-технической документации, рассмотрены в [4]. Поэтому, актуальной является разработка методики, позволяющей идентифицировать параметры математической термической модели СТ под его типоразмер и фактические условия работы непосредственно на объекте. Адаптированная тепловая модель трансформатора позволит определить значение предельно допустимой нагрузки с учетом его технического состояния. Также возможно включение в данную модель различных модулей, позволяющих диагностировать изоляцию СТ и АТ или определять витковые замыкания [5].

Главным фактором, ограничивающими нагрузку трансформаторов, являются максимально допустимые температуры их основных частей, а также тепловой износ их изоляции. К основным тепловым параметрам силовых трансформаторов относят температуры наиболее нагретых точек (ННТ) обмотки, масла и магнитопровода. Каждый из этих параметров не должен превышать определенного критического значения. С увеличением ННТ обмотки растет тепловой износ изоляции трансформатора и по достижении некоторой температуры изоляция претерпевает существенное разрушение.

При расчёте теплового режима объекта, в модели выделяются активные и пассивные элементы. В предлагаемой модели пассивные элементы, находящиеся внутри бака, исключаются из теплового расчёта и заменяются эквивалентным объёмом масла. Для моделирования СТ и АТ использовался специализированный программный комплекс. Среда разработки моделей позволяет пройти все этапы от построения геометрической модели, задания свойств материалов и описания физики задачи до выполнения расчёта и анализа полученных результатов моделирования. В специализированном программном комплексе была построена модель трансформатора с принятыми упрощениями (см. рисунок).



Расчетная модель активной части автотрансформатора

Для продолжения дальнейших исследований необходимо верифицировать разработанную тепловую модель СТ и АТ; выбрать и провести описание объекта исследования на действующей подстанции; провести описание параметров термической математической модели объекта исследования с последующей разработкой методики определения допустимой перегрузочной способности трансформатора с учетом его технического состояния.

Источники

1. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки. М.: Государственный комитет СССР по стандартам, 1987.
2. ГОСТ 14209-97 (МЭК 354-91). Руководство по нагрузке силовых масляных трансформаторов [Электронный ресурс]. URL: <https://www.elec.ru> (дата обращения: 23.10.2025).
3. Трансформаторы. Перенапряжения и координация изоляции: переводы докладов международной конференции по большим электрическим системам (СИГРЭ-84) / под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. М.: Энергоатомиздат, 1986. 418 с.
4. Рунов Ю.А. Нужно ли преобразование заданного многоступенчатого графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый для определения нагрузочной способности трансформаторов. Замечания к ГОСТ 14209-85 // Электротехника. 1999. № 1.
5. Разработка метода определения витковых замыканий в обмотке трёхфазного трансформатора / Р.Г. Мустафин, Ю.В. Писковацкий, Ф.Р. Сиразутдинов [и др.] // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2021. Т. 23, № 1. С. 46–58.

ИНТЕГРАЦИЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО СЕРВЕРА В РЕЛЕЙНУЮ ЗАЩИТУ И АВТОМАТИКУ

Евгенов И.И., Ларин А.В.

ФГБОУ ВО ТГУ, г. Тольятти, Россия

iliaevgenov@yandex.ru, krah.norm.as2015@yandex.ru

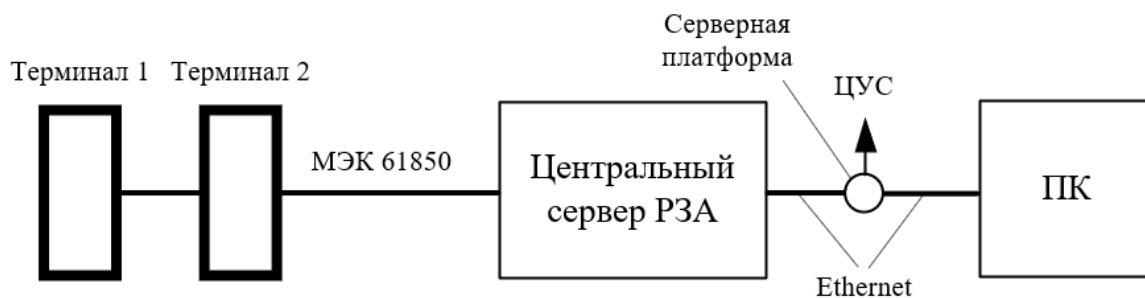
Науч. рук.: доц. Самолина О.В.

Рассматривается способ сокращения затрат на оборудование и повышения эффективности релейной защиты и автоматики, где используется центральный сервер. Приведено назначение центрального сервера, описано внутреннее строение управляющей части сервера. Выделены основные этапы по интеграции центрального сервера.

Ключевые слова: цифровая подстанция, центральный сервер, релейная защита, автоматика.

В современном мире развитие релейной защиты и автоматики идет в сторону сокращения затрат на оборудование и повышения эффективности устройств за счет внедрения и интеграции цифровых систем. Тем самым возникает вопрос об эффективном решении, которые удовлетворяет настоящим критериям. В рамках исследования рассматривается способ интеграции цифровой системы путем объединения аппаратов релейной защиты и автоматики, обменивающиеся между собой информацией. Вся информация будет содержаться в одном главном комплексном устройстве – центральный сервер.

Центральный сервер (ЦС) позволяет установить связь отдельных защит между собой, принимая входные и выходные сигналы используемых терминалов, которые в свою очередь имеют различное программное обеспечение (ПО). Все данные терминалов хранятся в центральном сервере [1, 3].



Упрощенная схема цифровой подстанции с использованием центрального сервера

ЦС, внедряемый в релейную защиту и автоматику подстанции (ПС), состоит из процессора, который обладает оперативной памятью (для быстрого доступа к данным) и постоянной памятью (для длительного хранения данных), а также имеет контроллер буферной памяти и другой сетевой контроллер, обеспечивающий связь с другими элементами ПС. Подробное описание принципа подключения приведено в патенте [4]. Сетевой интерфейс регламентируется стандартом МЭК 61850. Передача данных на персональный компьютер реализуется с помощью локальной вычислительной сетью (ЛВС) на базе Ethernet.

Для интеграции центрального сервера необходимо выделить несколько этапов. На первом этапе определяется архитектура ПС: все функции находятся в одном сервере или функции разделяются между исполняющими устройствами [2]. От определения архитектуры зависит дальнейшая топология ЛВС с последующим выбором коммутаторов и различных элементов. Вторым этапом является описание конфигурации ПС с помощью языка SCL (Substation Configuration Language). С помощью данного языка производится настройка оборудования по протоколам GOOSE, Sampled Values, MMS. Третий этап включает себя интеграцию с уже имеющимися системами такие как: коммерческий учет, системы телемеханики, сигнализации и другие. При этом необходимо обеспечить совместимость различной аппаратуры РЗА с помощью других стандартов (например, МЭК 60870-5-104). Четвертый этап представляет собой тестирование и верификацию системы, где необходимо: произвести проверку правильности передачи данных между уровнями ПС; тестирование алгоритмов защиты; верифицировать модель ПС с ГОСТ. Заключительный этап – внедрение и настройка ПО. Устанавливается серверное оборудование с выбранными элементами. Настройка системы происходит на персональном компьютере с помощью ПО (настройка ПО зависит от разработчика).

Таким образом, использование центрального сервера позволяет объединять микропроцессорные и электромеханические устройства релейной защиты и автоматику, а также другие системы, поддерживающие протоколы стандартов МЭК. Данный способ способствует сокращению затрат, уменьшая количество физических аппаратов и, следовательно, упрощая их обслуживание.

Источники

1. ГОСТ Р 70451-2022. Подстанции электрические. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Условия создания. Нормы и требования. М.: Российский институт стандартизации, 2023. 35 с.

2. Обмен данными IEC 61850 в реальном времени между ЦПС для реализации новых принципов РЗА [Электронный ресурс]. URL: <https://digitalsubstation.com/blog/2020/05/22/obmen-dannymi-iec-61850-v-realnom-vremeni-mezhdu-tsps-dlya-realizatsii-novyh-printsipov-rza/> (дата обращения: 09.11.2025).

3. СТО 56947007-29.240.10.299-2020. Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС. М.: ПАО «ФСК ЕЭС», 2020. 125 с.

4. Центральный сервер релейной защиты и автоматики подстанции: пат. 149837 Рос. Федерация № 2014139750/08; заявл. 30.09.2014; опубл. 20.01.2015, Бюл. № 2.

РАЗВИТИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЕ

Зуев Д.А.

ФГБОУ ВО КГЭУ, г. Казань, Россия

@dmitrijzuev009@gmail.com

Науч. рук.: асс. Гранская А.А.

Релейная защита является краеугольным камнем современной энергосистемы, обеспечивая ее надежность, безопасность и стабильность. Ключевым элементом этой системы являются реле – устройства, предназначенные для непрерывного мониторинга параметров электрооборудования и автоматического отключения поврежденного участка при возникновении аварийных режимов. В тезисе рассмотрены этапы развития релейной защиты и ключевые особенности на каждом из них.

Ключевые слова: Релейная защита, реле, отключение, поврежденный участок, аварийный режим.

Система релейной защиты предназначена для локализации и быстрого отключения поврежденного элемента (линии электропередачи, трансформатора, генератора) от остальной части энергосистемы. Это предотвращает дальнейшее разрушение оборудования, минимизирует ущерб и обеспечивает безопасность персонала. Реле, являясь «мозгом» защиты, анализирует электрические величины (ток, напряжение, частоту) и принимает решение на отключение выключателя.

Цифровые устройства релейной защиты обладают рядом критически важных преимуществ. Они отличаются высокой многофункциональностью, позволяя реализовывать в рамках одного терминала несколько функций защиты, таких как дистанционная, токовая или дифференциальная, а также функции автоматики, например, автоматическое повторное включение (АПВ) или автоматический ввод резерва (АВР). Важнейшим свойством является встроенная самодиагностика и мониторинг, обеспечивающие непрерывный контроль как собственного состояния устройства, так и параметров сети, что существенно повышает эксплуатационную надежность. Наконец, функция регистрации аварийных событий, или осциллографии, предоставляет незаменимый инструмент для поставарийного анализа, фиксируя токи, напряжения и статусы дискретных сигналов в момент возникновения нарушений.

Одним из наиболее значимых вызовов для классической парадигмы релейной защиты стала массовая интеграция в энергосистему возобновляемых источников энергии (ВИЭ), таких как солнечные и ветровые электростанции [5]. Их подключение через силовые электронные преобразователи создает принципиально новые условия. Во-первых,

это приводит к изменению характера токов короткого замыкания (КЗ). В отличие от синхронных генераторов, ВИЭ характеризуются ограниченным и управляемым током КЗ, значение которого значительно ниже. Это ставит под угрозу чувствительность и селективность традиционных максимальных токовых защит, рассчитанных на высокие уровни токов повреждения [1]. Во-вторых, стохастический и недиспетчируемый характер генерации от ВИЭ вызывает частые изменения конфигурации сети и направлений потоков мощности. В ответ на это разрабатываются и внедряются новые принципы защиты, основанные на анализе волновых процессов или импеданса, а также получает развитие концепция адаптивной релейной защиты, способной в реальном времени подстраивать свои уставки под текущий режим работы сети.

Параллельно с этим происходит фундаментальная цифровая трансформация, связанная с внедрением международного стандарта МЭК 61850, который описывает архитектуру цифровых подстанций. Данный стандарт предполагает замену традиционных медных проводников для аналоговых сигналов и управления на полностью цифровой обмен данными по оптоволоконным линиям связи. Ключевым элементом является протокол GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), обеспечивающий быстрое и надежное взаимодействие между интеллектуальными электронными устройствами. Это не только повышает помехозащищенность и снижает затраты на монтаж, но и создает основу для совместного использования данных, когда устройства защиты получают доступ к информации от смежных присоединений. Такой подход открывает путь к созданию более интеллектуальных и скоординированных систем, например, шинных защит с расширенным охватом.

Следующим логическим шагом в эволюции РЗ является интеллектуализация на основе методов искусственного интеллекта (ИИ) и машинного обучения (МО). Эти технологии позволяют перейти от реактивного к проактивному управлению надежностью. Алгоритмы машинного обучения, анализируя большие массивы исторических данных, включая осциллограммы и режимные параметры, способны выявлять скрытые закономерности и прогнозировать вероятность возникновения аварийных ситуаций, позволяя предотвращать их развитие [2]. Кроме того, ИИ может быть использован для более точной классификации сложных режимов, таких как различение между глубокими качаниями и реальными короткими замыканиями, что представляет сложность для традиционных алгоритмов. Это закладывает основу для создания полностью адаптивных систем защиты, динамически оптимизирующих свои логики и уставки в соответствии с текущим состоянием всей электроэнергетической системы.

В настоящее время развитие релейной защиты переживает этап глубокой трансформации, движимой процессами цифровизации, декарбонизацией энергетики и растущими требованиями к надежности. Современные устройства РЗ эволюционируют от локальных исполнителей команд в интеллектуальные узлы распределенной системы управления, активно обменивающиеся данными в реальном времени. Успешное преодоление вызовов, связанных с интеграцией ВИЭ, требует широкого внедрения стандартов МЭК 61850, разработки новых физических принципов и алгоритмов защиты и, в перспективе, активного использования методов искусственного интеллекта. Комплексное развитие в этих направлениях позволит создать устойчивую, гибкую и безопасную электроэнергетическую систему, отвечающую вызовам XXI века.

