

ЭНЕРГИЯ ЕДИННОЙ СЕТИ

№ 2 (81) ИЮНЬ 2026 г. | 12 +

ISSN 2306-8345

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Стр. 22

Исследование совместной работы ветроэнергетической установки и системы накопления электроэнергии на базе суперконденсаторов в составе энергосистем

Стр. 32

Оптимизация конструкции диффузорных ветрогенераторов с целью повышения их эффективности

Стр. 50

Разработка скрипта для формирования типовой таблицы допустимых токовых нагрузок ЛЭП и электросетевого оборудования



МАКСИМАЛЬНО ОБ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ



Подписывайтесь
на канал компании
«Россети» в МАКС



реклама

Дорогие читатели, авторы, коллеги!

В фокусе июньского выпуска журнала — ключевые вызовы современной энергетики, на которых сосредоточены авторы публикаций и исследовательские коллективы.

Блок научных статей в рубрике «Энергосистемы» открывает сравнительный анализ ОРУ и КРУЭ для Московского региона и исследование совместной работы ветроэнергетической установки с суперконденсаторными накопителями для компенсации небалансов мощности.

В рубрике «Активно-адаптивные сети, СНЭЭ и компоненты» представлен анализ эффективности ветрогенерации диффузорных ветрогенераторов с помощью вычислительной гидродинамики.

Особое внимание уделено цифровизации. В материалах по итогам XVII Всероссийской научно-практической конференции «Планирование и управление электроэнергетическими системами» изложен опыт внедрения протокола R-GOOSE (МЭК 61850) для связи между подстанциями, применения синхронизированных векторных измерений в противоаварийном управлении, а также внедрения скрипта для автоматического формирования таблиц допустимых токовых нагрузок ЛЭП.

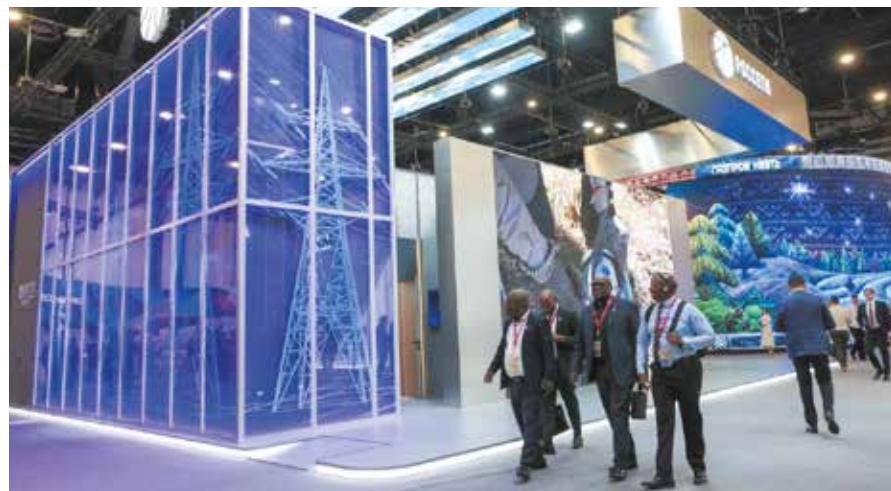
Завершает номер интервью с лидером клуба «Я — ученый», посвященное работе большого молодежного сообщества «Движение заряженных людей» Группы «Россети».

Желаем вам новых интеллектуальных решений и новых публикаций в нашем журнале.

С уважением,
редакция журнала «Энергия единой сети»

Журнал «Энергия единой сети» — официальное научно-техническое издание Группы «Россети», освещающее ключевые направления развития Единой энергетической системы России. Научные публикации охватывают широкий спектр тем: от инновационных инженерных решений и цифровизации процессов до вопросов регулирования, устойчивого развития и интеграции передовых технологий в энергетику. Журнал объединяет экспертизу ведущих специалистов отрасли, исследовательские материалы, аналитические обзоры и практики внедрения, формируя профессиональную платформу для обмена фундаментальными научными и прикладными знаниями и стратегического диалога внутри отрасли.	
Редакционный совет: МУРОВ А.Е. МОЛЬСКИЙ А.В. ХАРИТОНОВ В.В. ЕПИФАНОВ А.М. Главный редактор: ШЕРЕМЕТ С.Н. Научный редактор: ХРЕННИКОВ А.Ю. → Д. Т. Н. Корректурa ИЗЮМОВА Е.Н. Выпускающий редактор: ДЕНИСОВА Е.В. Редакционная коллегия: АНТОНОВ А.В. АСТАШЕВ М.Г. → Д. Т. Н. БЕЛОТЕЛОВ А.К. → К. Т. Н. ВАХНИНА В.В. → Д. Т. Н. ВАРИВODOВ В.Н. → Д. Т. Н. ВИНИЦКИЙ Ю.Д. ДЕМЕНТЬЕВ Ю.А. КУЛИКОВ А.Л. → Д. Т. Н. ЛАЗАРЕВ Г.Б. → К. Т. Н. ЛАЧУГИН В.Ф. → Д. Т. Н. ЛЬВОВ М.Ю. → Д. Т. Н. МАКОКЛЮЕВ Б.И. → Д. Т. Н. МОРЖИН Ю.И. → Д. Т. Н. МУРАЧЁВ А.С. НАЗАРЫЧЕВ А.Н. → Д. Т. Н. ПАНФИЛОВ Д.И. → Д. Т. Н. ПОПОВ С.Г. → К. Т. Н. РЯБЧЕНКО В.Н. → Д. Т. Н. САВОТИН О.А. СОРОКИН Д.В. → К. Т. Н. СЫТНИКОВ В.Е. → Д. Т. Н. ХРЕННИКОВ А.Ю. → Д. Т. Н. ШАМОНОВ Р.Г. → К. Т. Н. ЩЕРБАКОВ М.В. → Д. Т. Н.	
Учредитель журнала: ПАО «РОССЕТИ» 121353, г. Москва, ул. Беловежская, д. 4, тел.: 8-800-200-18-81 info@rosseti.ru Издатель журнала: АО «Россети Научно-технический центр» 115201, г. Москва, Каширское ш., д. 22, к. 3 тел.: +7 (495) 727-19-09 info@ntc-power.ru Редакция: editor@ntc-power.ru, info@ntc-power.ru Журнал включен в Перечень рецензируемых научных изданий Высшей аттестационной комиссии при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации, включен в РИНЦ ISSN: 2306-8345 Журнал внесен в «Белый список» Единого государственного перечня научных изданий (ЕГПНИ)	Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор) 20 сентября 2012 года. Свидетельство о регистрации ПИ № ФС77-51276 Сайт журнала: www.энергия-единой-сети.рф Отпечатано в ООО «КОНСТАНТА-принт» Юридический и почтовый адрес: 308519, Белгородская область, пос. Северный, ул. Березовая, д. 1/12 Распространение: подписка (подписной индекс Е70526), адресная рассылка, свободная цена Подписка: ООО «Агентство «Книга-Сервис» тел.: +7 (495) 680-94-92 Размещение рекламы: тел.: +7 (495) 727-19-09, доб. 1304 editor@ntc-power.ru Рисунки и фото к статьям предоставлены авторами. В журнале также использованы фото ©: фотобанк ПАО «Россети», www.cigre. org Copyright©2026CIGRE. Мнение редакции может не совпадать с мнением автора статьи CC BY 4.0

НОВОСТИ ПМЭФ	4
НОВОСТИ РНК СИГРЭ	9
НОВОСТИ НТС АО «РОССЕТИ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР»	10
→ Научно-технический совет АО «Россети Научно-технический центр». Итоги первой половины 2026 года	
ЭНЕРГОСИСТЕМЫ	14
→ Сравнительный технико-экономический анализ применения ОРУ и КРУЭ в условиях Московского региона	
→ Исследование совместной работы ветроэнергетической установки и системы накопления электроэнергии на базе суперконденсаторов в составе энергосистем	22
АКТИВНО-АДАПТИВНЫЕ СЕТИ, СНЭЭ И КОМПОНЕНТЫ	32
→ Оптимизация конструкции диффузорных ветрогенераторов с целью повышения их эффективности	
ЦИФРОВИЗАЦИЯ В ЭНЕРГЕТИКЕ. ПО ИТОГАМ КОНФЕРЕНЦИИ ИМ. ЯСНИКОВА	38
→ Опытно-промышленная эксплуатация систем пакетной передачи данных между ПС на базе протокола МЭК 61850 R-GOOSE	
→ Использование синхронизированных векторных измерений для идентификации характера нагрузки и генерации в задачах противоаварийного управления	44
→ Разработка скрипта для формирования типовой таблицы допустимых токовых нагрузок ЛЭП и электросетевого оборудования	50
ИНТЕРВЬЮ	58
→ Интервью с молодым ученым Анастасией Малимон	
ДАЙДЖЕСТ	62
→ Аннотации статей на английском языке	



↓ «Россети» приняли участие в ПМЭФ-2026

«РОССЕТИ» ПРИНЯЛИ УЧАСТИЕ В ПМЭФ-2026

Главная тема 29-го Петербургского международного экономического форума — «Прагматический диалог: путь к стабильному будущему». Ключевым событием ПМЭФ стало пленарное заседание с участием Президента России Владимира Путина.

В деловой программе приняла участие делегация Группы «Россети» во главе с генеральным директором Андреем Рюминым, который на полях ПМЭФ провел встречи с главами субъектов РФ, руководителями промышленных компаний и финансовых институтов, а также с зарубежными партнерами. Подписано более 10 соглашений, направленных на развитие регионов присутствия, разработку новых энергетических технологий и подготовку квалифицированных кадров для отрасли.

Кроме того, представители Группы «Россети» приняли участие в дискуссиях «Предсказуемая энергетика для инвестиций» и «Пространственное развитие как инструмент капитализации страны», а также в Российском форуме малого и среднего предпринимательства.

«РОССЕТИ» И «УДОКАНСКАЯ МЕДЬ» ОБСУДИЛИ ПЕРСПЕКТИВЫ СОТРУДНИЧЕСТВА

Глава «Россети» Андрей Рюмин на ПМЭФ встретился с председателем совета директоров «Удоканской меди» Валерием Казикаевым. Обсуждалась схема электроснабжения крупнейшего в России медного месторождения в Забайкалье с ресурсами 26,7 млн тонн металла.

С 2021 года «Россети» реализуют комплекс мероприятий для питания ГМК «Удокан», включая строительство транзита 220 кВ (560 км) и реконструкцию более 10 подстанций. Обеспечена выдача 196 МВт для первой очереди. Проектируется вторая очередь, прорабатывается третья. Объем присоединения вырастет еще на 214 МВт.

«Электроснабжение Удоканского месторождения — один из масштабных проектов на Дальнем Востоке и в России в целом. Он требует создания мощной инфраструктуры из-за огромных потребностей горно-металлургического комбината в энергии, сложных природных условий Северного Забайкалья, особенностей топологии сети в районе прохождения Байкало-Амурской железнодорожной магистрали. Все эти факторы учитываются при новом строительстве и модернизации энергообъектов», — отметил Андрей Рюмин.



ДОСТИГНУТО СОГЛАШЕНИЕ О СТРАТЕГИЧЕСКОМ СОТРУДНИЧЕСТВЕ С «ДЕЛОВОЙ РОССИЕЙ»

На полях ПМЭФ глава Группы «Россети» Андрей Рюмин и председатель Общероссийской общественной организации «Деловая Россия» Алексей Репик подписали соглашение о взаимодействии. Документ направлен на стратегическое и инновационное развитие электросетевого комплекса. Стороны совместно усовершенствуют нормативно-техническую базу, актуализируют стандарты, снизят затраты на инвестпроекты в энергетике за счет оптимизации технологических решений. Отдельное внимание уделено улучшению условий ведения бизнеса в отрасли.

«Россети» и «Деловая Россия» последовательно развивают взаимодействие. Мы ведем системный диалог по всем вопросам, связанным с обеспечением надежности электроснабжения бизнеса. Подписанное сегодня соглашение позволит также расширить направления сотрудничества в интересах компаний, поставляющих современную продукцию для нужд энергетики. Мы сосредоточим усилия на реализации программ импортозамещения и выработке решений для достижения технологического лидерства», — отметил Андрей Рюмин.



↓ Прорывные технологии и подготовка энергетиков будущего: партнерство с МФТИ

ПРОРЫВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДГОТОВКА ЭНЕРГЕТИКОВ БУДУЩЕГО: ПАРТНЕРСТВО С МФТИ

Глава «Россети» Андрей Рюмин и ректор МФТИ Дмитрий Ливанов подписали соглашение о сотрудничестве, направленное на внедрение передовых научно-технических решений. Стороны договорились совместно проводить НИОКР, развивать испытательную базу и лабораторные центры, а также заниматься подготовкой и повышением квалификации инженерных кадров.

«Подписанное сегодня соглашение нацелено на совместную работу по приоритетным направлениям — это системы накопления энергии, постоянный ток, робототехника, цифровое моделирование и искусственный интеллект. Сотрудничество с МФТИ откроет дополнительные возможности для внедрения в электросетевом комплексе России передовых решений и подготовки специалистов, которые будут развивать энергетику», — сказал Андрей Рюмин.

Дмитрий Ливанов отметил, что соглашение открывает для МФТИ стратегический выход на рынок электроэнергетики вместе с крупнейшим технологическим заказчиком. Объединение фундаментальной науки с реальным сектором позволит создавать конкурентоспособные российские решения и полностью суверенный технологический пакет.

«РОССЕТИ» НАПРАВЯТ НА ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ ПРОЕКТЫ МОРДОВИИ БОЛЕЕ 1 МЛРД РУБЛЕЙ

Глава Республики Мордовия Артём Здунов и генеральный директор ПАО «Россети» Андрей Рюмин провели встречу на площадке Петербургского международного экономического форума. Было отмечено, что эффективная работа энергетиков обеспечивает надежную основу для развития экономики и социальной сферы региона. Обсуждалась возможность укрепления сотрудничества, в том числе в сфере промышленной кооперации.

Стороны рассмотрели ход реализации приоритетных проектов в сетевом комплексе. В ближайших планах — техническое перевооружение двух магистральных подстанций 220 кВ, которые являются основными элементами энергосистемы Мордовии. Они обеспечивают электроснабжение Саранска и близлежащих районов.

«В прошлом году мы открыли в Мордовии современный Центр управления сетями. Это позволило существенно повысить надежность электроснабжения потребителей. Сейчас планируется строительство подстанции для создания промышленного парка и развития особой экономической зоны, которые обеспечат новые инвестиции и поступление дополнительных налогов в бюджет республики», — отметил Андрей Рюмин.



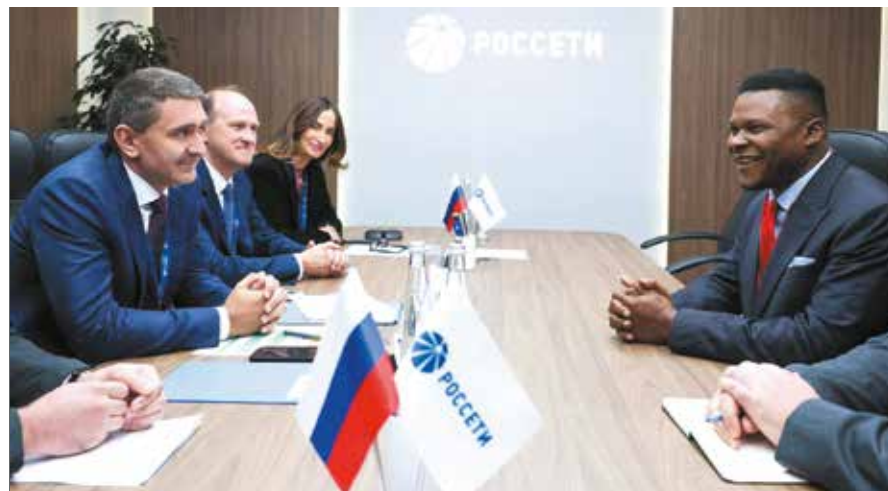
СОВМЕСТНАЯ РАБОТА ПО МОДЕРНИЗАЦИИ ЭЛЕКТРОСЕТЕЙ ВОЛОГОДСКОЙ ОБЛАСТИ: ВСТРЕЧА НА ПМЭФ

Губернатор Вологодской области Георгий Филимонов и глава Группы «Россети» Андрей Рюмин обсудили работу по повышению эффективности сетевого комплекса региона. Достигнутые ранее договоренности позволили увеличить вложения в энергоинфраструктуру, что положительно влияет на развитие области.

В начале года завершено техперевооружение ключевого питающего центра 220 кВ на востоке региона, что повысило надежность электроснабжения тысяч потребителей, включая энергоемкие деревообрабатывающие производства. Сейчас ведется реконструкция подстанции 500 кВ для усиления череповецкого энергоузла.

«Правительство Вологодской области уделяет большое внимание росту производственного сектора, реализует значимые для жителей социальные программы. Все это требует системного развития энергетической инфраструктуры. Мы последовательно инвестируем в сетевой комплекс региона, решая задачи по повышению надежности и эффективности электроснабжения», — отметил Андрей Рюмин.

Среди приоритетных направлений работы в распределительном комплексе Вологодской области выделено технологическое присоединение.



↓ На ПМЭФ обсудили российские технологии для Африканской энергетической системы

НА ПМЭФ ОБСУДИЛИ РОССИЙСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ АФРИКАНСКОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Глава Группы «Россети» Андрей Рюмин и исполнительный директор Африканской энергетической палаты Энджей Аюк на полях ПМЭФ обсудили результаты работы совместной группы и развитие партнерства.

«Сегодня Африка является одним из наиболее перспективных партнеров для развития международного энергетического сотрудничества. Растет запрос африканских государств на комплексное развитие энергетической инфраструктуры с применением российских технологий, что демонстрирует высокий уровень доверия. Мы видим возможности для применения наработанного в России опыта при решении актуальных задач региона, которые обусловлены устойчивым ростом электропотребления», — отметил Андрей Рюмин.

Среди тем встречи — компетенции «Россетей» по интеграции генерации (включая СЭС, ВЭС и накопители), разработке и аудиту схем развития сетей Африки, инжинирингу, а также организация технических вебинаров и консультаций с участием ведущих производителей оборудования.

РАЗВИТИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ЛЕНОБЛАСТИ ОБСУДИЛИ НА ПМЭФ

Губернатор Ленинградской области Александр Дрозденко и глава Группы «Россети» Андрей Рюмин обсудили развитие сетевой инфраструктуры региона, говорили о подключении новых потребителей. В первом полугодии 2026 года энергетикам предстоит выполнить свыше 8,5 тыс. заявок потребителей. Среди ключевых объектов — технопарк в Гатчинском районе.

«Продолжается работа по инвестиционным задачам. Ведем переустройство сетей для строительства высокоскоростной магистрали «Санкт-Петербург — Москва», реализуем комплекс мер по модернизации энергообъектов. В ближайших планах — завершение реконструкции подстанций 110 кВ в Волосовском и Кингисеппском районах. Это позволит улучшить качество электроснабжения нескольких тысяч жителей региона», — рассказал Андрей Рюмин.

Также «Россети» увеличат финансирование ремонтной программы в Ленобласти до 4,3 млрд рублей. Энергетики расчистят 9,4 тыс. га трасс, заменят 36,7 тыс. изоляторов, отремонтируют свыше 2 тыс. единиц подстанционного оборудования и 1,4 тыс. трансформаторных подстанций.



«РОССЕТИ» НАПРАВЯТ 13 МЛРД РУБ. НА РАЗВИТИЕ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО КОМПЛЕКСА ЮГРЫ

Губернатор Ханты-Мансийского автономного округа — Югры Руслан Кухарук и глава Группы «Россети» Андрей Рюмин обсудили основные направления сотрудничества на рабочей встрече в рамках ПМЭФ. Ключевой темой стала реализация инфраструктурных проектов для социально-экономического развития и повышения инвестиционной привлекательности региона.

«Ханты-Мансийский автономный округ — ключевой регион нефтедобычи, имеющий стратегическое значение для страны. Энергетики вносят вклад в его развитие, обеспечивая мощностью растущие производства. Также приоритетной задачей является повышение надежности сетевой инфраструктуры, что особенно важно в условиях сурового северного климата. В 2026 году Группа «Россети» увеличит объем инвестиций в Югре до 13 млрд рублей», — заявил Андрей Рюмин.

В мае этого года началось строительство подстанции и ЛЭП 110 кВ. Эти энергообъекты позволят выдать дополнительную мощность для развития Усть-Балыкского месторождения — одного из крупнейших в Западной Сибири.



ПМЭФ: ВСТРЕЧА ГУБЕРНАТОРА КУРГАНСКОЙ ОБЛАСТИ ВАДИМА ШУМКОВА И АНДРЕЯ РЮМИНА

Обсуждалось развитие системообразующей сети, консолидация распределительных сетей и расширение сотрудничества. В регионе работает филиал ПАО «Россети» — МЭС Урала (объекты 220–500 кВ), обеспечивающий перетоки мощности с соседними областями и Казахстаном. Курганская область — лидер РФ по темпам роста промпроизводства и входит в топ-10 по агропроизводству. Для реализации крупных инвестпроектов, стабильного функционирования социальной и коммунальной инфраструктуры и энергообеспечения жителей региона требуются значительные электропотребности.

«Электросетевой комплекс Курганской области имеет важное значение не только для развития самого региона, но и для обеспечения перетоков мощности между объединенными энергосистемами Урала и Сибири. Поэтому уделяем особое внимание обеспечению надежной работы инфраструктуры», — подчеркнул Андрей Рюмин.

«Россети» уже обновили конструкции межгосударственных ЛЭП 500 кВ. В планах — замена опор на ЛЭП 220 кВ, связывающей Курганскую и Челябинскую энергосистемы.



↓ «Россети» и «Росатом» подписали дорожную карту для расширения сотрудничества

«РОССЕТИ» И «РОСАТОМ» ПОДПИСАЛИ ДОРОЖНУЮ КАРТУ ДЛЯ РАСШИРЕНИЯ СОТРУДНИЧЕСТВА

Первый заместитель генерального директора ПАО «Россети» Андрей Муров и первый заместитель генерального директора — директор блока по развитию и международному бизнесу «Росатома» Кирилл Комаров подписали дорожную карту, в которой закрепили долгосрочные цели и ключевые аспекты совместной работы.

Документ определяет основные направления взаимодействия, среди которых развитие систем накопления энергии и ВИЭ, а также применение технологий постоянного тока и высокотемпературной сверхпроводимости. Предусмотрено рассмотрение возможности совместного продвижения российских технологий на зарубежные рынки. Для зарубежных партнеров стороны сформируют комплексное предложение, объединяющее компетенции двух компаний по самым разным направлениям. Группа «Россети» обеспечит аудит и разработку схем развития сетевого комплекса, проектирование и инжиниринг инфраструктурных объектов, поставки оборудования и обучение персонала.

Дорожная карта сформирована по итогам стратегической сессии Группы «Россети» и Госкорпорации «Росатом», которая состоялась в Москве в апреле этого года.

«РОССЕТИ» И СТУДЕНЧЕСКИЕ ОТРЯДЫ ДОГОВОРИЛИСЬ О РАСШИРЕНИИ ПАРТНЕРСТВА

Первый заместитель генерального директора ПАО «Россети» Андрей Муров и руководитель Центрального штаба общественной организации «Российские студенческие отряды» (РСО) Ярослав Зубашенко подписали соглашение о развитии молодежного трудового движения. Стороны договорились о совместной профориентационной работе и мероприятиях для профессионального развития молодежи.

«Благодаря участию в энергоотрядах ребята могут ближе познакомиться с будущей специальностью, современными отечественными технологиями, а также приобрести необходимые практические навыки. Уверен, благодаря расширению нашего партнерства с «Российскими студенческими отрядами» еще больше талантливых молодых людей заинтересуются работой в энергетике и присоединятся к команде Группы «Россети», — отметил Андрей Муров.

«Россети» и РСО сотрудничают с 2012 года. За прошедшее время на сетевых объектах прошли практику более 24 тыс. учащихся. Они участвовали в строительстве и модернизации инфраструктуры для электроснабжения Восточного полигона железных дорог, Олимпиады-2014 и чемпионата мира по футболу 2018 года.



**«РОССЕТИ» ОЗВУЧИЛИ ПРЕДЛОЖЕНИЯ
ДЛЯ НАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ
ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ДАННЫХ**

Заместитель генерального директора по правовому обеспечению ПАО «Россети» Даниил Краинский выступил на сессии ПМЭФ «Пространственное развитие как инструмент капитализации страны». В мероприятии участвовали заместитель министра экономического развития РФ Святослав Сорокин, заместитель министра строительства и ЖКХ РФ Никита Сташишин, руководитель Росреестра Олег Скуфинский и глава ППК «Роскадастр» Татьяна Громова.

Обсуждалось развитие системы кадастровой оценки: с января 2026 года этот процесс в России перешел на качественно новый уровень, все его этапы теперь проводятся на базе Единой цифровой платформы «Национальная система пространственных данных» (НСПД).

Внесение в НСПД границ охраняемых зон линий электропередачи и подстанций позволяет выявлять несанкционированное строительство, складирование материалов и земляные работы вблизи энергообъектов. Своевременное обнаружение таких нарушений снижает риски технологических сбоев и травматизма. «Россети» и Росреестр сейчас совместно работают над созданием механизма внесения сведений об охраняемых зонах непосредственно в НСПД.



**«РОССЕТИ» ВНОВЬ ПРИЗНАНЫ
ОДНИМ ИЗ ЛИДЕРОВ РЕЙТИНГА
ЛОЯЛЬНОСТИ ЗАКАЗЧИКОВ К МСП**

Результаты ежегодного исследования представила Корпорация МСП на Российском форуме малого и среднего предпринимательства, который прошел в стартовый день ПМЭФ. Награду получила директор по закупкам ПАО «Россети» Екатерина Григорьева.

Рейтинг составляется с целью выделения крупнейших компаний, оказывающих наибольшую поддержку МСП. При его формировании учитывается комплекс параметров. «Россети» традиционно входят в лидерскую группу рейтинга.

В компании реализуется комплекс мер для поддержки малого и среднего бизнеса: создан Совет МСП, в состав которого входят представители ключевых институтов развития и отраслевых ассоциаций; действует Программа партнерства, к которой присоединились уже около 120 организаций. В 2025 году на долю МСП пришлось более 67 % общего объема закупок Группы «Россети».



**МЕХАНИЗМ TAKE-OR-PAY
ДЛЯ ИНВЕСТИЦИЙ В ЭНЕРГЕТИКУ
ПРЕДЛОЖИЛИ НА ПМЭФ**

Заместитель генерального директора по инвестициям и капитальному строительству ПАО «Россети» Алексей Мольский на ПМЭФ принял участие в сессии «Предсказуемая энергетика для инвестиций» вместе с представителями Минэнерго, Минэкономразвития и Минвостокразвития.