Источники

1. МЭК 61850. Коммуникационные сети и системы на подстанциях.
2. Современные проблемы релейной защиты систем с распределенной генерацией / Б.М. Абрамович [и др.] // Электричество. 2022.
3. Шабад М.А. Перспективы развития устройств релейной защиты для электроэнергетических систем с распределенной генерацией // Электричество. 2021. № 5. С. 34–41.
4. Андреев В.А., Брюханов В.Н. Адаптивные системы релейной защиты Smart Grid // Энергетик. 2022. № 3. С. 25–29.
5. Мусин И.Х., Гарфиев И.Б., Сандаков В.Д. Релейная защита: от традиционных методов к Smart Grid // Энергетика будущего: сб. материалов Всерос. науч.-практ. конф., посвящ. 80-летию проф. Ф.Р. Исмагилова. Уфа: Уфимский университет науки и технологий, 2024. С. 73–77.

МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ УСТРОЙСТВА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ: ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ

Ибатова Э.Т., Гавриленко А.Н., Гранская А.А.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
elmira.ibatova.87@mail.ru

В статье представлен практический анализ эксплуатации микропроцессорных устройств релейной защиты (МУРЗ) на основе многолетнего опыта автора. Рассмотрены ключевые преимущества, такие как многофункциональность, самодиагностика, мощные средства регистрации и возможности тесной интеграции в системы АСУ ТП, которые кардинально повысили надежность и оперативность управления энергосистемами.

Ключевые слова: функциональность релейной защиты, самодиагностика УРЗ, осциллограммы аварийных режимов, интеграция с АСУ ТП, стандарт МЭК 61850.

Переход от электромеханических и аналоговых реле к микропроцессорным устройствам релейной защиты (МУРЗ) стал не просто эволюцией, а настоящей революцией в энергетике [1]. Однако за кажущейся простотой и всесилием «цифры» скрывается комплекс практических преимуществ и проблем, которые становятся очевидны только при непосредственной работе с этими устройствами. Опыт внедрения и эксплуатации МУРЗ, таких как Siemens SIPROTEC 4, ABB REF 54 или их аналогов от других производителей, позволяет дать им взвешенную, прикладную оценку.

Главное преимущество МУРЗ, которое перевешивает многие недостатки, – это многофункциональность. Одно компактное устройство заменяет целый шкаф устаревших реле [2]. На примере терминала SIPROTEC 7SJ82: в одном корпусе мы получаем до 40 функций – от максимально-токовых защит и защиты от замыканий на землю до функций автоматики (АПВ, АВР) и управления выключателем. На практике это означает радикальное сокращение монтажа, коммутационных проводов и, как следствие, мест потенциальных отказов. При модернизации ячейки 10 кВ удастся заменить более 15 электромеханических реле одним МУРЗ, что не только сэкономит место, но и упростит логику всей схемы.

Второй критически важный аспект – возможности регистрации и диагностики. Аварийная осциллограмма, записанная устройством Micom P127 после КЗ в кабельной линии, станет не просто отчетом для организации [3]. Она позволит точно проанализировать поведение всех защит, проверить работу трансформаторов тока и, главное, выявить скрытый

дефект – постепенное ухудшение изоляции, которое предшествует полному пробое. Встроенная самодиагностика, сообщающая о «пропадании» опорного напряжения или неисправности внутренней памяти, переводит обслуживание из режима плановых ремонтов в режим прогнозирования отказов.

Третье фундаментальное преимущество – интеграция. МУРЗ – это не просто защита, это интеллектуальный узел в сети. Поддержка протоколов МЭК 61850, в частности GOOSE-сообщений, позволит реализовать на подстанции сложную логику АВР между секциями шин без прокладки дополнительных медных цепей. Вся информация – от мгновенных токов до журналов событий – в реальном времени доступна в SCADA-системе. Это меняет саму философию работы оперативного и релейного персонала, переводя ее на цифровой уровень.

Однако недостатки МУРЗ носят системный характер и требуют серьезной адаптации. Первый и самый очевидный – сложность для персонала. Инженер, привыкший к «железным» реле, где логика видна из схемы, сталкивается с многометровыми руководствами и сложным ПО для конфигурирования. Ошибка в настройке логической ячейки в устройстве SEPAM может заблокировать критически важную защиту, и найти такую ошибку без глубокого понимания гораздо сложнее, чем прозвонить цепь.

Второй, наиболее опасный на практике недостаток – риски, связанные с программным обеспечением. «Зависание» устройства при переполнении буфера событий – случай, с которым я столкнулся лично, – может привести к его полному отказу в момент развития аварии. Избыточная, плохо документированная логика, поставляемая производителем «по умолчанию», иногда приводит к парадоксальным ситуациям, когда защита не срабатывает там, где должна, или срабатывает ложно [4]. Требуется тщательная и кропотливая «чистка» этой логики под конкретные нужды.

Третий существенный минус – высокая стоимость и чувствительность. Хотя цена одного многофункционального МУРЗ ниже, чем набора аналоговых реле, совокупные затраты (ПО, стенды для тестирования, источник бесперебойного питания) значительно выше. МУРЗ критически зависимы от качественного электропитания оперативных цепей. Пропадание или просадка напряжения, на которые не отреагировало бы электромеханическое реле, для МУРЗ означает потерю всех функций защиты. Это накладывает жесткие требования на систему оперативного тока [5].

В заключение, микропроцессорные устройства – это безусловное будущее релейной защиты. Их преимущества в виде гибкости, информативности и способности к интеграции открывают новые горизонты для построения «умных» сетей. Однако это будущее требует нового уровня

знаний, повышенной внимательности к деталям и системного подхода к проектированию и эксплуатации. Недопустимо относиться к МУРЗ как к «черному ящику» – понимание их внутренней логики и потенциальных уязвимостей является залогом надежной работы энергообъекта в целом.

Источники

1. Рассел К., Норвиг П. Искусственный интеллект: современный подход / пер. с англ. 2-е изд. М.: Вильямс, 2020. 1408 с.
2. Микропроцессорные устройства релейной защиты / Г.С. Смородин, В.С. Лысенко, Д.А. Копейкин, А.А. Гафаров // Молодой ученый. 2020. № 29. С. 136–138.
3. Самойлова Е.М., Колябин Е.М. Проектирование системы автоматизации на основе применения SCADA-системы // Автоматизация и управление в машино- и приборостроении: сб. науч. тр. Саратов: СГТУ, 2021. С. 196–201.
4. Малышко Р.В., Ладожинская Д.А. Обзор и сравнения эксплуатации электромеханической и микропроцессорной РЗА в РФ // Цифровая наука. 2021. № 4-2.
5. Концепция развития релейной защиты, автоматики и автоматизированных систем управления технологическими процессами электросетевого комплекса группы компаний «Россети» [Электронный ресурс]. URL: <https://www.rosseti.ru> (дата обращения: 14.11.2025).

ВНЕДРЕНИЕ СТАНДАРТОВ ИНФОРМАЦИОННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Мунирова Э.Д., Зарипова Р.С.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
evelina.munirova.04@mail.ru, zarim@rambler.ru

В условиях глобализации и цифровизации энергетического сектора вопросы информационной безопасности становятся всё более актуальными. Внедрение универсальных стандартов кибербезопасности становится необходимостью для энергетических компаний, стремящихся минимизировать риски, связанные с кибератаками и утечками данных. Данная статья анализирует необходимость разработки и внедрения таких стандартов, а также предлагает рекомендации для энергетических предприятий.

Ключевые слова: энергетика, стандарты, риски, киберугрозы, атаки, информационная безопасность.

Современный энергетический сектор сталкивается с множеством вызовов, среди которых доминирующее место занимают растущие киберугрозы. Увеличение взаимосвязанности оборудования и систем управления в энергетике создает новые уязвимости, которые могут быть использованы злоумышленниками для нанесения ущерба компании и ее клиентам. Поскольку последствия таких атак могут быть катастрофическими как с точки зрения безопасности, так и с экономической, необходимость внедрения стандартов информационной безопасности становится настоящей задачей.

Энергетика сегодня является одной из наиболее привлекательных целевых областей для киберпреступников. Угрозы варьируются от хакерских атак на физические компоненты инфраструктуры до утечек конфиденциальных данных. По оценкам экспертов, в последние годы количество атак на энергетические компании увеличилось в несколько раз. Периодически приходится наблюдать как разные кибератаки демонстрируют всему миру уязвимости систем и предостерегают о важности защиты критической инфраструктуры. Утечка даже одного информационного ресурса организации может привести к необратимым последствиям [1].

В современных условиях универсальные стандарты кибербезопасности могут стать основой для создания эффективной стратегии защиты информационных систем энергетических компаний. Эти стандарты должны включать в себя такие аспекты, как:

- постоянный анализ уязвимостей и потенциальных угроз;
- внедрение комплексных систем для контроля и мониторинга безопасности;
- обучение сотрудников вопросам кибербезопасности, а также внедрение культуры безопасности в компанию.

В статье [2] авторы Куценко С.М. и Салтанаева Е.А. также делают акцент на необходимость комплексного подхода к обеспечению информационной безопасности, включающего развитие технологий защиты, обучение пользователей и международное сотрудничество.

Стандарты должны быть разработаны с учетом специфики каждой компании, а также в соответствии с международными нормами и стандартами.

Наряду с общими рекомендациями, можно ознакомиться с успешными примерами внедрения стандартов, которые помогли организациям минимизировать киберриски. Например, в 2022 году одна из крупных энергетических компаний успешно адаптировала подобные стандарты, что позволило ей снизить инциденты безопасности на 40 %. Этот пример показывает, как конкретные меры могут значительно улучшить общую киберзащиту.

Несмотря на очевидность необходимости внедрения стандартов, проблемы с их реализуемостью все еще сохраняются. К основным препятствиям относятся:

- высокие затраты, так как внедрение технологий и обучение сотрудников требует значительных финансовых вложений;
- сопротивление изменениям, так как существующие корпоративные нормы и правила могут стать препятствиями для внедрения новых стандартов;
- отсутствие единого подхода приводит к тому, что компании могут использовать разные, часто несовместимые, стандарты, которые приводят к увеличению вероятности ошибок и нарушений.

Таким образом, внедрение стандартов информационной безопасности в энергетике – это необходимость, продиктованная растущими угрозами кибербезопасности. Универсальные стандарты могут служить основой для создания безопасной среды, защищая как внутренние системы, так и данные клиентов [3, 4]. Применение таких стандартов потребует времени и ресурсов, однако в условиях современного мира игнорирование киберугроз может привести к катастрофическим последствиям. Энергетические компании должны предпринять шаги для разработки и внедрения эффективных стратегий киберзащиты, чтобы гарантировать свою безопасность и безопасность своей инфраструктуры в будущем.

Источники

1. Силкина О.Ю., Зарипова Р.С. Актуальность проблемы обеспечения информационной безопасности организаций // Наука: опыт, проблемы, перспективы развития: Материалы международной научно-практической конференции. Красноярск: Красноярский государственный аграрный университет, 2023. С. 114–119.
2. Куценко С.М., Салтанаева Е.А. Современные вызовы кибербезопасности и системы обнаружения вторжений // Экономика и предпринимательство. 2025. № 6 (179). С. 950–954. DOI: 10.34925/EIP.2025.179.6.170.
3. Афанасьев М.В., Уразбахтина Л.Р. Стратегия энергетической безопасности России в современных условиях // Приднепровский научный вестник. 2023. Т. 3, № 1. С. 3–6.
4. Воркунов О.В., Мансуров Р.Р. Сравнение LPWAN-технологий «СТРИЖ» и «LoRa» // Theory and practice of scientific research: материалы II Междунар. науч.-практ. конф. М.: Научный центр «Олимп», 2019. С. 89–90.

ВЛИЯНИЕ ИНВЕРТОРНЫХ ИСТОЧНИКОВ НА ВЕЛИЧИНУ ТКЗ И РАБОТУ РЗ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6–10 кВ

Надергулов М.М., Исаков Р.Г.
КНИТУ-КАИ, г. Казань, Россия
nadergulov97@mail.ru, Ruslanisakov@yandex.ru

В работе рассматривается влияние инверторной распределённой генерации, в частности солнечных электростанций, на токи короткого замыкания и работу релейной защиты в распределительных сетях 6–10 кВ. Показано, что инверторные источники выдают ограниченный аварийный ток, существенно отличающийся от тока синхронных генераторов, что снижает чувствительность традиционных защитных устройств. На основе моделирования и экспериментальных данных подтверждается необходимость пересмотра методов расчёта токов КЗ и адаптации уставок релейной защиты для обеспечения надёжной работы сетей с высокой долей возобновляемых источников.

Ключевые слова: солнечная электростанция (СЭС), распределительная сеть (РС), возобновляемые источники энергии (ВИЭ), релейная защита (РЗ), ток короткого замыкания (ТКЗ).