Был отмечен ускоренный рост потребления электроэнергии в ряде регионов России, включая юго-восточную часть Объединенной энергосистемы (ОЭС) Сибири и юго-западную часть ОЭС Юга, где уже сегодня требуются новые генерирующие мощности и развитие магистральной сетевой инфраструктуры. Это капиталоемкие задачи, для реализации которых необходимо решить вопросы привлечения и окупаемости инвестиций.

«Возврат инвестиций должен быть у всех, что справедливо. Для этого бизнесу нужны предсказуемые тарифы на электроэнергию. Но самой энергетике также нужен предсказуемый потребитель. И в первую очередь это касается потребления заявленной при подключении к сетям мощности. Сейчас обсуждается переход на механизм take-or-pay (“бери или плати”), который позволяет реализовать эти принципы», — сказал Алексей Мольский.



Источник фото: пресс-служба форума «Евразия»

**НИК ВЗ РНК СИГРЭ ПРИНЯЛ УЧАСТИЕ
В ФОРУМЕ «ЕВРАЗИЯ — ТЕРРИТОРИЯ
ТРАДИЦИОННЫХ ЦЕННОСТЕЙ»**

Главной темой всех дискуссий форума «Евразия — территория традиционных ценностей» стало создание системы устойчивых связей между странами региона, основанной на взаимном доверии, общих приоритетах и интересах.

Представитель от России в ИК ВЗ «Подстанции и электроустановки» СИГРЭ, к. э. н. Юлия Жилкина приняла участие в сессии «Русский язык — код объединения Евразии», на которой обсудили влияние и роль русского языка на развитие науки и технологий.

В ходе обсуждения эксперты сделали акцент на транснациональном характере современной науки, подчеркнув, что языковые и географические барьеры не ограничивают научный обмен знаниями. При этом русский язык остается важным инструментом научной коммуникации в международных лабораториях и исследовательских центрах по всему миру.

Кроме того, высокий статус российской науки подтверждается ее значимым вкладом в глобальное научное сообщество, активным участием в международных коллаборациях и устойчивыми позициями в мировых рейтингах научных организаций.



↓ Центральным офисом СИГРЭ завершен отбор докладов на 51-ю Сессию СИГРЭ 2026

**ЦЕНТРАЛЬНЫМ ОФИСОМ СИГРЭ
ЗАВЕРШЕН ОТБОР ДОКЛАДОВ
НА 51-Ю СЕССИЮ СИГРЭ 2026**

Центральным офисом СИГРЭ завершен отбор докладов на предстоящую 51-ю Сессию СИГРЭ, которая пройдет в Париже с 23 по 28 августа 2026 года. Результаты рассмотрения были направлены всем авторам на указанные в докладах электронные адреса.

От РНК СИГРЭ к представлению на 51-й Сессии была принята 51 статья. Поздравляем авторов одобренных докладов, благодарим за высокий уровень работ и достойное представление достижений отечественных ученых на международном уровне!

О дальнейших действиях, необходимых для представления материалов на Сессии в Париже, авторы будут уведомлены непосредственно Центральным офисом СИГРЭ. Загрузка презентаций на портал ConfTool осуществляется авторами самостоятельно (без участия РНК СИГРЭ).

Дополнительно напоминаем, что открыта регистрация на 51-ю сессию СИГРЭ в Париже. Для граждан России она проводится только через РНК СИГРЭ.

Подробная информация по стоимости участия и процессу регистрации в качестве делегата Сессии доступна на сайте РНК СИГРЭ www.cigre.ru

**РНК СИГРЭ ПРИГЛАШАЕТ К РАБОТЕ
В НОВЫХ РАБОЧИХ ГРУППАХ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИХ КОМИТЕТОВ
СИГРЭ**

Технический комитет РНК СИГРЭ информирует о создании в рамках Исследовательских комитетов (SC) СИГРЭ:

- C6 — новой рабочей группы (WG): WG C6.51 The role of Distribution Systems in supporting Resilience and Restoration.
- A2/D1 — новой совместной рабочей группы (JWG): JWG A2/D1.82 Possibilities, limits and risk for increasing transformer overload capability.
- B4 — новой рабочей группы (WG): WG B4.107 Synchronous Grid forming STATCOMs with and without energy storage.
- B4/C4 — новой совместной рабочей группы (JWG): JWG B4/C4.105 Benchmark Models for Multi-Infeed HVDC Studies.
- B3/C3 — новой совместной рабочей группы (JWG): JWG B3/C3.75 Guidelines for End-of-Life Treatment of Substations.
- D1 — новой рабочей группы (WG): WG D1.85 Impact of new insulating gases on tightness of gas-insulated systems, leakage testing and conversion factors.

С полным актуальным списком рабочих групп СИГРЭ, открытых для участия, можно ознакомиться на сайте РНК СИГРЭ.

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ СОВЕТ АО «РОССЕТИ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР». ИТОГИ ПЕРВОЙ ПОЛОВИНЫ 2026 ГОДА

В АО «Россети Научно-технический центр» действует Научно-технический совет (НТС), основные задачи которого — определять значимость выполненных научных исследований и проектов, разрабатывать рекомендации по внедрению результатов исследований и способствовать реализации технической политики отрасли. Работа НТС направлена на реализацию миссии компании: постоянно наращивать научный и прикладной потенциал «Россети Научно-технического центра» для полного обеспечения материнской компании необходимыми сервисами, направленными на реализацию инновационной деятельности в сфере электроэнергетики, а также способствовать развитию наукоемких отечественных производств электротехнической продукции мирового уровня.

Члены Научно-технического совета АО «Россети Научно-технический центр»

Д.И. Панфилов, д. т. н., профессор
Ю.А. Дементьев
А.Ю. Хренников, д. т. н., профессор
Ю.И. Моржин, д. т. н.
В.Э. Воротицкий, д. т. н.
В.В. Смекалов, к. т. н.
П.В. Сокур, к. т. н.
А.Л. Куликов, д. т. н., профессор
Д.В. Сорокин, к. т. н.
А.В. Антонов
С.Г. Попов, к. т. н.
М.В. Пешков, к. т. н.
В.Г. Алексеев
В.Н. Рябченко, д. т. н., профессор
Б.И. Макоклюев, д. т. н.
М.А. Рабинович, д. т. н.
А.Ю. Токарский, д. т. н.
Н.С. Руднев
В.Ф. Лачугин, д. т. н., профессор
И.А. Назаров
М.А. Калинкина, к. т. н.
М.Б. Щедрин



Выступления докладчиков по актуальным темам на заседаниях НТС АО «Россети Научно-технический центр» в 2026 г. вызвали большой научно-практический интерес.

05 марта 2026 г. на заседании Научно-технического совета были заслушаны доклады, посвященные вопросам технологического нарушения в Мурманской области в январе 2026 г. В том числе:

- доклад начальника Управления ГИС-систем и климатических воздействий Департамента ЛЭП и ПС АО «Россети Научно-технический центр» С.В. Черешнюка «Климат, климатические нагрузки и климатические карты. Аварийное событие в Мурманске с точки зрения действующих нормативных документов. Рассмотрение подобных ситуаций в других районах страны»;
- доклад главного эксперта Управления ГИС-систем и климатических воздействий Департамента ЛЭП и ПС АО «Россети Научно-технический центр», к. г. н. И.И. Леонова «Современные методы прогнозирования опасных явлений погоды с точки зрения эксплуатации и оперативного реагирования на возможные неблагоприятные события».

Участники дискуссии: Ю.А. Дементьев, А.С. Мурачёв, Д.В. Сорокин, А.Ю. Хренников, Е.И. Сацук, В.Ф. Лачугин, Д.И. Панфилов, В.Э. Воротицкий, В.Н. Рябченко, С.Н. Карева, А.С. Мерзляков. Эксперты отметили, что региональные карты климатического районирования, утвержденные СТО «Россети» 34.01–21– 007-20-24, признаны важным достоверным источником информации о климатических нагрузках при проектировании и эксплуатации воздушных линий электропередачи. Методика построения региональных карт требует актуализации с учетом новых методов численного моделирования. Результаты моделирования опасных погодных явлений могут использоваться для выявления причин технологических нарушений и уточнения карт районирования. После дискуссии было принято решение актуализировать существующие и развить новые методы моделирования и прогнозирования опасных погодных явлений на объектах электросетевого комплекса, а также рекомендовать выполнение НИОКР по прогнозам опасных явлений погоды на объектах электросетевого комплекса, новым картам и их уточнению.

24 марта 2026 г. на заседании НТС был заслушан доклад С.А. Шарова, ведущего инженера ОРПТ Управления качества электроэнергии АО «Россети Научно-технический центр», о выполнении этапа № 1 «Разработка основных технических решений. Теоретическая проработка» НИОКР по теме «Разработка оборудования для реализации технологии распределения электрической энергии на постоянном токе с использованием твердотельных трансформаторов». Работа выполняется по договору с ПАО «Россети».

▼ **Цель НИОКР:** разработка оборудования для реализации технологии распределения электрической энергии на постоянном токе с использованием твердотельных

трансформаторов на примере создания зарядной станции для электромобилей с подключением к электрическим сетям среднего напряжения.