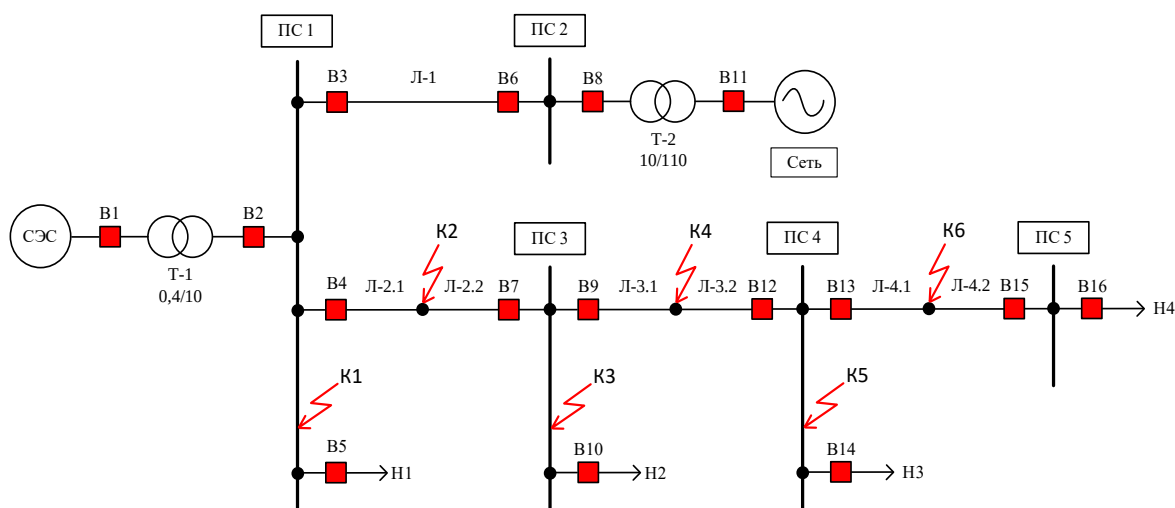
Современные распределительные сети 6–10 кВ, как правило, имеют радиальную структуру и традиционно рассчитывались на питание от одного источника, выполненного на базе вращающихся машин [1]. Поведение таких источников при аварийных режимах, включая симметричные и несимметричные короткие замыкания, хорошо изучено и на протяжении десятилетий использовалось при формировании нормативных требований к проектированию сетей и настройке релейной защиты [2]. Однако широкое внедрение распределённых энергоисточников на базе ВИЭ, основанных на силовой электронике – солнечных фотоэлектрических станций и современных ветроэнергетических установок, – привело к существенному изменению характера аварийных токов и поставило под сомнение применимость классических подходов.

Инверторные источники, в отличие от синхронных машин, обладают ограниченной способностью к перегрузкам и формируют ток короткого замыкания по управляемому алгоритмическому принципу, другими словами, зависит от пропускной способности инвертора. Это приводит к тому, что их вклад в аварийный ток существенно ниже, а реакция на повреждение определяется логикой работы инвертора, а не электромагнитными процессами установки. Согласно проведенным исследованиям [3],

пропускная способность ТКЗ инвертора может составлять 1,06–1,2 о.е. от номинальной мощности инвертора или 1,1–1,5 о.е. [4,5]. Более того, затухание ТКЗ происходит быстро и делится на две части: первая – с начальным всплеском в течение нескольких сотен микросекунд или менее, при котором ток может превышать 2,0 о.е. от номинальной мощности инвертора; вторая – с периодом регулирования в несколько сотен миллисекунд, зависящим от способа и схемы управления.

Сравнительные исследования моделей инвертора и синхронного генератора подтверждают, что увеличение мощности короткого замыкания в сети значительно более выражено при подключении синхронного генератора, чем при эквивалентной по мощности инверторной установке. Это наблюдение подтверждается в работах [6–8].

В представленной работе в качестве инверторного источника используется СЭС, моделирование которой осуществляется в программной среде PSCAD (см. рисунок).



Суть исследования заключается в анализе влияния СЭС на величину ТКЗ и РЗ при различной удаленности от точки короткого замыкания и виде КЗ.

Таким образом, интеграция СЭС в РС существенно изменяет параметры аварийных режимов и требует пересмотра подходов к расчёту ТКЗ, настройке РЗ и оценке надёжности РС. Комплексное моделирование и экспериментальные исследования позволяют определить направления корректировки защитных алгоритмов и обеспечить требуемый уровень надёжности в энергосистемах с возрастающей долей распределённой генерации на базе силовой электроники.

Источники

1. Turcotte D., Katiraei F. Fault Contribution of Grid-Connected Inverters // Proc. of the IEEE Electrical Power & Energy Conference. 2009. DOI: 10.1109/EPEC.2009.5420365.
2. Neumann T., Erlich I. Short Circuit Current Contribution of a Photovoltaic Power Plant // IFAC Proceedings Volumes. 2012. Vol. 45, Iss. 21. Pp. 343–348. DOI: 10.3182/20120902-4-FR-2032.00061.
3. Meskin M., Domijan A., Grinberg I. Impact of distributed generation on the protection systems of distribution networks: Analysis and remedies-review paper // IET Generation, Transmission & Distribution. 2020. Vol. 14, Iss. 24. Pp. 5944–5960. DOI: 10.1049/iet-gtd.2019.1652.
4. Influence of Inverter-Based Resources on Microgrid Protection: Part 1: Microgrids in Radial Distribution Systems / M.J. Reno [et al.] // IEEE Power and Energy Magazine. 2021. Vol. 19. Pp. 36–46. DOI: 10.1109/MPE.2021.3057951.
5. Manson S., McCullough E. Practical Microgrid Protection Solutions: Promises and Challenges // IEEE Power and Energy Magazine. 2021. Vol. 19. Pp. 58–69. DOI: 10.1109/MPE.2021.3057953.
6. A review of protection schemes for electrical distribution networks with green distributed generation / A.A. Majeed [et al.] // Energies. Electrical engineering. 2023. Vol. 16, Iss. 22. Pp. 7587. DOI: 10.3390/en16227587.
7. Debadatta A.G. Protection algorithms of microgrids with inverter interfaced distributed generation units – A review // Electric power systems research. 2021. Vol. 192, Iss. 11. DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106986.
8. The power system and microgrid protection – A review / J.S. Farkhani [et al.] // Applied Sciences. 2020. Vol. 10. Art. 8271. DOI: 10.3390/app10228271.

ИНТЕГРАЦИЯ СИСТЕМ ОБНАРУЖЕНИЯ ГОЛОЛЕДА НА ЛЭП В АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ КОМПЛЕКСЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Осягин А.Р.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

artm.osyagin@mail.ru

Науч. рук.: доц. Писковацкий Ю.В.

В статье рассматривается актуальная проблема повышения надёжности функционирования линий электропередачи (ЛЭП) в условиях гололёдообразования. Предложена концепция интеграции современных систем обнаружения гололёдных отложений в автоматизированные комплексы релейной защиты и противоаварийной автоматики. На основе анализа патента RU 2479084 C1 показано, что использование радиоимпульсов с колоколообразной огибающей позволяет точно определять толщину и длину гололёдных отложений, а также рассчитывать их массу на пролёте. Полученные данные могут быть использованы для адаптации уставок защит, предотвращения ложных срабатываний и инициации профилактических мероприятий, таких как автоматический подогрев проводов. Интеграция информации о состоянии ЛЭП от систем мониторинга гололёда в логику работы цифровых устройств релейной защиты (IED) и противоаварийной автоматики способствует переходу к предиктивному управлению аварийными режимами и повышает устойчивость энергосистемы в целом.

Ключевые слова: гололёд, обнаружение гололёда, короткие замыкания, климат, ЛЭП, релейная защита, противоаварийная автоматика, smart grid.

Современные энергосистемы сталкиваются с возрастающими рисками, связанными с экстремальными климатическими явлениями, в частности гололёдными отложениями на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи (ЛЭП). Такие отложения приводят к увеличению механической нагрузки на опоры, провисанию проводов, а в ряде случаев к обрывам и коротким замыканиям, что создаёт угрозу стабильной работе релейной защиты и противоаварийной автоматики [1].

Одним из наиболее эффективных подходов к снижению рисков, вызванных гололёдом, является его своевременное обнаружение и количественная оценка параметров толщины и длины отложений. В патенте RU 2479084 C1 описан способ обнаружения гололедных образований с использованием радиоимпульсов с колоколообразной огибающей, позволяющий определять как факт появления гололёда, так и его массу на участке ЛЭП. Это достигается за счёт анализа изменений времени распространения и затухания радиоимпульсов на разных частотах с учётом температурного влияния [2].

Интеграция подобных систем обнаружения гололёда в состав автоматизированных комплексов релейной защиты позволяет повысить надёжность принятия решений в условиях внешних климатических воздействий. Получаемые данные о состоянии проводов могут использоваться как дополнительные входные сигналы для логических алгоритмов защиты, что помогает избежать ложных срабатываний при аварийных режимах, вызванных гололёдом, и, наоборот, ускорить реакцию при реальных повреждениях [2].

Современные цифровые устройства релейной защиты (IED – Intelligent Electronic Devices) обладают возможностью обработки внешней информации от систем мониторинга. Интеграция данных о гололёдных отложениях в их логику позволяет реализовать адаптивные алгоритмы, меняющие уставки срабатывания в зависимости от текущих климатических условий и прогноза развития аварийной ситуации [3].

Особую ценность представляет возможность связи системы обнаружения гололёда с противоаварийной автоматикой, включая функции автоматического подогрева проводов или перераспределения мощности по сети.

Точная оценка массы гололёдных отложений на пролёте, основанная на формуле

$$M = \rho(d^2 - R^2)L,$$

где d – толщина гололёда; R – радиус провода линии электропередачи; L – расстояние между двумя опорами; ρ – плотность гололедных отложений. Эта формула позволяет заранее инициировать профилактические меры, не дожидаясь фактического повреждения ЛЭП [4].

Перспективным направлением является объединение систем обнаружения гололёда с платформами цифровой подстанции и стандартами IEC 61850, что обеспечивает стандартизированный обмен данными между датчиками, релейной защитой и системами управления. Такой подход соответствует концепции «умной» энергосистемы (Smart Grid), где диагностика и прогнозирование интегрированы в единую информационную среду [5].

Таким образом, интеграция систем обнаружения гололёда на ЛЭП в автоматизированные комплексы релейной защиты и противоаварийной автоматики позволяет значительно повысить устойчивость и безопасность функционирования энергосистем в зимний период. Это способствует переходу от реактивного к предиктивному управлению аварийными режимами и минимизирует экономические и технологические последствия гололёдных явлений.

Источники

1. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока и заземление электроустановок напряжением выше 1 кВ. М.: Стандартинформ, 2007. 32 с.
2. Мустафин, Р. Г. Способ обнаружения гололедных образований на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи: пат. 2479084 Рос. Федерация № 2011130054/07; заявл. 19.07.2011; опубл. 10.04.2013, Бюл. № 10. 8 с.
3. Ахмедова О.О. Адаптивная информационно-управляющая система релейной защиты воздушных линий электропередачи: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Волгоград, 2022. 20 с.
4. Писковацкий Ю.В., Губаев Д.Ф., Кузьмин И.Л. Экспериментальные исследования комплексного способа обнаружения гололёдных отложений на проводах воздушных линий электропередачи // Вестник Казанского государственного технического университета им. А.Н. Туполева. 2015. Т. 71, № 6. С. 20–24.
5. ГОСТ Р 54835-2011/IEC/TR 61850-1:2003. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 1. Общие принципы и принципы моделирования. М.: Стандартинформ, 2012. 48 с.
6. Заирова Д.И., Сандаков В.Д. Применение цифровых технологий в Smart grid // Энергетика будущего: материалы Всерос. науч.-практ. конф., посвящ. 80-летию профессора Ф.Р. Исмагилова. Уфа: Уфимский университет науки и технологий, 2024. С. 45–51.

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СИСТЕМЕ, СОДЕРЖАЩЕЙ ДВЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ

Панчук В.А., Опенлендер А.В.
ФГБОУВО «ДонНТУ», г. Донецк, Россия
bulgakov-work@mail.ru
Науч. рук.: доц. Булгаков А.А.

Проведено исследование электромеханических переходных процессов в электрической системе, состоящей из двух станций. Исходная система предварительно преобразована к простейшему виду. Оценка динамической устойчивости выполнялась по методу площадей.

Ключевые слова: электрическая система, динамическая устойчивость, метод площадей.

Одним из основных требований к электроэнергетическим системам является обеспечение синхронной динамической устойчивости [1, 2]. В этой связи исследование электромеханических переходных процессов в электрических системах является актуальным.

Для решения задач электроэнергетики широко применяют специальное программное обеспечение. В учебных целях используют специализированные лабораторные стенды. Для исследования электромеханических переходных процессов в аварийных режимах их использование для сложных систем затруднительно. В [3] предложен комплекс программ, который позволяет для простейшей электрической системы анализировать эффективность средств противоаварийной автоматики коммутационного типа, однако при этом не предусмотрена возможность учета нагрузок, активных сопротивлений ЛЭП и др.

Целью настоящей работы является расчет и анализ электромеханических переходных процессов в системе, содержащей две электрические станции, с предварительным преобразованием системы к простейшему виду.