В рамках этапа № 1 «Разработка основных технических решений. Теоретическая проработка» НИОКР по теме «Разработка оборудования для реализации технологии распределения электрической энергии на постоянном токе с использованием твердотельных трансформаторов» проведены следующие работы:

- анализ отечественных и зарубежных публикаций по тематике твердотельных трансформаторов, существующей и перспективной элементной базы, необходимой для реализации SST;
- разработаны принципиальная схема SST с элементами подключения к питающей сети и потребителей постоянного тока и основные технические требования к SST (включая требования к высоковольтным испытаниям), а также широкополосные компьютерные модели вариантов конструкции ВЧ трансформатора, математические модели SST;
- выполнены электромагнитные расчеты высокочастотного (ВЧ) трансформатора для разных номинальных частот и экспертная оценка изоляционных расстояний для получения вариантов конструкции, приближенные тепловые расчеты для вариантов конструкции ВЧ трансформатора;
- представлены результаты моделирования режимов работы SST на компьютерной модели и определены основные технические решения экспериментального образца модуля SST;
- выполнено техническое описание объема исследовательских испытаний, направленных на изучение диэлектрических свойств изоляции в высокочастотных режимах;
- разработаны технические требования к испытательным стендам: для исследования свойств изоляции на высоких частотах, для ВЧ трансформаторов, для проверки экспериментального образца модуля SST, включая стендовую систему управления;
- разработаны основные технические решения по реализации системы управления SST;
- выполнен эскизный проект системы распределения электрической энергии с SST;
- сформирована отчетная документация, объем и содержание которой полностью соответствуют требованиям технического задания.

На работу по этапу № 1 получено положительное экспертное заключение заведующего кафедрой промышленной электроники НИУ «МЭИ», д. т. н., доцента М.Г. Асташева.

Участники дискуссии: Ю.А. Дементьев, В.В. Смекалов, Д.И. Панфилов, А.А. Костенко, А.Ю. Хренников, А.В. Дроздов, С.Г. Попов, В.Н. Рябченко, А.Ю. Токарский, Д.В. Сорокин. Эксперты отметили, что применение твердотельных трансформаторов, помимо создания зарядных станций для электромобилей, имеет перспективы использования для улучшения ПКЭ в точках подключения несимметричной, несинусоидальной, резко-переменной

искажающей нагрузки, решили одобрить результаты этапа НИОКР «Разработка оборудования для реализации технологии распределения электрической энергии на постоянном токе с использованием твердотельных трансформаторов» с учетом замечаний и предложений, с предоставлением доработанных материалов на 2-м этапе НИОКР.

31 марта 2026 г. на заседании НТС заслушали доклад А.Ю. Климчука, начальника отдела разработки газоаналитического оборудования ООО «БО-ЭНЕРГО. АСТС», о выполнении этапа № 1 «Разработка технических требований к приборно-аналитическому комплексу для количественного определения состава элегаза, анализ действующих запатентованных документов, публикаций, научных работ и иной литературы в области контроля качества элегаза» НИОКР по теме: «Разработка приборно-аналитического обеспечения диагностики высоковольтного элегазового оборудования». Работа выполняется по договору с ПАО «Россети».

▼ **Цель работы:** создание и внедрение в эксплуатационную практику диагностических подразделений и химических лабораторий группы компаний ПАО «Россети» приборно-аналитического и методического обеспечения для контроля технического состояния внутренней изоляции ВЭО в эксплуатации.

Участники дискуссии: Ю.А. Дементьев, С.Г. Попов, В.Н. Рябченко, В.В. Смекалов, Д.И. Панфилов, А.Ю. Хренников, Д.В. Сорокин (АО «Россети Научно-технический центр»); А.Н. Храмцов (ПАО «Россети» — МЭС Центра), И.С. Афонин, Е.М. Степанова (ООО «БО-ЭНЕРГО. АСТС»). Отмечено, что работа по этапу № 1 НИОКР выполнена в соответствии с требованиями технического задания и календарного плана. В ее рамках подготовлен научно-технический отчет с анализом действующих нормативных, технических, экономических, распорядительных, информационных и иных документов, публикаций, научных работ и литературы по контролю качества элегаза в ВЭО и статистики повреждений оборудования, а также обзор причин образования продуктов разложения элегаза. Разработаны технические требования, функциональная схема и эскизный проект приборно-аналитического комплекса для количественного определения состава элегаза. Также составлен научно-технический отчет с предварительной оценкой применения результатов работы заказчика, анализом планируемого экономического эффекта и подтверждением конкурентоспособности продукции, создаваемой на основе полученных результатов. Разрабатываемый в рамках НИОКР приборно-аналитический комплекс (ПАК) для количественного определения состава элегаза будет переносным, с возможностью работы с пробоотборниками и без них, и ориентирован на раннее выявление дефектов с низкими пределами обнаружения (доли ppm).

Получено положительное заключение внешней экспертной организации о результатах работы, выполненной по этапу № 1. Эксперт — М. Ш. Гарифуллин, д. т. н., профессор кафедры «Электроэнергетические системы и сети» ФГБОУ ВО «Казанский государственный энергетический университет», представитель РНК СИГРЭ

в Исследовательском комитете D1 СИГРЭ («Материалы и разработка новых методов испытаний и средств диагностики»), постоянный член с 2024 года.

09 апреля 2026 г. состоялось совместное заседание Научно-технического совета НП «НТС ЕЭС» и АО «Россети Научно-технический центр». Был заслушан доклад М.А. Хозяинова, заместителя генерального директора ООО «Систел», на тему «Методология и программно-аппаратный комплекс оценивания состояния для обеспечения наблюдаемости и прогнозирования режимов в распределительных электрических сетях 6–10 кВ».

▼ **Цель исследования:** разработка методологии и программно-аппаратного комплекса обеспечения наблюдаемости и прогнозирования режимов в распределительных сетях 6–10 кВ.

Актуальность работы: в настоящее время распределительные сети 6–10 кВ ПАО «Россети» оснащены устройствами телемеханики (УТМ) в среднем на 10 % ТП. 30 % ТП оборудованы счетчиками электроэнергии, но данные со счетчиков в качестве телеизмерений (ТИ) попадают в АИИС УЭ «Пирамида-Сети» с запаздыванием на сутки-трое из-за использования мобильных каналов связи для опроса счетчиков.

Погрешность расчетов установившихся режимов, потерь в сетях, их оптимизации, определения режимной надежности сети при рассмотрении заявок на вывод оборудования в ремонт и при выполнении соответствующих переключений в сети превышает 10 %, что может привести к отклонениям напряжений более чем на 10 %, недопустимым перегрузкам оборудования, завышенным потерям электроэнергии. Это связано с отсутствием прогнозов активной и реактивной нагрузки трансформаторами ТП приемлемой точности на сутки-месяц вперед.

Во всех центрах управления сетями, где установлен ОИК (SCADA) СК-11, также установлены система управления распределительными сетями (DMS — Distribution Management System) и система управления отключениями (OMS — Outage Management System). Сейчас функционал DMS не может быть использован, а из OMS может быть использован частично только функционал определения отключившихся коммутационных аппаратов по аварийным звонкам.

Такое положение с DMS и OMS связано с отсутствием данных реального времени и прогнозов нагрузок приемлемой точности на ТП.

Работа является актуальной — она направлена на устранение вышеперечисленных проблем наиболее эффективными средствами по критерию «цена — качество» и в короткие сроки, без необходимости длительной полной телемеханизации ТП сети 6–10 кВ.

Участники дискуссии: Ю.А. Дементьев, С.Г. Попов, Д.В. Сорокин, В.Э. Воротницкий, Д.И. Панфилов, Ю.И. Моржин, М.А. Калинкина (АО «Россети Научно-технический центр») — отметили актуальность разработки и перспективность внедрения методологии прогнозирования, определения параметров режима сети и ПАК «Информационная система прогнозирования нагрузок и напряжений (ИС ПНН)» для обеспечения наблюдаемо-

сти и прогнозирования режимов в сетях 6–10 кВ сетевых компаний ПАО «Россети». Кроме того, были получены замечания от заведующего кафедрой «Автоматизированные электрические системы» УрФУ, д. т. н. Паздерина А.В.

На основании выступления докладчика и дискуссии по проекту было принято решение рекомендовать ПАО «Россети Ленэнерго» рассмотреть возможность использования ПАК ИС ПНН, кроме его прямого назначения, для повышения оперативности и точности расчета технических потерь мощности и электроэнергии, оценки эффективности мероприятий по их снижению в сетях 6–10 кВ, выявления бездоговорного и безучетного потребления электроэнергии. С этой целью нужно организовать информационный обмен между ПАК ИС ПНН и ПАК РТПЗ, провести их совместную опытно-промышленную эксплуатацию в характерных электрических сетях 6–10 кВ ПАО «Россети Ленэнерго». В части проведения опытно-промышленной эксплуатации ПАК ИС ПНН рекомендовано ПАО «Россети» поддержать инициативу ПАО «Россети Ленэнерго» по разработке ИТ-решения проекта «Создание информационной системы прогнозирования нагрузок и напряжений ПС 35–110 кВ и ТП 6–20 кВ ПАО «Россети Ленэнерго» для определения параметров режима сети в режиме, близком к реальному времени, а также для прогнозирования режимов распределительной сети 6–10 кВ».

29 мая 2026 г. на заседании Научно-технического совета заслушан доклад И.А. Шигаева, руководителя проектов Управления снижения потерь Департамента перспективных разработок и энергоэффективности, о выполнении этапа № 2 «Разработка матрицы выбора энергоэффективных решений для их комплексного внедрения и выбор объекта внедрения» НИОКР по теме «Разработка и апробация программно-аппаратного комплекса управления комплексными инновационными решениями снижения расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций». Работа выполняется по договору с ПАО «Россети».

▼ **Цель НИОКР:** повышение эффективности управления собственными нуждами подстанций; моделирование взаимного влияния эффектов инновационных решений повышения энергоэффективности основного оборудования подстанций и зданий при их комплексном внедрении; разработка программно-аппаратного комплекса управления комплексными инновационными решениями снижения расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

На результаты работы по этапу № 2 получено положительное заключение внешней экспертной организации — ФГАОУ ВО «Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина» от 29.05.2026. Эксперты — С.Е. Кокин, С.Г. Шелюг.

Участники дискуссии: Ю.А. Дементьев, Д.И. Панфилов, В.Э. Воротницкий, В.В. Смекалов, В.Н. Рябченко — отметили, что работа по этапу 2 «Разработка матрицы выбора энергоэффективных решений для их комплексного внедрения и выбор объекта внедрения» НИОКР «Разработка и апробация программно-аппаратного комплекса управления комплексными инновационными решения-

ми снижения расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций» выполнена в соответствии с требованиями технического задания и календарного плана. Отчетные материалы этапа № 2 представлены на рассмотрение в полном объеме в соответствии с календарным планом.

В рамках дальнейшей работы по НИОКР рекомендовано обеспечить необходимый уровень надежности использования единого шкафа управления ПАК УКИР СН ПС, предусмотреть резервирование элементов системы управления инновационными решениями. На дальнейших этапах реализации НИОКР разработать принцип определения приоритета внедрения энергоэффективных решений в рамках комплексного внедрения мероприятий на ПС с учетом расчета технико-экономических показателей эффективности внедрения и бюджета НИОКР при заданном объеме финансирования, а также требований к дальнейшей эксплуатации внедряемых решений.

К ВОПРОСУ О РАБОТЕ КРУГЛОГО СТОЛА НП «НТС ЕЭС» В РАМКАХ РМЭФ-2026

С 22 по 24 апреля 2026 года в Санкт-Петербурге (КВЦ «Экспофорум») состоялся Российский международный энергетический форум (РМЭФ). В мероприятии приняли участие 5000 специалистов из 7 стран.

23 апреля 2026 года в рамках конгрессной программы форума НП «НТС ЕЭС» проведен круглый стол на тему «Пути устойчивого развития и модернизации электроэнергетики: традиционная и распределенная генерация, цифровые технологии, нормативно-правовое регулирование» (модератор — профессор В.В. Молодую).

Всего заслушано 14 докладов. Среди спикеров — доктор технических наук, профессор, ученый секретарь НТС АО «Россети Научно-технический центр» А.Ю. Хренников с авторским докладом: «Система мониторинга величины геоиндуцированных токов в нейтрали силовых трансформаторов с регистратором аварийных событий». Работа посвящена повышению надежности электроэнергетического оборудования при геомагнитных возмущениях.

В ходе заседания А.Ю. Хренников был награжден почетной медалью им. П.Н. Яблочкова (Академия Электротехнических наук). Материалы доклада представляют интерес для проектных и эксплуатационных организаций отрасли.

УДК 621.316.37:338.45
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ОРУ И КРУЭ В УСЛОВИЯХ МОСКОВСКОГО РЕГИОНА

В статье рассматривается проблема выбора оборудования распределительных устройств (РУ) в условиях интенсивного роста энергопотребления в Московском регионе. Целью исследования является сравнительный технико-экономический анализ двух технологий: открытых распределительных устройств (ОРУ) и комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ). Методология исследования базируется на расчете капитальных и эксплуатационных затрат, чистой приведенной стоимости (NPV) и срока окупаемости. Результаты показывают, что, несмотря на компактность, высокую надежность и низкие эксплуатационные расходы, КРУЭ уступает ОРУ по экономической эффективности на горизонте жизненного цикла. Это обусловлено значительными затратами на закупку оборудования, а также на проведение строительно-монтажных и пусконаладочных работ. Полученные выводы актуальны для проектирования и реконструкции подстанций в мегаполисе.



Источник: фотобанк ПАО «Россети»

АВТОРЫ:
А.В. Селищев,
ORCID ID 0009-0003-6498-6059,
SelishchevAV@mpei.ru,
ПАО «Россети Московский регион», Москва, Россия
И.В. Данилин,
ORCID ID 0009-0006-0073-4524,
DanilinIV@mpei.ru,
ПАО «Россети Московский регион», Москва, Россия
А.В. Смирнова,
ORCID ID 0009-0005-5381-3878,
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»,
Москва, Россия
С.С. Жуликов, к. т. н.,
ORCID ID 0009-0006-5969-3720,
ZhulikovSS@mpei.ru,
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»,
Москва, Россия
М.Н. Мызникова,
ORCID ID 0000-0002-6397-1475,
yarspers@mail.ru,
ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ»,
Москва, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#распределительное устройство;
#ОРУ; #КРУЭ; #экономический анализ;
#NPV; #капитальные затраты

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:

Селищев А.В., Данилин И.В., Смирнова А.В., Жуликов С.С., Мызникова М.Н. Сравнительный технико-экономический анализ применения ОРУ и КРУЭ в условиях Московского региона // Энергия единой сети. 2026. №2 (81). С. 14–20. ©©

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время энергосистема Московского региона работает в условиях рекордного роста нагрузок. На это влияют три ключевых фактора:

- масштабное строительство: активное возведение промышленных и коммерческих объектов в Москве и Подмосковье;
- электрификация отопления: переход систем теплоснабжения на электроэнергию, что создает дополнительные пики потребления;
- цифровизация: растущий спрос на бесперебойное питание со стороны ИТ-инфраструктуры.

Такая динамика требует принципиально иного подхода к РУ 110 кВ и выше — они должны становиться максимально надежными, эффективными и компактными.

Значительная часть РУ 110 кВ была введена в эксплуатацию еще в 1960–1980-х годах. Сегодня это оборудование практически исчерпало свой эксплуатационный ресурс, а поддержание его работоспособности требует колоссальных затрат на ремонт и обслуживание. Ситуацию осложняет формат объектов: открытые РУ занимают огромные площади. В условиях дефицита и экстремально высокой стоимости земли в Московском регионе это становится технологическим ограничением. Любой проект нового строительства сегодня упирается в сложность землеотвода и высокие компенсационные издержки.

В этих условиях выбор типа РУ требует детального обоснования. Классическим решением является ОРУ (рис. 1) с воздушной изоляцией, где оборудование размещено на открытых площадках и соединено неизолированными проводами и ошиновкой. Главные аргументы в пользу использования ОРУ: их изученность, ремонтпригодность и относительно низкие первоначальные вложения. Однако экономия на старте нивелируется в процессе эксплуатации: изоляторы требуют регулярной очистки, территория — уборки, а механизмы разъединителей и приводов подвержены

коррозии и частым отказам из-за прямого воздействия внешней среды.

Современная альтернатива ОРУ — комплектные РУ с элегазовой изоляцией (рис. 2). Мировая практика их внедрения началась с 1980-х гг., а в России они активно применяются с 2000-х годов. КРУЭ представляют собой совокупность коммутационных, измерительных и вспомогательных аппаратов, токоведущие части которых размещены в герметичном заземленном корпусе, заполненном элегазом (гексафторидом серы, SF₆) под давлением. Эти устройства предназначены для приема и распределения электроэнергии, выполнения коммутационных операций, а также защиты и контроля параметров электрической цепи. Два определяющих преимущества КРУЭ:

- компактность: площадь подстанций сокращается в несколько раз по сравнению с ОРУ аналогичного класса напряжения;
- защищенность: герметичность исключает влияние погоды и загрязнений, что сводит к минимуму затраты на обслуживание и вероятность технологических отказов.

При всех очевидных плюсах у КРУЭ есть и свои ограничения. В первую очередь это высокая стоимость: одна ячейка 110 кВ обходится в 2–3 раза дороже комплектующих для ОРУ в традиционном исполнении. Кроме того, даже компактность КРУЭ не всегда решает проблемы в условиях плотной застройки. Трудности могут возникнуть из-за жестких требований к охраняемым зонам и необходимости обустройства подъездных путей для спецтехники.

Целью настоящего исследования является проведение сравнительного технико-экономического анализа жизненного цикла двух технологий — ОРУ и КРУЭ открытой установки для класса напряжения 110 кВ. Предполагается, что результаты данного исследования будут полезны как проектным институтам, разрабатывающим схемы выдачи мощности новых генерирующих объектов, так



Рис. 1. Внешний вид ОРУ 110 кВ



Рис. 2. КРУЭ открытой установки на ПС Сербиновская

и эксплуатирующим организациям. В конечном счете выбор оптимального типа РУ напрямую определяет не только надежность электроснабжения Московского региона, но и величину тарифной нагрузки на конечных потребителей через оптимизацию долгосрочных затрат.

Для достижения цели необходимо было решить следующие задачи.