Исследование проводим для системы, схема которой дана на рис. 1. В основу расчетов положены теоретические положения из [4]. При представлении нагрузки постоянным сопротивлением выражения для определения мощности, вырабатываемой каждым эквивалентным генератором, можно представить в следующем виде:

$$P_1(\delta_{12}) = E_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}); \quad (1)$$

$$P_2(\delta_{12}) = E_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} - E_1 E_2 y_{12} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12}),$$

где y_{11} , y_{22} , y_{12} – модульные значения собственных и взаимных проводимостей; α_{11} , α_{22} , α_{12} – углы, дополняющие аргументы соответствующих проводимостей до 90° .

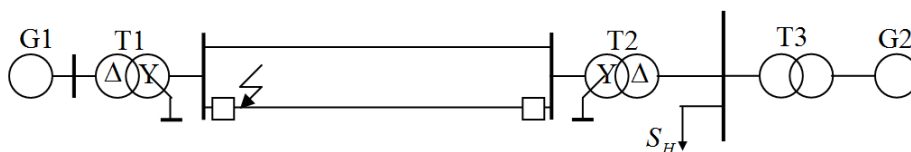


Рис. 1. Схема исследуемой электрической системы

Для установления характера переходного процесса необходимо рассчитать зависимость относительного ускорения, создающего перемещение ротора генератора станции 1 относительно станции 2, от взаимного угла: $\tilde{\alpha}_{12} = f(\delta_{12})$.

Для электроэнергетической системы, состоящей из двух электрических станций, возможен подход к исследованию переходных процессов, основанный на предварительном преобразовании системы к простейшему виду: генератор – шины неизменного напряжения [4]. Введем величину механической постоянной инерции эквивалентного генератора $T_{j\text{э}} = \frac{T_{j1} \cdot T_{j2}}{T_{j1} + T_{j2}}$.

Уравнение, описывающее переходный процесс

$$T_{j\text{э}} \frac{d^2 \delta_{12}}{dt^2} = P_{\text{мех.э}} - P_{\text{эл.э}}(\delta_{12}), \quad (2)$$

где

$$P_{\text{мех.э}} = \frac{P_{\text{мех}1} \cdot T_{j2} - P_{\text{мех}2} \cdot T_{j1}}{T_{j1} + T_{j2}}; \quad (3)$$

$$P_{\text{эл.э}}(\delta_{12}) = \frac{P_{11} \cdot T_{j2} - P_{22} \cdot T_{j1}}{T_{j1} + T_{j2}} + \frac{P_{m\text{э}}[T_{j2} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) + T_{j1} \sin(\delta_{12} + \alpha_{12})]}{T_{j1} + T_{j2}}. \quad (4)$$

При расчете по формуле (4) используются следующие выражения: $P_{mэ} = E_1 E_2 y_{12}$, $P_{11} = E_1 y_{11} \sin \alpha_{11}$, $P_{22} = E_2 y_{22} \sin \alpha_{22}$.

Применительно к соотношениям (2)–(4) могут быть построены угловые характеристики мощности $P_{э.э} = f(\delta_{12})$ для исследуемых режимов аналогично характеристикам для простейшей системы.

Для практических расчетов составляются схемы замещения системы в нормальном, аварийном и послеаварийном режимах. Схема замещения в аварийном режиме, вызванном КЗ, отличается от схемы нормального режима включением дополнительного сопротивления $Z_{\Delta}^{(n)}$, которое определяется видом КЗ. В схеме для послеаварийного режима, наступающего после отключения поврежденной цепи ЛЭП, сопротивление ЛЭП увеличивается в два раза. Для каждого случая определены значения собственных и взаимных проводимостей.

Оценка динамической устойчивости системы выполняется по методу площадей [4]. На рис. 2 показаны энергетические соотношения, полученные для заданных исходных параметров системы на основе сопоставления энергий ускорения и торможения. Предельный угол отключения КЗ для рассматриваемых параметров системы составил $62,2^\circ$.

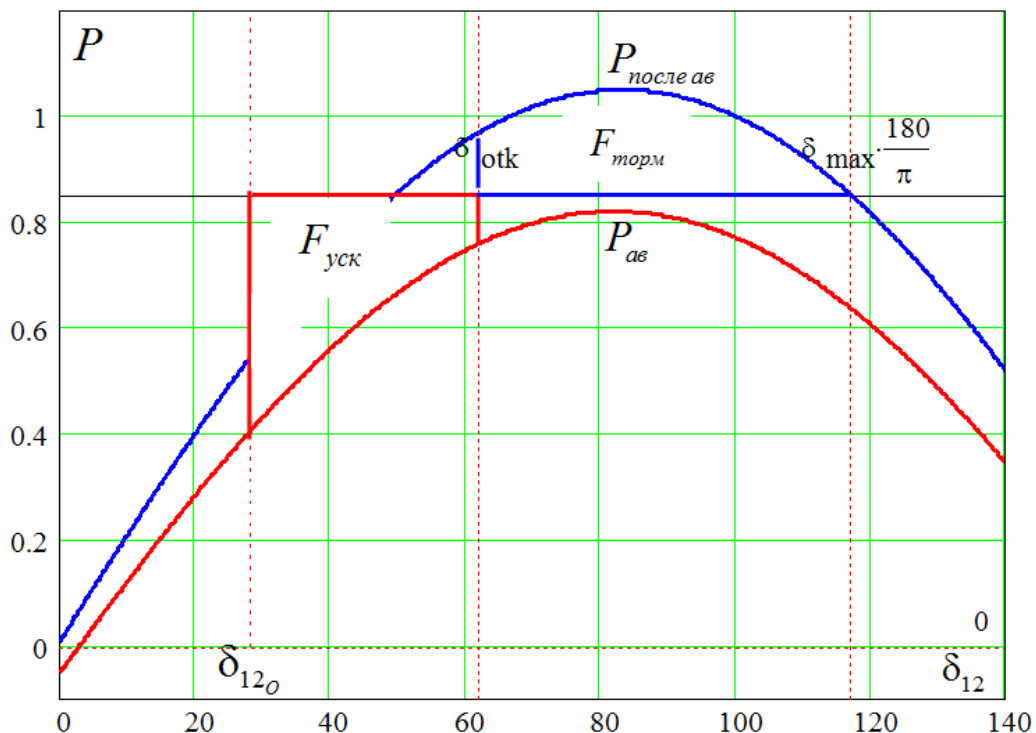


Рис. 2. Энергетические соотношения при однофазном КЗ

Расчеты изменения во времени параметров режима проводятся путем интегрирования дифференциального уравнения движения.

Источники

1. ГОСТ Р 57114-2022. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. М.: Стандартинформ, 2022. 16 с.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем [Электронный ресурс]: утв. приказом Минэнерго России от 3 марта 2018 г. № 630. М.: Минэнерго России, 2018. 45 с.
3. Ларин А.М., Самойленко А.Н. Разработка программного обеспечения для исследования средств противоаварийной автоматики электроэнергетических систем коммутационного типа // Инновационные перспективы Донбасса: материалы 4-й Междунар. науч.-практ. конф. Т. 2: Перспективы развития электротехнических, электромеханических и энергосберегающих систем. Донецк: ДонНТУ, 2019. С. 161–166.
4. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Изд-во «Высшая школа», 1985. 536 с.
5. Хайруллин Р.И., Воркунов О.В. Способы устранения несимметричности нагрузок в электрических сетях 0,4 кВ // Технологический суверенитет и цифровая трансформация: материалы Междунар. науч.-техн. конф. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2024. С. 262–266.
6. Родионов И.А., Воркунов О.В., Куракина О.Е. Бесконтактная диагностика трансформаторного оборудования // Инициативы молодых – науке и производству: сб. ст. VII Всерос. науч.-практ. конф. молодых ученых и студентов. Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2024. С. 463–465.

ВЛИЯНИЕ МИНИ-ТЭЦ НА РАБОТУ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ С ЭНЕРГОСИСТЕМОЙ

Савельев М.О.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

Maxim20022010@mail.ru

Науч. рук.: доц. Губаев Д. Ф.

В данной работе проблемы и решения в области релейной защиты и автоматики (РЗА) при интеграции мини-ТЭЦ в распределительные сети. Анализируются требования к быстродействию, селективности и адаптивности РЗА, а также предлагаются методы централизованного управления и специальной противоаварийной автоматики.

Ключевые слова: мини-ТЭЦ, релейная защита, распределенная генерация, централизованная РЗА, параллельная работа, устойчивость, селективность, противоаварийная автоматика, управление нагрузкой, динамическая устойчивость.

Интеграция мини-ТЭЦ в распределительные сети, работающие параллельно с энергосистемой, является одним из современных направлений развития электроэнергетики. В соответствии с энергетической стратегией России до 2030 года доля распределенной когенерации может достичь 15 % в производстве электроэнергии на тепловых электростанциях [1]. Однако параллельная работа мини-ТЭЦ с энергосистемой сопровождается рядом проблем, связанных с обеспечением надежности и качества электроснабжения. Одной из ключевых задач является адаптация релейной защиты и автоматики (РЗА) к новым условиям работы.

Включение мини-ТЭЦ в сеть приводит к изменению структуры токов короткого замыкания (КЗ), появлению двустороннего питания и необходимости обеспечения селективности и чувствительности защит. Традиционные системы РЗА, рассчитанные на радиальную схему сети, могут оказаться неэффективными. Как отмечается в исследованиях, наличие генерации в распределительной сети ужесточает требования к быстродействию РЗА, особенно по критерию динамической устойчивости агрегатов мини-ТЭЦ. Длительность протекания токов КЗ не должна превышать 100–150 мс, чтобы предотвратить нарушение устойчивости генераторов и повреждение оборудования.

Для решения этих проблем предлагается использование централизованных систем РЗА, основанных на интеграции силовых и информационных сетей. Такие системы предусматривают обработку логической

информации от территориально разнесенных устройств РЗА с использованием волоконно-оптических линий связи (ВОЛС). Централизованная РЗА позволяет обеспечить селективное отключение поврежденных участков, автоматическое восстановление питания (АПВ, АВР), а также адаптивное изменение уставок в зависимости от режима работы сети. Это особенно важно при изменении конфигурации электропитания от мини-ТЭЦ и энергосистемы.

Еще одним важным аспектом является обеспечение устойчивости мини-ТЭЦ при аварийных ситуациях, таких как выделение на изолированную работу с дефицитом или избытком мощности. Для этого разрабатывается специальная противоаварийная автоматика (СПА), включающая селективную автоматику отключения нагрузки (САОН). САОН позволяет избирательно отключать неответственную нагрузку, сохраняя электроснабжение критических потребителей, таких как противопожарные устройства, лифты, аварийное освещение и медицинское оборудование. Это достигается за счет использования коммутационных аппаратов на напряжении 0,4 кВ с дистанционным управлением [2–4].

Моделирование на программно-аппаратном комплексе RTDS подтвердило эффективность предложенных решений. Эксперименты показали, что длительность провалов напряжения не превышает 0,5 с, а частота в изолированном режиме поддерживается в пределах 48,5–51,5 Гц [2]. Кроме того, применение централизованной РЗА позволяет снизить капитальные затраты за счет использования выключателей нагрузки вместо более дорогих силовых выключателей.

Важным направлением развития является также управление нагрузкой в реальном времени, которое позволяет повысить гибкость системы. Например, автоматический перенос электроприемников с периода суточного максимума на минимум нагрузки позволяет снизить объем отключаемых потребителей и сохранить электроснабжение ответственных объектов. Это особенно актуально в условиях роста доли высокотехнологичных потребителей, требующих высокой надежности.

Таким образом, интеграция мини-ТЭЦ в распределительные сети требует комплексного подхода к модернизации систем РЗА, включая централизацию управления, внедрение адаптивных алгоритмов и развитие информационной инфраструктуры.

Подводя итог, можем утверждать, что интеграция мини-ТЭЦ в энергосистему требует модернизации релейной защиты. Централизованные системы РЗА и специальная противоаварийная автоматика позволяют обеспечить селективность, быстродействие и адаптивность, что подтверждено результатами моделирования.

Источники

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года [Электронный ресурс]: утв. распоряжением Правительства РФ от 13 ноября 2009 г. № 1715-р // ЭПС «Система Гарант» (дата обращения: 05.10.2025).
2. Воропай Н.И., Чулюкова М.В. Противоаварийное управление нагрузкой для обеспечения гибкости электроэнергетических систем // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2020. Т. 24. № 4. С. 781–794.
3. Арцишевский Я.Л., Вострунатов С.А., Земцов А.А. Централизованные системы РЗА объектов малой генерации // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. 2015. С. 1–2.
4. Чернов Д.В., Гавриленко А.Н. Будущее релейной защиты: тенденции и перспективы // Тенденции развития науки и образования. 2024. № 115-16. С. 45–47.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ РЗА НА ТЭС

Сафина Л.З.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

lia.safina.04@mail.ru

Науч. рук.: ст. преп. Минулина О.В.

В статье обосновывается экономическая целесообразность применения современных цифровых систем РЗА для повышения надежности ТЭС, что подтверждается расчетом прямого экономического эффекта от снижения простоев и потерь от ложных срабатываний.

Ключевые слова: релейная защита, автоматика, тепловые электростанции, надежность, цифровизация, экономическая эффективность.

Актуальные исследования в области релейной защиты и автоматики (РЗА) на тепловых электростанциях (ТЭС) выявляют, что аналоговые электрохимические и микроэлектронные реле, несмотря на их признанную надежность в прошлом, исчерпали свой технологический потенциал [1, 3, 5]. Им на смену приходят микропроцессорные РЗА, отличающиеся высокой точностью, многофункциональностью и гибкостью настроек. Благодаря цифровым платформам (МЭК 61850) обеспечивается интероперабельность. Встроенные функции самодиагностики и аналитики позволяют выявлять потенциальные неисправности на ранних стадиях, способствуя переходу к обслуживанию по фактическому состоянию, снижению аварийных отключений.

Для оценки экономической целесообразности модернизации системы РЗА энергоблока ТЭС проведем расчет прямого экономического эффекта, основным источником которого является снижение потерь от ложных срабатываний и простоев. Устаревшая релейная защита приводит к аварийным отключениям в среднем раз в 2 года (N_1) [3]. Примем среднее время, необходимое для восстановления работоспособности энергоблока мощностью 220 МВт (220 000 кВт, N_2) после ложного срабатывания устаревшей РЗА, равным 6 часам (D_1). Фактическое время восстановления может значительно варьироваться.

Согласно данным исследования НИУ «МЭИ» [4] внедрение цифровых систем РЗА снижает вероятность аварийного отключения на 42 % ($P_{\text{снижение}}$). Современные цифровые системы РЗА способны сократить среднюю продолжительность простоя на 40 % ($D_{\text{снижение}}$) [6]. Однако внедрение данных технологий сопряжено с существенными капитальными затратами. Предположим, среднерыночная стоимость комплексного проекта

модернизации РЗА для энергоблока составит 10 млн рублей (CAPEX) [4]. Срок службы микропроцессорных устройств РЗА – 20 лет ($S_{\text{лет}}$) [6]. При рыночной цене электроэнергии 5,73 руб/кВт·ч (T) по Республике Татарстан [2] потери за 1 ч (t) простоя составят:

$$C_{\text{пр}} = N_{\text{э}} \cdot t \cdot T = 220\,000 \cdot 1 \cdot 5,73 = 1\,260\,600 \text{ руб/ч.}$$

Если принять, что затраты на восстановление работоспособности РЗА составляют 100 000 руб/ч, а прочие расходы – 100 000 руб/ч, то общая стоимость часа простоя может достигать 1 460 600 руб/ч ($\sum C_{\text{пр}}$).

Определим годовое время простоя до модернизации по формуле

$$\Delta t_{\text{пр.1}} = D_{\text{снижение}} \cdot D_1 = 0,4 \cdot 6 = 2,4 \text{ ч.}$$

Годовой ущерб до модернизации можно рассчитать по формуле

$$Y_1 = \Delta t_{\text{пр.1}} \cdot \sum C_{\text{пр}} = 2,4 \cdot 1\,460\,600 = 3\,505\,440 \text{ руб/год.}$$

Количество отключений в год после модернизации:

$$N_2 = D_{\text{снижение}} \cdot (1 - P_{\text{снижение}}) = 0,4 \cdot (1 - 0,42) = 0,232 \text{ отключений.}$$

Новое время на одно отключение:

$$D_2 = D_1 \cdot (1 - D_{\text{снижение}}) = 6 \cdot (1 - 0,4) = 3,6 \text{ ч.}$$

Годовое время простоя после модернизации:

$$\Delta t_{\text{пр.2}} = N_2 \cdot D_2 = 0,232 \cdot 3,6 = 0,8352 \text{ ч.}$$

Годовой ущерб после модернизации:

$$Y_2 = \Delta t_{\text{пр.2}} \cdot \sum C_{\text{пр}} = 0,8352 \cdot 1\,460\,600 = 1\,219\,893,12 \text{ руб./год.}$$

Годовая экономия:

$$\Delta Y = Y_1 - Y_2 = 3\,505\,440 - 1\,219\,893,12 = 2\,285\,546,88 \text{ руб./год.}$$

Рассчитаем срок окупаемости инвестиций (Payback Period):

$$PP = \frac{CAPEX}{\Delta Y} = \frac{10\,000\,000}{2\,285\,546,88} = 4,375 \text{ лет.}$$

Чистая прибыль за 20 лет после модернизации:

$$\text{ЧП} = (S_{\text{лет}} - PP) \cdot \Delta Y = (20 - 4,375) \cdot 2\,285\,546,88 = 35\,711\,670 \text{ руб.}$$

Проведенный расчет подтверждает высокую экономическую целесообразность модернизации: инвестиции в цифровую систему РЗА для энергоблока мощностью 220 МВт окупаются примерно за 4,5 года, обеспечивая чистую прибыль около 36 млн рублей. Важно отметить, что учтен лишь прямой эффект от сокращения простоев от ложных срабатываний. Реальная экономическая целесообразность оказывается существенно выше расчетной, что подтверждает высокую инвестиционную привлекательность данных систем для модернизации объектов теплоэнергетики.

Источники

1. Исследование и совершенствование устройств релейной защиты энергоблока «генератор – трансформатор» Атырауской ТЭЦ [Электронный ресурс]. URL: <https://moluch.ru/conf/stud/archive/513/18419> (дата обращения: 15.11.2025).

2. Тарифы и нормативы [Электронный ресурс] // АО «Татэнерго-сбыт»: сайт. URL: <https://tatenergoby.ru/supply/tarifs/> (дата обращения: 16.11.2025).

3. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем в России – 2025: тенденции, проблемы, угрозы, перспективы и состояние рынка [Электронный ресурс]. URL: <https://marketelectro.ru/relejnaya-zashchita-i-avtomatizaciya-elektroenergeticheskikh-sistem-v-Rossii-2025-tendencii-problemy-ugrozy-perspektivy-i-sostoyanie-rynka> (дата обращения: 16.11.2025).

4. Релейная защита что это [Электронный ресурс]. URL: <https://arghome.ru/blog/releynaya-zaschita-cto-eto/> (дата обращения: 15.11.2025).

5. СТО 34.01-4.1-005-2017. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса. М.: ПАО «Россети», 2017. 158 с.

6. Что такое РЗА в электроустановках [Электронный ресурс]. URL: <https://arghome.ru/blog/cto-takoe-rza-v-elektroustanovkah/> (дата обращения: 15.11.2025).

ОРИГИНАЛЬНЫЙ УСКОРЕННЫЙ АЛГОРИТМ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПОИСКА ОТКАЗОВ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ЗАРЯДНОЙ СТАНЦИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ

Сафиуллин Б.И., Стародубец А.А., Садыков Д.Н.

ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия

gougle2011@yandex.ru, kgeu-et@yandex.ru

Науч. рук.: доц. Аухадеев А.Э.

В статье рассматривается метод оптимизации построения дерева диагностических проверок для электрических зарядных станций (ЭЗС). Показано, что предварительное аппаратное тестирование комплекса «ДИАГНОСТИКА ЭЗС-2» позволяет исключить часть исправных элементов и тем самым уменьшить вычислительную сложность алгоритма. Оценено снижение количества операций и продемонстрирована эффективность подхода на практическом примере.

Ключевые слова: диагностика ЭЗС; оптимальное дерево проверок; вероятности отказов; вычислительная сложность; алгоритм диагностики

В основе программного комплекса лежит универсальный алгоритм построения оптимального дерева диагностических проверок. Он минимизирует среднее время локализации отказа, выбирая оптимальную последовательность проверок с учетом вероятностей отказов элементов [1]

Входными данными для него являются:

- матрица состояний S : бинарная матрица, где $S_{ij} = 1$, если j -й компонент участвует в i -й проверке, и $S_{ij} = 0$ в противном случае;
- для каждого компонента эта величина вычисляется на основе его интенсивности отказов (λ) и времени наработки (t) в предположении экспоненциального закона распределения отказов, что является общепринятой моделью для электронных компонентов:

$$Q_i(t_i) = 1 - e^{-\lambda_i t_i}; \quad (1)$$

- трудоемкость проверки C : параметр, характеризующий временные затраты (в часах или минутах) на проведение каждой i -й диагностической проверки.

На каждом шаге алгоритм выбирает проверку s , для которой критерий предпочтения W минимален [2]:

$$W_s = C_s \cdot \left\| \left(\sum_{j \in K, S_{ij} = 1} Q_{jt}(j) - \sum_{j \in K, S_{ij} = 0} Q_{jt}(j) \right) \right\|_{\min}. \quad (2)$$

Однако для ЭЗС множество элементов N велико, что приводит к избыточной сложности.

Недостаток базовой модели – необходимость учитывать в качестве потенциально неисправных все N элементов. На практике значительную часть узлов можно быстро проверить внешними средствами без вскрытия оборудования. Эту функцию выполняет разработанный комплекс «Диагностика ЭЗС-2» и модуль DIAG.

Успешное прохождение тестов позволяет считать работоспособными группы элементов, такие как контакторы, цепи управления и защиты.

Пусть $E = \{e_1, e_2, \dots, e_N\}$ – полное множество всех N элементарных компонентов e_i диагностируемой ЭЗС. В базовой модели начальное множество потенциально неработоспособных элементов K совпадает с множеством E .

Пусть DIAG выполняет тесты $T = \{t_1, t_2, \dots, t_m\}$, при этом тест t_m подтверждает исправность подмножества $E_m \subseteq E$.

Если по результатам выполнения теста t_m (например, команды «Анализ сети») модуль формирует отчет о соответствии всех измеряемых параметров требованиям ГОСТ, то все элементы из подмножества E_m считаются работоспособными и могут быть исключены из дальнейшего рассмотрения. Далее формируется итоговое множество работоспособных элементов E_{ok} как объединение всех успешно проверенных подмножеств:

$$E_{ok} = \bigcup_{m | t_m \text{ успешен}} E_m. \quad (3)$$

После исключения исправных элементов получаем новое множество:

$$K' = E / E_{ok}. \quad (4)$$

Таким образом, задача сокращается с N до $N' = |K'|$, что уменьшает вычислительную сложность работы алгоритма.

Представленная оптимизация не только уменьшает итоговый диагностический маршрут для инженера, но и существенно снижает вычислительную сложность построения алгоритма поиска отказов. Эта сложность определяется количеством операций, необходимых для выбора оптимальной проверки на каждой итерации [3].

Рассмотрим одну итерацию алгоритма, в рамках которой производится выбор очередного узла диагностического графа при наличии k потенциально неисправных элементов. Процесс работает следующим образом:

выполняется перебор k возможных проверок (каждый элемент может выступать в роли проверяемого);

Для каждой из этих k проверок вычисляется критерий предпочтения W . Для расчета W требуется единичный подход по всему множеству k элементов, чтобы разделить их на две группы (участвующие в проверке, $S_{ij} = 1$, и не участвующие, $S_{ij} = 0$), а затем просуммировать соответствующие вероятности отказов [4].

Таким образом, число операций для определения одного узла пропорционально $k \cdot k$, что соответствует сложности $O(k^2)$. Наиболее ресурсоемкими является первый шаг, при котором $k = N$ (общее число элементов). Поэтому вычислительная сложность выбора корневой проверки равна $O(N^2)$. Именно эта итерация оказывает наибольшее влияние на общую трудоемкость построения графа.

После выполнения предварительной аппаратной диагностики количество рассматриваемых элементов уменьшается с N до $N' = N - |E_{ok}|$, где $|E_{ok}|$ – число подтвержденных исправных элементов. Соответственно, сложность первого и наиболее затратного шага снижается с $O(N^2)$ до $O((N')^2)$.

Уменьшение вычислительной нагрузки D может быть выражено следующим образом:

$$D = 1 - \frac{\text{Сложность}_{\text{опт}}}{\text{Сложность}_{\text{баз}}} = 1 - \frac{(N')^2}{N^2} = 1 - \left(\frac{N - |E_{ok}|}{N} \right)^2. \quad (4)$$

Сокращение количества операций ускоряет работу программного модуля и приводит к формированию более компактного диагностического

графа. Исключение исправных элементов позволяет сосредоточить алгоритм на реально значимой области поиска, обеспечивая специалисту более короткую и точную последовательность действий для выявления неисправности[5].

Источники

1. Коваленко В.Н. Метод оптимизации алгоритма поиска неисправностей // Инновационный транспорт. 2024. № 2 (52). С. 48–55.

2. Программный комплекс ядерного оценивания плотности распределения непрерывной случайной величины: св-во о гос. рег. прогр. для ЭВМ 2023614363 Рос Федерация № 2023613059; заявл. 20.02.2023; опубл. 28.02.2023, Бюл. № 3.

3. Звягинцев О.А. Модели и алгоритмы интеллектуализации поиска неисправностей в системе автоматизированного контроля гибридных объектов: автореф. дис. ... канд. техн. наук. Серпухов, 2013. 16 с.

4. Веселов О.В., Кононыхина Н.А. Алгоритмы поиска неисправностей на основе нейронных сетей в среде Matlab // Наука – промышленности и сервису. 2011. № 6-2. С. 253–256.

5. Кирсанов А.П., Марон А.И., Марон А.И. Построение алгоритмов поиска неисправностей для систем диагностирования и мониторинга устройств железнодорожной автоматики и телемеханики // Датчики и системы. 2019. № 7-8 (238). С. 21–27.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ ПРОГНОЗА И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АВАРИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Хуснутдинов А.И.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
aishaaaaaat@gmail.com
Науч. рук.: доц. Шакурова З.М

Рассматриваются основные направления применения искусственного интеллекта (ИИ) в предотвращении аварий.