1. Сформировать полную структуру капитальных вложений (CAPEX) для типовой схемы РУ в обоих исполнениях.
2. Рассчитать ежегодные эксплуатационные расходы (OPEX), включая затраты на техническое обслуживание и ремонты (ТОиР).
3. Привести к сопоставимому виду разновременные затраты с помощью метода аннуитетных денежных потоков.
4. Рассчитать ключевой показатель эффективности — чистую приведенную стоимость (NPV) разницы между вариантами.

Представленные в работе результаты анализа актуальны для условий Московского региона и являются частью более широкого исследования, в котором будут проанализированы результаты применения ОРУ и КРУЭ с использованием более простых схем и оборудования. Эти результаты будут представлены позже, в следующих публикациях.

МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

Методология исследования основана на сравнительном анализе дисконтированных денежных потоков. Оба варианта рассматриваются на примере типовой схемы РУ 110–13 «Две рабочие системы шин» [1] с семью присоединениями: четырьмя отходящими линиями, двумя трансформаторами и шиносоединительным выключателем. Расчет ключевых показателей для альтернативных вариантов проводился в несколько последовательных этапов.

Первый этап — расчет капитальных затрат. Капитальные затраты (CAPEX) — все единовременные инвестиции, необходимые для создания объекта. Сюда входят: стоимость оборудования, затраты на строительно-монтажные (СМР) и пусконаладочные работы (ПНР), стоимость землеотвода.

$$CAPEX = C_{\text{обор}} + C_{\text{смр}} + C_{\text{пнр}} + C_{\text{земли}}.$$

Второй этап — расчет эксплуатационных затрат. Эксплуатационные затраты (OPEX) — ежегодные повторяющиеся издержки, которые возникают в процессе нормальной работы оборудования. В данных затратах рассматриваются два пункта: техническое обслуживание и ремонты (ТОиР) и содержание территории. Годовая экономия эксплуатационных затрат при выборе КРУЭ определяется как:

$$\Delta OPEX = OPEX_{\text{ору}} - OPEX_{\text{круэ}}.$$

Третий этап — оценка надежности и экономического ущерба от недоотпуска электроэнергии. Четвертый этап — дисконтирование денежных потоков и расчет чистой приведенной стоимости (NPV).

СТРУКТУРА КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ

Капитальные затраты на оборудование ОРУ формируются за счет большого количества отдельных аппаратов, монтируемых на открытой площадке. Количество оборудования подбиралось для схемы 110–13 «Две рабочие системы шин» [1]. Схема состоит из двух секций с четырьмя отходящими линиями и двумя трансформаторными линиями (рис. 3). Включает в себя шесть элегазовых выключателей и один шиносоединительный выключатель, четырнадцать разъединителей горизонтально-поворотного типа, восемь измерительных трансформаторов тока, два измерительных трансформатора напряжения и четыре ограничителя перенапряжений.

Применение ОРУ оптимально при отсутствии ограничений по площади застройки и высокой стоимости земли, а также в регионах с умеренными климатическими и экологическими условиями.

В таблице 1 представлены капитальные затраты на оборудование ОРУ 110 кВ.

Согласно расчетам, наибольшую долю в смете (около 20,6 %) формируют затраты на силовые элегазовые выключатели. Существенную статью расходов (порядка 13,7 %) составляют разъединители, необходимое количество которых обусловлено требованиями создания видимого разрыва и выполнения переключений на ОРУ. На долю измерительных трансформаторов тока и напряжения, а также устройств защиты от перенапряжений суммарно приходится около 7,6 % капиталовложений.

В таблице 2 представлены капитальные затраты на оборудование КРУЭ 110 кВ открытого типа.

Подавляющая часть затрат приходится на приобретение готовых функциональных ячеек — линейных и шиносоединительных. Остальной объем инвестиций распределяется между вспомогательными системами: мониторинга состояния элегаза, РЗА и АСУ ТП. В условиях плотной городской застройки ключевым фактором экономической эффективности становится стоимость землеотвода. Так, в Московском регионе, по данным публичной кадастровой карты, стоимость 1 га земли под объектами инженерной инфраструктуры достигает 150 млн руб.

Традиционное ОРУ 110 кВ, выполненное по схеме с двумя рабочими и обходной системами шин, требует отвода территории площадью порядка 0,6 га. В то же время современное КРУЭ в блочно-комплектном исполнении для аналогичной схемы занимает всего 0,12 га, что в 5 раз сокращает потребность в земельных ресурсах.

Сокращение требуемой площади обеспечивает прямую экономию на стоимости земельного участка:

$$(0,6 \text{ га} - 0,12 \text{ га}) \times 150 \text{ млн руб./га} = 72 \text{ млн руб.}$$

Таблица 1. Техничко-экономические характеристики оборудования для ОРУ 110 кВ

Наименование затрат	Кол-во	Стоимость за единицу, тыс. руб.				
		СМР	Оборудование	Прочие, в т. ч. ПНР	Земля, тыс. руб.	Всего, млн руб.
Выключатель элегазовый ВГТ-110	7	1 871,33	6 237,75	436,64	–	59,82
Разъединитель трехполюсный РГНП.2-110	14	621,40	2 071,35	144,99	–	39,73
Трансформатор тока	8	445,76	1 485,88	104,01	–	16,29
Измерительный трансформатор напряжения	2	325,80	1 086,00	76,02	–	2,98
Ограничитель перенапряжений ОПН-П-110	4	147,34	491,15	34,38	–	2,69
Итого:		26 606,02	88 686,75	6 208,07	90 000	211,5

Таблица 2. Стоимость оборудования КРУЭ 110 кВ

Наименование затрат	Кол-во	Стоимость за единицу, тыс. руб.				
		СМР	Оборудование	Прочие, в т. ч. ПНР	Земля, тыс. руб.	Всего, млн руб.
Основные работы						
Комплект оборудования КРУЭ 110 кВ с металлоконструкциями для установки	7	12 482,1	41 606,9	2 912,5	18 000	–
Итого:		87 374,7	291 248,9	20 387,4	18 000	417,01

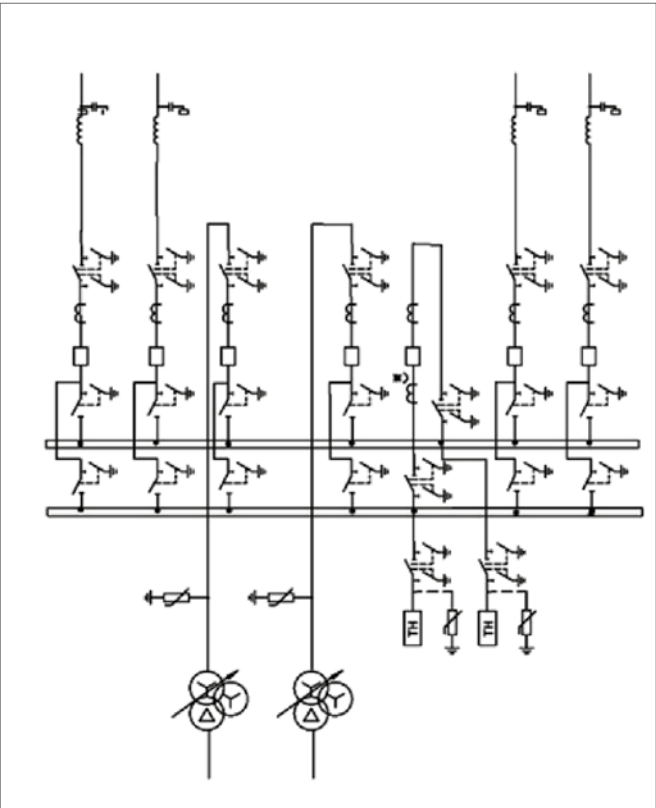


Рис. 3. Схема распределительного устройства [1]

АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ РАССМАТРИВАЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Поскольку эксплуатация высоковольтного оборудования представляет собой сложный технологический процесс, где отказы приводят к недоотпуску электроэнергии и затратам на аварийно-восстановительные работы, необходимо провести анализ надежности рассматриваемых РУ. В исследовании принята типовая конфигурация 110–13 «Две рабочие системы шин». Данная компоновка обеспечивает высокую живучесть узла: секционирование шин позволяет локализовать повреждение на одной секции, сохраняя в работе другую.

С точки зрения надежности ОРУ и КРУЭ имеют принципиальные отличия. ОРУ характеризуются большим количеством отдельно стоящих аппаратов (выключателей, разъединителей, ТТ, ТН, ОПН), соединенных открытыми шинами и подверженных прямому воздействию атмосферных факторов (гололедно-изморозевых отложений, загрязнения, ветровых нагрузок). Это обуславливает более высокую частоту внезапных отказов и плановых отключений для технического обслуживания. Согласно статистическим данным [2], параметр потока отказов одного присоединения ОРУ 110 кВ составляет 0,02–0,04 (1/год) при среднем времени восстановления 8–12 часов.

Размещение всех токоведущих частей и коммутационных аппаратов КРУЭ внутри герметичного корпуса полностью исключает влияние внешней среды и минимизирует вероятность внутренних коротких замыканий.

¹ Руководство пользователя по применению комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ), CIGRE WG 23-10.