Ключевые слова: искусственный интеллект, энергетика, цифровые двойники, мониторинг, аварии.

Современная энергетическая отрасль находится в процессе глубокой цифровой трансформации, где технологии искусственного интеллекта (ИИ) занимают центральное место в создании интеллектуальных, устойчивых и надежных энергосистем нового поколения [2, 6]. Ключевая ценность ИИ заключается в переходе от пассивного реагирования на нештатные ситуации к проактивному управлению, основанному на анализе больших массивов данных и предиктивном моделировании различных сценариев развития событий. Ярким примером такого подхода является предиктивное техническое обслуживание: специальные алгоритмы машинного обучения непрерывно обрабатывают потоки информации с тысяч датчиков, установленных на критически важном оборудовании – трансформаторах, турбинах, силовых кабелях [1]. Эта технология позволяет выявлять малейшие признаки деградации материалов и заранее планировать замену компонентов, что особенно критично для обеспечения безопасности объектов атомной генерации [5].

Внедрение систем предиктивной аналитики демонстрирует значимый экономический и операционный эффект. Затраты на обслуживание энергооборудования снижаются на 10–40 %, а количество внезапных отказов сокращается на 70–75 %. Ведущие российские энергокомпании, включая холдинги «Россети» и «Росатом», уже активно интегрируют решения на базе ИИ для минимизации технологических нарушений и повышения общей эффективности эксплуатации своих активов [3].

Еще одним важным направлением является интеллектуальный мониторинг и диагностика сетей в режиме реального времени, позволяющие выявлять потенциальные угрозы на самых ранних стадиях. Например, система AWARE, используемая компанией Southern California Edison, автоматически анализирует формы сигналов (осциллограммы) и с высокой точностью классифицирует типы возникающих неисправностей,

локализуя место повреждения в 80% случаев. Российский аналог – система «ПАУК» от «Россетей» – автоматизирует сбор показаний с приборов учета и с помощью алгоритмов ИИ обнаруживает аномалии в потоках данных, что позволяет предотвращать возможные сбои в работе электросетей [4].

Ключевые направления применения технологий ИИ для прогнозирования и предотвращения аварий в электроэнергетике, их преимущества и примеры внедрения проанализированы в таблице ниже [1–5].

Технологии ИИ	Решаемые задачи	Примеры и эффективность
Предиктивное обслуживание оборудования		
Глубокое обучение, анализ временных рядов, обнаружение аномалий	Прогноз износа и отказов турбин, трансформаторов, генераторов	На Нововоронежской АЭС: анализ вибрации и температуры для прогноза неисправностей турбин за месяцы до возникновения. Сокращение незапланированных простоев на 25–40 %
Мониторинг и диагностика сетей ЛЭП		
Сверточные нейронные сети (CNN), компьютерное зрение.	Автоматическое обнаружение дефектов (обрывы проводов, сколы изоляторов, растительность) по фото/видео с дронов	«Россети Центр»: использование дронов и ИИ с 2017 г. Сокращение расходов на осмотр сетей на 64 %
Прогнозная аналитика энергосистем		
Машинное обучение, LSTM-сети, анализ больших данных (Big Data)	Прогноз спроса и выработки, балансировка сети, раннее обнаружение аномалий в режиме реального времени	Система AWARE (Southern California Edison): анализ осциллограмм для раннего обнаружения сбоев с точностью локализации до 80 %
Прогнозная аналитика энергосистем		
Графовые нейронные сети (GNN), алгоритмы оптимизации	Автоматическая локализация повреждений и восстановление питания потребителей через резервные линии	Внедрение в «умных» сетях Казани: сокращение времени реакции на неисправности с 30 до 5 минут, снижение аварийности на ~25 %

В энергетике ИИ-мониторинг труднодоступных объектов (CNN, GAN) выявляет опасности и моделирует ЧС, снижая затраты и повышая надежность. Умные сети с ИИ сокращают отключения и ускоряют восстановление. Проблемы: качество данных, кибербезопасность, нехватка кадров. Будущее – за цифровыми двойниками и объяснимым ИИ. Минэнерго прогнозирует широкое внедрение ИИ к 2027 году, что необходимо для самовосстановления энергосистем и стабильного энергоснабжения.

Источники

1. Технологии будущего в энергетике – как ИИ предотвращает аварии и снижает риски [Электронный ресурс]. URL: <https://habr.com/ru/sandbox/242584/> (дата обращения: 12.11.2025).
2. Практическое применение искусственного интеллекта для прогнозирования аварий [Электронный ресурс]. URL: <https://eepir.ru/new/prakticheskoe-primenenie-iskusstvennogo-intellekta-dlya-prognozirovaniya-avarij/> (дата обращения: 12.11.2025).
3. Искусственный интеллект выявляет неисправности на ЛЭП [Электронный ресурс]. URL: <https://www.elec.ru/publications/it-ii/9379/> (дата обращения: 12.11.2025).
4. Искусственный интеллект в энергетике: цифровая революция на пути к устойчивому будущему [Электронный ресурс]. URL: <https://ecoparlament.ru/aktsenty-nedeli/view/iskusstvennyj-intellekt-v-energetike-cifrovaya-revolyuciya-na-puti-k-ustojchivomu-budushchemu> (дата обращения: 12.11.2025).
5. Применение искусственного интеллекта в энергетике: от теории к будущему [Электронный ресурс]. URL: <https://www.simbirsoft.com/blog/primenenie-iskusstvennogo-intellekta-v-energetike-ot-teorii-k-budushchemu> (дата обращения: 12.11.2025).

РЕАЛИЗАЦИЯ КОНЦЕПЦИИ РЗА ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ МЭК 61850

Шаймарданов И.И., Исаков Р.Г.
КНИТУ-КАИ, г. Казань, Россия
ilnazshai@mail.ru, rgisakov@kai.ru
Науч. рук.: доц. Исаков Р.Г.

Предложена концепция релейной защиты сетей промышленных предприятий на базе МЭК 61850. Проведен анализ существующих решений по релейной защите распределительных сетей и выявлены их недостатки. В качестве решения предложена схема РЗА, реализующая обмен данными между интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ) по стандарту МЭК 61850-8-1 с использованием GOOSE-сообщений. Высказана гипотеза, что применение GOOSE-коммуникаций позволяет устранить ключевые проблемы прежних систем РЗА и является перспективным направлением развития цифровых распределительных сетей.

Ключевые слова: релейная защита, МЭК 61850, логическая селективность, максимальная токовая защита, GOOSE.

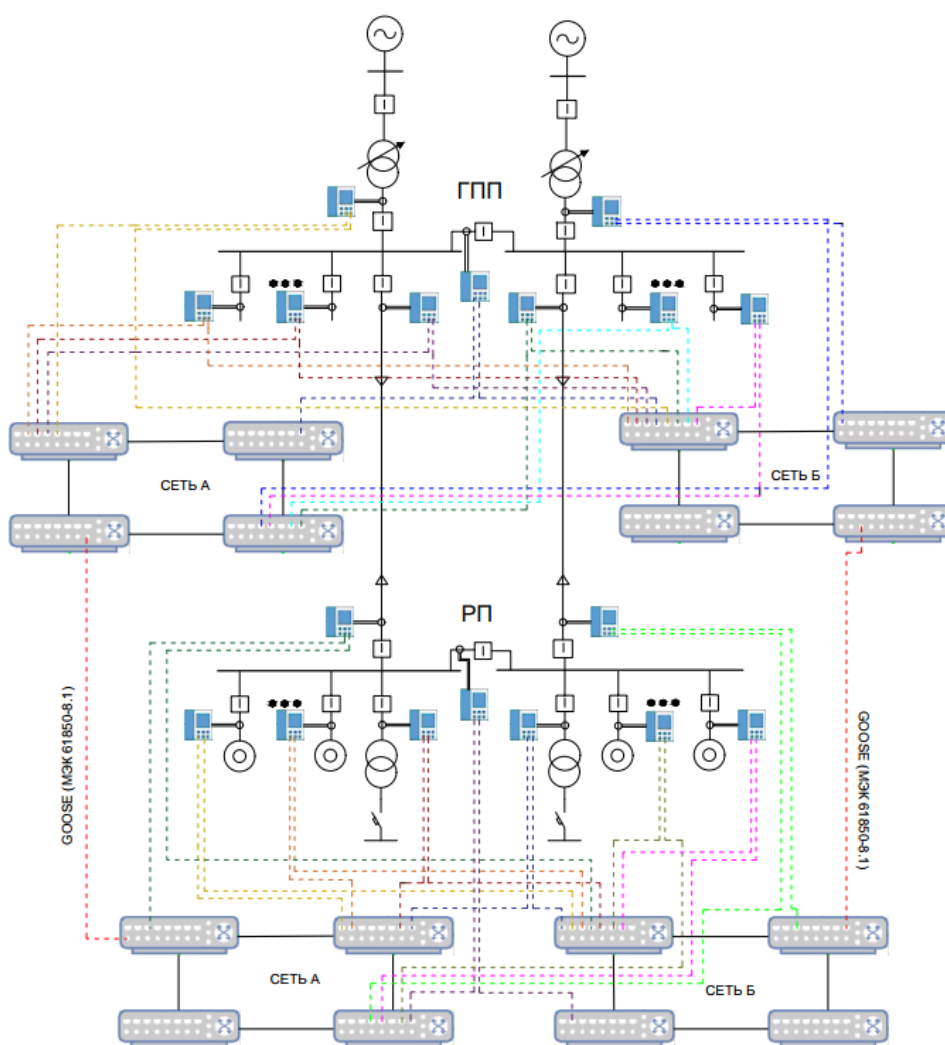
На сегодняшний день защита сетей электроснабжения предприятий реализована посредством последовательно установленных на присоединениях максимальных токовых защит, селективность действия которых обеспечивается ступенчатым выбором параметров срабатывания по току и времени [1].

Для обеспечения селективности действия ступенчатых защит в них вводятся выдержки на срабатывание. Принцип временной селективности заключается в создании разной выдержки времени для защит максимального тока, распределенных по сети. Чем ближе устройство защиты к источнику питания, тем больше выдержка времени срабатывания. Максимальные задержки могут достигать 1,5–2 секунд, что опасно, поскольку за это время ток короткого замыкания способен нанести серьёзные повреждения оборудованию, а также нарушает динамическую устойчивость двигателей предприятия. Это требует повышения быстродействия МТЗ [2].

Частично проблему решают дифференциальные защиты шин и линий, однако их внедрение связано с высокими затратами и сложностью [3]. Другим подходом является применение логических защит, обеспечивающих время отключения порядка 0,1–0,2 с независимо от места повреждения, однако на практике такие схемы обычно ограничены областью защиты шин и используют традиционные кабельные линии связи. [2].

В данном тезисе предлагается новый способ реализации логической селективности за счет применения стандарта МЭК 61850. С разработкой серии стандартов МЭК 61850 стал возможен быстродействующий обмен информацией в стандартизованном виде между устройствами внутри подстанции и за ее пределами. Для передачи сигналов управления, защиты и блокировок разделом 8.1 стандарта МЭК 61850 предусмотрен протокол GOOSE. Если раньше для выполнения логической селективности применялась ЛЗШ, то теперь предлагается рассмотреть вариант применения принципа логической и временной селективности на всем участке сети (см. рисунок).

Принцип действия логической защиты участка сети (ЛЗС) тот же, что у ЛЗШ, однако теперь МП РЗА имеют поддержку стандарта МЭК 61850 и становятся интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ), которые обмениваются информацией GOOSE-сообщениями по волоконно-оптическим линиям связи.



Структурная схема логической защиты сети промышленного предприятия

Для реализации такого канала связи необходимо организовать топологию сети Ethernet. Конкретно для обмена данными между блоками РЗА наиболее подходящими являются соединению в звезду и в кольцо.

Однако нельзя просто соединить коммутаторы в «кольцо», потому что возникает широкополосный шторм и нет резервирования сигналов, как того требует надежный обмен информацией между устройствами МП РЗА. Для этого необходимо применить логическое деление сети, а конкретно PRP.

Технология PRP обеспечивает параллельное резервирование без возникновения паузы в информационном обмене между устройствами. Каждый кадр данных дублируется и одновременно передается по двум путям.

Реализовав логическую защиту сети, ожидается улучшение быстродействия защит, сократив время срабатывания до 0,1–0,2 секунды.

Таким образом, при данном способе сбора и обмена информацией между МП РЗА возникают следующие преимущества:

- 1) высокая скорость передачи сигналов
- 2) меньше медных соединений и кабелей
- 3) гибкость и масштабируемость
- 4) повышенная информативность
- 5) расширенные возможности диагностики

Источники

1. Федосеев М.А., Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. для вузов. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1992. 528 с.

2. Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электропитания. Часть 3: Защита электрических сетей напряжением 6–10 кВ: учеб. пособие. Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ. С. 16–30.

3. Майоров А.В. Применение защит с абсолютной селективностью и развитие автоматики в электрических сетях напряжением 20 кВ мегаполиса // Электроэнергия. Передача и распределение. 2018. № 6 (51). С. 32–37.

РАССМОТРЕНИЕ ДИЗЕЛЬНОГО ГЕНЕРАТОРА КАК СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ В ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

Яруллин И.Г., Фархутдинов Д.С., Гарифуллин М.Ш.
ФГБОУ ВО «КГЭУ», г. Казань, Россия
insaf085@mail.ru, farhutdinov.dinis.s@gmail.com, g_marsels@mail.ru

В статье на примере отдалённого от Единой энергетической системы населённого пункта рассмотрена дизельгенераторная установка, состав её генерирующего оборудования, состав потребителей. Рассматриваются объёмы отдаваемой электроэнергии и проанализированы факторы, влияющие на ценообразование данного энергоресурса.

Ключевые слова: изолированная энергосистема, дизельгенератор, электроэнергия, тариф.

В настоящее время вопрос децентрализации энергетики имеет достаточно высокую актуальность, так как применение автономных источников электроэнергии значительно повышает надёжность электроснабжения потребителей. Не менее важным фактором является стоимость электроэнергии. В настоящее время в России именно он становится определяющим для перехода к собственной генерации [1–4]. В рамках данной работы необходимо рассмотреть дизельгенераторную установку как элемент основного источника энергии в изолированной энергосистеме с анализом влияния данного фактора на ценообразование коммунальной услуги.

В частности, в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, автономные источники электроэнергии имеют достаточно высокую популярность. Это объясняется тем, что строительство электросетевой инфраструктуры обойдётся дороже по сравнению с установкой автономного источника питания и поставку на него топлива.

На Дальнем Востоке и Крайнем Севере в качестве автономного источника энергии используются дизельгенераторные установки (ДГУ), т.к. они обладают хорошим запасом надёжности и возможностью выдачи двух видов энергии – электрической и тепловой. Важно отметить, что в отдалённых населённых пунктах данная энергоустановка является единственным источником энергии – по этой причине вопрос надёжности энергоснабжения населённого пункта обстоит достаточно серьёзно и заставляет местные власти формировать тарифы на энергоресурс таким образом, чтобы обеспечивать бесперебойность и надёжность работы данной энергоустановки.

При рассмотрении примеров приводимых населённых пунктов можно отметить посёлок Оссора Камчатского края, электроснабжение которого обеспечивается за счёт единственной ДГУ. По данным АО «Южные электрические сети Камчатки» данная энергоустановка имеет установленную мощность 4,6 МВт и оснащена двумя дизельными генераторами марки «14-26 ДГ» мощностью 1,1 МВт каждый и тремя дизельными генераторами марки «Г-72» мощностью 0,8 МВт каждый [5]. Исходя из анализа состава генерирующего оборудования можно выделить, что надёжность данного энергоузла обеспечивается за счёт нескольких энергетических установок.

При рассмотрении основных показателей деятельности АО «Оссора», как гарантирующего поставщика электроэнергии и анализа поставок электроэнергии, то из суммарного объема полезного отпуска электроэнергии – 1,294 млн кВт·ч большая отпускаемой электроэнергии приходится на промышленные предприятия – 0,888 млн кВт·ч [6]. Преобладание доли в промышленных потребителей в потребляемой электроэнергии свидетельствует о том, что населённый пункт имеет экономическую целесообразность существования и функционирования в экономике Камчатского края. Анализируя тарифы на электрическую энергию для населения и приравненных к нему категорий потребителей по Камчатскому краю на 2026 год необходимо отметить высокие цены за 1 кВт·ч – при одноставочном тарифе в период с 01.01.2026 по 30.09.2026 стоимость будет составлять 91,623 руб/кВт·ч., а для четвертого квартала (с 01.10.2026 по 31.12.2026) стоимость будет составлять 93,578 руб/кВт·ч. Данные тарифы по сравнению с тарифами в первой и второй синхронных зонах Единой энергетической системы очень высоки, разница составляет почти 19 раз (при сравнении с Республикой Татарстан). Но к сожалению, данный тариф не удовлетворяет «выходу в ноль»: по подсчётам Региональной службы по тарифам и ценам Камчатского края величина недополученных доходов гарантирующего поставщика в связи с доведением цен на электроэнергию до базовых уровней цен на электроэнергию на 2026 год составит 33974,691 тыс. руб. [6].

Резюмируя данный анализ тарифов, недополучения средств за генерацию мощности необходимо выделить факторы, определяющие ценообразование коммунальной услуги:

– ветхость энергетической инфраструктуры: по данным АО «Оссора» износ электрических сетей составляет 21 %;

– необходимость обслуживания энергетических установок: дизельная электростанция (ДЭС №12) введена в эксплуатацию в 1975 году. Соответственно, необходимость ремонта и обслуживания данных установок необходима;

– затраты на логистику и топливо: анализируя данные АО «Оссора» затраты на топливо для ДГУ составляют 37,62 млн рублей. При этом вся выручка от выработки составляет 98,12 млн. рублей (по состоянию на 2025 год). Важно отметить, что затраты на топливо составляют 38,3 % от всей выручки, что достаточно много. Необходимо учитывать оплату труда обслуживающего персонала и обслуживание силовых установок.

Принимая во внимание перечисленные факторы, влияющие на ценообразование тарифа за электроэнергию, где основным источником является дизельная электростанция необходимо выделить одно мероприятие, способствующие снижению цены за кВт·ч – использование возобновляемых источников энергии: ветровых или гидроэлектростанций. Но для развития темы размещения энергетических установок на основе ВИЭ необходимо проводить геологические и метеорологические исследования.

Источники

1. Тарифы на электроэнергию как стимулирующий фактор развития распределенной генерации в России / М. Ш. Гарифуллин, С. О. Каминский, М. И. Лашманова, Р. Н. Мухаметжанов // Электрические сети: надежность, безопасность, энергосбережение и экономические аспекты: материалы Междунар. науч.-практ. конф. / редкол.: В.В. Максимов (отв. редактор) [и др.]. Казань: Казанский государственный энергетический университет, 2022. С. 81–96.

2. Гарифуллин М.Ш., Лашманова М.И., Каминский С.О. Методы снижения платежей предприятий за электроэнергию в России // Вестник ПИТТУ имени академика М.С. Осими. 2022. № 4 (25). С. 45–50.

3. Разработка модели схемы выдачи мощности газо-двигательной мини-ТЭС в программном комплексе PSCAD / Д.А. Смирнов [и др.] // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы Междунар. молод. науч.-практ. конф., посвящ. 55-летию КГЭУ. Казань, 2024. С. 172–175.

4. Куликова Д., Галиев И.Ф., Гарифуллин М.Ш. Исследование показателей эффективности газо-поршневых мини ТЭС посредством моделирования процесса их эксплуатации // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике. Казань, 2025. С. 102–105.

5. Поселок Оссора // АО «ЮЭСК»: сайт. URL: <https://ueskam.ru/ossorsk/142> (дата обращения: 17.01.2026).

6. Электроэнергия // Акционерное общество «Оссора»: сайт. URL: <https://ossorateplo.ru/electro> (дата обращения: 17.01.2026).

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ. ГЕНЕРАЦИЯ, ПЕРЕДАЧА И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

<i>Абдурашитов С.Ф., Рахмаев Р.Н., Басенко В.Р.</i> Цифровое моделирование в рамках диагностики электротехнических комплексов с применением лазерных технологий	3
<i>Абсаламова С.М., Куракина О.Е.</i> Повышение надежности и отказоустойчивости высоковольтных линий электропередачи	6
<i>Антипов А.С., Гаврилов В.А.</i> Методы повышения точности измерения и учёта энергопотребления с применением современных ПЛК	9
<i>Ахмадуллин Д.Р.</i> Цифровые подстанции как основа Smart Grid	12
<i>Ахмедова Э. Р. Садыков Д. Н. Салихов Р.Р.</i> Программно-аппаратный комплекс для стендовых испытаний характеристик винтомоторных групп бпла, применяемых в электроэнергетической отрасли	16
<i>Ахметгараева А.Б., Куракина О.Е., Валиуллина Д.М.</i> Построение системы Zero Trust в энергетических компаниях	19
<i>Ахтямова А.А., Сандаков В.Д.</i> Цифровые двойники в энергетике: моделирование и оптимизация работы объектов	22
<i>Бабина А.М.</i> Сравнительный анализ одноставочного и двухтарифного счетчика: экономическая выгода для потребителя и разгрузка электросетей	26
<i>Баранов Б.М.</i> Повышение огнестойкости деревянных стоек опор воздушных линий электропередачи	29
<i>Баянов А.Р. Маклецов А.М.</i> Техническое состояние и повышение надежности кабельных линий 6–10 кВ в распределительных сетях	32
<i>Беляков К.Ю.</i> Исследование влияния дефектов на собственные частоты колебаний электрических изоляторов.....	35
<i>Бикчантаев Э.Р. , Ильина А.А.</i> Прогнозирование пиковых нагрузок в условиях климатических аномалий: анализ данных ОЭС ЮГА за 2024–2025 годы	38
<i>Бурганов К.Р.</i> Современный подход к мониторингу обледенения воздушных линий 110 кВ с применением беспилотных авиационных комплексов и нейросетевых алгоритмов	41

<i>Валтиева Е.Н.</i> Оптимизация режимов работы турбинных установок на ТЭЦ	45
<i>Валюк А.С., Ерашова Ю.Н.</i> Влияние квантования сигналов по времени и уровню на работоспособность ЦСАР.....	48
<i>Вахитова М.И., Воркунов О.В.</i> Система прогнозирования гололедообразования на воздушных линиях электропередач.....	51
<i>Вдовина В.А., Зинурова К.И.</i> Аддитивные технологии в турбинных установках как фактор повышения маневренности генерирующих мощностей в электроэнергетических системах	54
<i>Воробьев А.Е., Воробьев К.А., Арзамасова А.Г.</i> Политика цифровизации энергетической отрасли России.....	57
<i>Воронкова И.С.</i> Повышение эксплуатационной эффективности систем освещения на основе интеллектуальных технологий.....	66
<i>Габдрахманова С.Е.</i> Применение искусственного интеллекта в управлении энергосистемами.....	69
<i>Габдуллина Л.Р., Козлов В.К.</i> Цифровая платформа управления гибридными электросетями с интеграцией возобновляемых источников и накопителей энергии.....	73
<i>Галиуллин Э.Ф., Маклецов А.М.</i> Улучшение технологий и развитие качества в системах управления и мониторинга силовых трансформаторов.....	77
<i>Галиуллин Э.Ф., Маклецов А.М.</i> Цифровые платформы для мониторинга и управления режимами работы систем накопления энергии.....	80
<i>Гарин Д.В.</i> Внедрение цифровых технологий на подстанциях для улучшения работы устройств измерения и анализа качества электроэнергии	83
<i>Гибадуллин М.Т., Ибрагимов Р.Р., Назмиев А.И., Басенко В.Р.</i> Расчет остаточного ресурса силовых трансформаторов	86
<i>Гибадуллина Я.И., Валиуллина Д.М.</i> Применение интернета вещей (IoT) и сенсорных технологий для мониторинга состояния энергетического оборудования и сетевой инфраструктуры	89
<i>Гимаева А.Р.</i> Цифровые двойники в энергетике: возможности и риски	92

<i>Гималов В.А.</i> Применение цифровой системы мониторинга запасов устойчивости в российской энергосистеме	96
<i>Гиматов Р.Р.</i> Энергоэффективность светильников на предприятиях	99
<i>Горожанкин А.А., Воркунов О.В.</i> Причины обрыва проводов воздушных линий электропередачи и эффективность существующих методов диагностики	103
<i>Добросотских А.С., Добросотских И.А.</i> Ранжирование факторов влияния на электропотребление системы собственных нужд ГЭС по результатам статистического анализа.....	108
<i>Евграшева К.А., Валиуллина Д.М.</i> Влияние погодных факторов на точность прогнозирования электропотребления (на примере города Казани)	111
<i>Евтягин А.К., Валиуллина Д.М.</i> Разработка SCADA-систем нового поколения	114
<i>Ефименко Е.А.</i> Обзор эффективности применения методов машинного обучения для неинтрузивного мониторинга нагрузки	116
<i>Жалмаганбетова С.Т.</i> Создание виртуальных моделей объектов энергетики для улучшения проектирования и эксплуатации.....	124
<i>Залялов А.Т., Максимов В.В.</i> Влияние фазной несимметрии трансформаторов 110/10 кВ на режим работы питающей сети 110 кВ	127
<i>Зиганишин Р.Я., Воркунов О.В.</i> Об особенностях замены токопроводов для установки временной перемычки во время ремонтных работ	130
<i>Ибатова Э.Т., Куракина О.Е., Валиуллина Д.М.</i> Роль цифровых платформ и больших данных в оптимизации производства и потребления электроэнергии на примере Республики Татарстан	132
<i>Казыев Р.М., Валиуллина Д.М.</i> Цифровая трансформация электроэнергетических систем: сквозные технологии от генерации до потребления	135
<i>Козлов И.А.</i> Многоуровневый парковочный комплекс с интегрированной системой двунаправленной зарядки электромобилей (VG).....	138
<i>Комарова Л.А., Михалевич Д.А.</i> Показатель эффективности в интеллектуальных системах поддержки принятия решений при управлении ремонтными бригадами в электроэнергетике.....	141

<i>Красивов Я.Ю., Артамонова Е.В.</i> Цифровая диагностика кабельных сетей: повышение надежности электроснабжения	144
<i>Краснов И.А., Арзамасов Д.Е., Арзамасова А.Г.</i> Электрические зарядные станции: политика становления от истории до современных тенденций	147
<i>Краснов И.А., Арзамасов Д.Е., Иванова В.Р.</i> Система планирования развития сети зарядных станций в мегаполисах	152
<i>Красько М.Д., Куршев М.Р., Ладыгин А.А.</i> Разработка расчетной модели и решения для автоматизации выбора управляющих воздействий с целью регулирования напряжения в узлах нагрузки.....	157
<i>Кузнецов И.О.</i> Интеллектуальная диагностика состояния распределительных электрических сетей на основе цифровых датчиков и алгоритмов онлайн-анализа.....	159
<i>Курманов И.Р., Маклецов А.М.</i> Анализ учета электроэнергии.....	161
<i>Латыпов И.И.</i> Влияние возобновляемых источников энергии на проектирование электроснабжения: интеграция солнечных и ветровых установок в существующие сети	165
<i>Леонтьев Р.Е., Маклецов А.М.</i> Организация диагностики электроэнергетического оборудования.....	168
<i>Летинская И.Н., Максимов В.В.</i> Особенности топографической съемки при проектировании линий электропередачи в Республике Татарстан	171
<i>Лизунов Д.А., Ахатов А.Ф., Братухин Н.А., Валиуллина Д.М., Козлов В.К.</i> Влияние электрических пробоев на характеристики трансформаторного масла	174
<i>Малаева Е.Д.</i> Разработка мобильного робота для мониторинга состояния оборудования подстанции с модулем регистрации частичных разрядов в высоковольтных электроустановках.....	177
<i>Минугалимов И.Ф., Владимиров Д.С., Камалиев Н.И., Сабитов А.Х.</i> Совершенствование принципов проектирования воздушных линий электропередачи с учетом критериев ремонтпригодности и эксплуатационной технологичности.....	180
<i>Минугалимов И.Ф., Владимиров Д.С., Сабитов А.Х.</i> Стальные решетчатые опоры новой унификации ВЛ 220 кВ	183

<i>Мугинов А.М., Абдуллина А.А. Тепловые накопители энергии в сочетании с газотурбинным оборудованием: повышение гибкости и цифровое управление для электроэнергетических систем.....</i>	186
<i>Мунирова Э.Д., Зарипова Р.С. Искусственный интеллект как новый бизнес-партнер в энергетике</i>	189
<i>Мухаматдинова Л.А. Интернет вещей (ИОТ) в управлении распределёнными энергетическими ресурсами</i>	192
<i>Мухтаров Б.Н., Валиуллина Д.М. К вопросу об инструментах мониторинга грозовых разрядов и определения мест повреждений воздушных линий.....</i>	195
<i>Николаев А.Н., Ведерников А.С., Ведерников Н.А. Разработка методов прогнозирования для энергосистем с возобновляемой генерацией.....</i>	198
<i>Николаев Г.С. Подход к созданию программного обеспечения для прогнозирования электропотребления с помощью нейросетей.....</i>	201
<i>Новоселова А.Р. , Кисельников А.Ю., Зарипов Р.Б. Модернизация контроля регулирования вторичных токов в дуговой сталеплавильной печи ДСП-70</i>	204
<i>Нугъманов А.Ф., Сандаков В.Д. Виртуальные электростанции и их роль в цифровой энергетике</i>	208
<i>Нургалеев А.А., Воркунов О.В. Методы ремонта опорных конструкций ЛЭП с использованием композитных материалов</i>	211
<i>Ньетерейе Ф. Моделирование и измерение частичных разрядов в дефектах твердой изоляции.....</i>	215
<i>Рахмонов Ф.Ю., Рахмонов Р.Ю. Исследование зависимости значений диагностических параметров от вида и степени развития дефекта в концевых и соединительных муфтах кабелей 10 кВ</i>	217
<i>Сабитова А.С. Использование бпла при диагностике линий электропередач и перспективы дронопортов.....</i>	220
<i>Савельева Д.А., Воркунов О.В. Применение устройств продольной компенсации на воздушных линиях электропередачи.....</i>	223
<i>Салахияев Т.Р., Семенова Е.В., Юнусова Г.Р. Энергоэффективность и цифровизация производства: роботизированная ячейка на базе коллаборативного робота</i>	227

<i>Сафиуллин Б.И., Сагиров Ш.И., Ахмедова Э.Р.</i> Разработка многофункционального устройства для автоматизации контроля параметров зарядной электроэнергетической инфраструктуры	230
<i>Саханов А.А.</i> Бесконтактные лазерные технологии диагностики электротехнического оборудования	233
<i>Семёнов В.Г., Белов А.А., Авдеева М.А.</i> Проектирование накопителя электроэнергии с применением литий-железо-фосфатных аккумуляторных батарей	236
<i>Семёнов В.Г., Белов А.А., Авдеева М.А.</i> Модель вольтодобавочного трансформатора в SIMINTECH	239
<i>Сергеев В.В., Ильина А.А.</i> Роль накопителей энергии в стабилизации работы	242
<i>Соболева И.П., Ножко С.И.</i> Ценозависимое энергопотребление в энергетической системе с наличием крупного потребителя	245
<i>Столяров А.В., Ильина А.А.</i> Применение цифровых двойников для оптимизации режимов работы распределительных сетей 6–35 кВ	248
<i>Табакова Э.Е., Куракина О.Е.</i> Разработка упрощенной цифровой модели адаптивного управления распределительными сетями 6–10 кВ на основе индикатора динамической загруженности.....	251
<i>Тахавиев Т.М., Зинурова К.И.</i> Твердооксидные топливные элементы на природном газе в цифровизируемых электроэнергетических системах.....	254
<i>Тимербаева А.И.</i> Цифровизация управления активами как ключевой драйвер создания интеллектуальных и устойчивых электроэнергетических систем	257
<i>Толоконникова С.М.</i> Использование искусственного интеллекта для прогнозирования энергопотребления.....	261
<i>Тошходжаева М.И.</i> Проблемы внедрения источников распределенной генерации в промышленных энергорайонах	264
<i>Туитяров А.М.</i> Повышение наблюдаемости распределительной электрической сети 6(10) кВ на основе анализа данных существующей инфраструктуры	273
<i>Урчуков И.А., Мурзаканова И.Х., Шидов Б.Г.</i> Анализ эффективности внедрения ВИЭ и СНЭ как аналог централизованного электроснабжения потребителей	278

<i>Фатыхов Д.С.</i> Перспективы радиочастотных методов беспроводной передачи энергии в контексте технологических ограничений.....	281
<i>Филимонов С.С., Мухаметжанов Р.Н.</i> Анализ целесообразности строительства ПГУ-ТЭС в энергорайоне с дефицитом мощности.....	284
<i>Хабибрахманов И.Ш., Ильина А.А.</i> Использование алгоритмов преобразования фурье и методов интерполяции в мониторинге качества электроэнергии	287
<i>Хабибуллин А.А., Воркунов О.В.</i> Полимерные изоляторы для воздушных линий электропередачи	290
<i>Хатинова Л.Ф.</i> Сегментация изображений и обнаружение посторонних объектов на трассе лэп с применением нейронных сетей архитектуры U-NET.....	293
<i>Цветкова А.А., Гибадуллин Р.Р., Цветков А.Н.</i> Методика разработки систем контроля и управления климатическими установками зданий для повышения энергоэффективности.....	296
<i>Чистяков А.В.</i> 3D-цифровой двойник подстанции 110 кВ как инструмент цифровизации электроэнергетических систем.....	299
<i>Чистяков А.В.</i> Автоматизированная генерация однолинейных схем распределительных сетей 6–35 кВ на основе ГИС-данных в системах инженерной графики.....	302
<i>Чистяков А.В.</i> Инженерно-графическая модель электрических сетей умного здания как элемент цифровизации процессов энергоменеджмента.....	305
<i>Шайгарданов Г.И., Куракина О.Е.</i> Тепловизионный контроль коммутационного оборудования высоковольтных подстанций	308
<i>Шайдулова Д.Ф., Куракина О.Е.</i> Анализ применимости АСКУЭ в электроэнергетике	311
<i>Шакиров М.А.</i> Статистическая классификация и современные методы диагностики частичных разрядов в высоковольтном оборудовании	315
<i>Шушкевич Д.С.</i> Водородный накопитель для резерва мощности на узловых подстанциях	318
<i>Юдин В.Ю.</i> Диаграмма парето дефектов стен котельных зданий как инструмент цифрового управления надежностью и энергоэффективностью энергохозяйства	321

<i>Юсупова Р.И.</i> Системы накопления энергии в эпоху цифровизации сетей	324
<i>Яковлева Е.В.</i> Влияние нелинейных нагрузок на качество электроэнергии и способы его улучшения	327
<i>Яременко А.Г., Галиев И.Ф.</i> Трансформация систем производства и распределения электроэнергии для сокращения выбросов парниковых газов и повышения энергоэффективности	330

Секция 2. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

<i>Акулов М.Ю.</i> Цифровизация электроэнергетических систем как ключевой фактор повышения эффективности и надежности энергосистемы	333
<i>Алексеев Ф.В., Писковацкий Ю.В.</i> Особенности применения управляющих воздействий АЧР на напряжении 0,4 кВ	337
<i>Ахметгараева А.Б., Гавриленко А.Н.</i> Методы и средства сбора, обработки и анализа информации для релейной защиты и автоматизации	340
<i>Балыкова А.Д., Лапко В.Р., Ильина А.А.</i> Имитационное моделирование каскадного отключения линий 500 кВ и разработка алгоритма системной противоаварийной автоматики	343
<i>Валиуллин С.Р., Валиуллина Д.М.</i> Повышение надежности релейной защиты с использованием искусственного интеллекта	346
<i>Валиуллин С.Р., Валиуллина Д.М.</i> Применение модернизированной дуговой защиты в сетях 6–10 кВ	349
<i>Валиуллин С.Р., Валиуллина Д.М.</i> Разработка автоматизированной системы мониторинга и анализа функционирования релейной защиты и автоматики распределительных подстанций	353
<i>Габдрахманова С.Е.</i> Сравнительный анализ релейных и микропроцессорных регуляторов в системах автоматизации	357
<i>Галиуллина Р.Г.</i> Селективное автоматическое повторное включение кабельно-воздушных линий	360
<i>Гибадуллина Я.И., Гавриленко А.Н.</i> Релейная защита и автоматика при работе с возобновляемыми источниками энергии	363

<i>Гималов В.А.</i> Определение перегрузочной способности силовых трансформаторов и автотрансформаторов	366
<i>Евгенов И.И., Ларин А.В.</i> Интеграция центрального сервера в релейную защиту и автоматику	369
<i>Зуев Д.А.</i> Развитие релейной защиты в электроэнергетической системе	372
<i>Ибатова Э.Т., Гавриленко А.Н., Гранская А.А.</i> Микропроцессорные устройства релейной защиты: преимущества и недостатки.....	375
<i>Мунирова Э.Д., Зарипова Р.С.</i> Внедрение стандартов информационной безопасности в энергетике	378
<i>Надергулов М.М., Исаков Р.Г.</i> Влияние инверторных источников на величину ткз и работу РЗ в распределительных сетях 6–10 кВ	381
<i>Осягин А.Р.</i> Интеграция систем обнаружения гололеда на ЛЭП в автоматизированные комплексы релейной защиты и противоаварийной автоматики	384
<i>Панчук В.А., Опенлендер А.В.</i> Анализ электромеханических переходных процессов в системе, содержащей две электрические станции	387
<i>Савельев М.О.</i> Влияние мини-ТЭЦ на работу релейной защиты при параллельной работе с энергосистемой.....	391
<i>Сафина Л.З.</i> Экономическая целесообразность применения современных цифровых систем рза на ТЭС.....	394
<i>Сафиуллин Б.И. , Стародубец А.А. Садыков Д.Н.</i> Оригинальный ускоренный алгоритм автоматизированного поиска отказов элементов электротехнического комплекса зарядной станции для электромобилей	397
<i>Хуснутдинов А.И.</i> Применение искусственного интеллекта для прогноза и предотвращения аварий в электроэнергетике	401
<i>Шаймарданов И.И., Исаков Р.Г.</i> Реализация концепции РЗА промышленных предприятий на основе МЭК 6850	404
<i>Яруллин И.Г., Фархутдинов Д.С., Гарифуллин М.Ш.</i> Рассмотрение дизельного генератора как системы питания в энергосистеме	407

Научное издание

ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ И УПРАВЛЕНИЕ
В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Материалы XX Международной молодежной
научно-практической конференции
(Казань, 9–10 декабря 2025 г.)

Электронное издание

Корректор *О. В. Воркунов*
Компьютерная верстка *О. В. Воркунова*

Подписано в печать 06.04.2026.
Формат 60×84/16. Усл. печ. л. 24,41. Уч.-изд. л. 19,82.
Заказ № 623/эл.

Центр публикационной активности КГЭУ.
420066, г. Казань, ул. Красносельская, д. 51



ISBN 978-5-89873-719-1



9 785898 737191 >