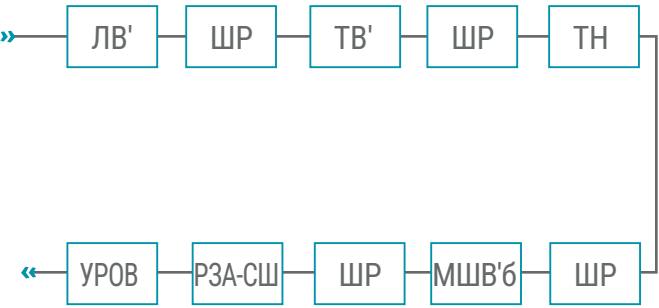


Рис. 4. Диаграмма надежности схемы для погашения одной системы



Рис. 5. Диаграмма надежности схемы для погашения всего РУ

Для современного КРУЭ 110 кВ характерна частота отказов на уровне 0,002–0,005 (1/год) на присоединение. При этом время восстановления, благодаря модульной конструкции и высокой заводской готовности ячеек, не превышает 4–6 часов.

Оценка надежности РУ для выбранной схемы выполнена по методике [2]. Для этого строится расчетная диаграмма (модель) надежности, представляющая собой совокупность последовательно и параллельно соединенных элементов (рис. 4, 5), отказ которых приводит к прекращению функционирования системы.

В диаграммах приняты следующие обозначения элементов:

ЛВ' — отказ линейного выключателя с учетом отказов, ликвидируемых путем переключений в схеме или отделением поврежденного элемента;

ШР — отказ шинного разъединителя;

МШВ'1,2 — отказ межсекционного шиносоединительного выключателя;

МШВ'6 — отказ межсекционного шиносоединительного выключателя, совмещенного с обходным;

ТН — отказ трансформатора напряжения;

УРОВ — отказ устройства резервирования при отказе выключателя;

ТВ' — отказ трансформаторного выключателя с учетом отказов, ликвидируемых путем переключений в схеме или отделением поврежденного элемента;

ОВ' — отказ обходного выключателя с учетом отказов, ликвидируемых путем переключений в схеме или отделением поврежденного элемента;

РЗА-СШ — отказ релейной защиты и автоматики системы шин;

СШ-1, СШ-2 — отказ первой и второй системы шин;

СШ-1,2 — погашение обеих систем (секций) шин.

Среднегодовая частота отказов схемы одной системы шин $\lambda_{\text{сш}}$ подстанции с ОРУ определялась по формуле:

$$\lambda_{\text{сш}}^{ae(1)} = \lambda_{\text{РЗА}}^{ae} + \lambda_{\text{УРОВ}}^{ae} + n_{\text{ЛЭП}} (\lambda_{\text{ЛВ}}^{ae} \times 10^{-2} \times L_{\text{ЛЭП}} + 2(\lambda_{\text{СШ}}^{ae} + \lambda_{\text{ШР}}^{ae})) + n_{\text{Т}} (\lambda_{\text{ТВ}}^{ae} + 2(\lambda_{\text{СШ}}^{ae} + \lambda_{\text{ШР}}^{ae})) + (\lambda_{\text{ТН}}^{ae} + 2 \times (\lambda_{\text{СШ}}^{ae} + \lambda_{\text{ШР}}^{ae})) + \lambda_{\text{СШ}}^{ae} + \lambda_{\text{МШВ}}^{ae} + \lambda_{\text{ШР}}^{ae} + N_{\text{Б}} \times \lambda_{\text{ОП}}^{ae} \times N_{\text{ОП}}. \tag{1}$$

Подставив в формулу (1) среднегодовую частоту отказов каждого элемента одной системы шин, получим для ОРУ:

$$\lambda_{\text{сш}}^{ae(1)} = 0,04319 + 0,02019 + 2(0,0371 + 2(0,001 + 0,01411)) + 1(0,032 + 2(0,001 + 0,01411)) + (0,0016 + 2(0,001 + 0,01411)) + 0,001 + 0,032 + 0,01411 + 4 \times 0,000059 \times 53 = 0,3517 \frac{1}{\text{год}}.$$

Аналогично найдем среднегодовую частоту отказов одной системы шин для КРУЭ:

$$\lambda_{\text{сш}}^{ae(1)} = 0,04319 + 0,02019 + 2(0,027 + 2(0,0007 + 0,009)) + 1(0,021 + 2(0,0007 + 0,009)) + (0,001 + 2(0,0007 + 0,009)) + 0,0007 + 0,021 + 0,009 + 4 \times 0,000059 \times 53 = 0,26018 \frac{1}{\text{год}}.$$

Разница среднегодовых потоков отказов $\Delta\lambda$ между ОРУ и КРУЭ составляет:

$$\Delta\lambda = \lambda_{\text{ОРУ}} - \lambda_{\text{КРУЭ}} = 0,3517 - 0,26018 = 0,09152,$$
$$\Delta\lambda\% = \frac{\Delta\lambda}{\lambda_{\text{ОРУ}}} \times 100\% = \frac{0,09152}{0,3517} \times 100\% = 23,9\%.$$

Расчет показал, что применение КРУЭ снижает частоту отказов на 24 %, что в итоге приводит к экономии затрат на обслуживание и возмещение потерь от недоотпуска электроэнергии.

При средней нагрузке присоединения 110 кВ около 40 МВт, тарифе на передачу электроэнергии в Московском регионе 5,5 руб./кВт·ч и коэффициенте использования мощности $K_{\text{исп}} = 0,7$ ущерб от одного часа простоя составляет:

$$Y_{\text{час}} = 40000 \text{ кВт} \times 5,5 \times 0,7 = 154000 \text{ руб.}$$

Коэффициент $K_{\text{исп}} = 0,7$ отражает отношение фактической нагрузки к номинальной, учитывая суточные и сезонные колебания потребления. В расчетах ущерба он позволяет скорректировать финансовые потери от недоотпуска электроэнергии, поскольку оборудование не всегда работает с полной паспортной мощностью.

С учетом разницы в потоках отказов и времени восстановления возможный годовой ущерб может составить:

- для ОРУ при $\lambda = 0,3517 \frac{1}{\text{год}}$, $T_{\text{восст}} = 3 \text{ ч}$:

$$Y_{\text{год}} = 0,3517 \times 3 \times 154000 = 162624 \frac{\text{руб.}}{\text{год}}.$$

- для КРУЭ при $\lambda = 0,2602 \frac{1}{\text{год}}$, $T_{\text{восст}} = 3 \text{ ч}$:

$$Y_{\text{год}} = 0,2602 \times 3 \times 154000 = 120212,4 \frac{\text{руб.}}{\text{год}}.$$

Полученные данные показывают ожидаемый ущерб на одно присоединение. В масштабах всей подстанции (7 присоединений) дополнительная экономия при выборе КРУЭ может достигать 0,6–1,2 млн руб./год. Это, однако, не компенсирует существенную разницу в капитальных затратах на горизонте 10 лет, но может стать более весомым фактором при увеличении расчетного срока службы до 25–30 лет, характерного для элегазового оборудования.

Таким образом, высокая эксплуатационная надежность КРУЭ 110 кВ не обеспечивает достаточного экономического выигрыша для покрытия высокой капиталоёмкости проекта. В текущих экономических условиях Московского региона экономия на предотвращенном ущербе от недоотпуска электроэнергии не компенсирует значительный объем первоначальных капиталовложений.

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ

Помимо капитальных вложений, существенное влияние на общую экономику проекта оказывают ежегодные эксплуатационные расходы. Для проведения корректного сравнения были рассчитаны операционные затраты по обоим вариантам на горизонте 10 лет.

Для ОРУ 110 кВ характерны затраты на ТОиР, а также расходы на содержание территории (уборка, покос травы, зимняя очистка). Для КРУЭ 110 кВ характерны низкие затраты на ТОиР благодаря герметичной конструкции, а затраты на содержание территории минимальны и сводятся к обслуживанию площадки. Результаты расчета ежегодных эксплуатационных расходов представлены в таблице 3.

Таблица 3. Расчет ежегодных эксплуатационных затрат

Статья затрат	ОРУ 110 кВ (руб./год)	КРУЭ 110 кВ (руб./год)
Техническое обслуживание и ремонт	4 500 000	1 200 000
Содержание территории	1 400 000	300 000
Итого OPEX	5 900 000	1 500 000

РАСЧЕТ ЧИСТОЙ ПРИВЕДЕННОЙ СТОИМОСТИ (NPV)

Выполним расчет чистой приведенной стоимости (NPV) на горизонте 10 лет. На основании определенных ранее затрат проведем сравнительный анализ по методу дисконтированных денежных потоков. Выбранный расчетный период (10 лет) является оптимальным для оценки эффективности инвестиций в электроэнергетику при текущем уровне экономической неопределенности. Ставка дисконтирования (d) принята равной 12 %, что

соответствует целевым показателям доходности при RAB-регулировании.

Для ОРУ:

$$C_{\text{CAPEX}_{\text{ору}}} = C_{\text{оборуд}} + C_{\text{СМР}} + C_{\text{ПНР}} + C_{\text{земли}}$$
$$C_{\text{CAPEX}_{\text{ору}}} = 88686750 + 26606020 + 6208070 + 90000000 = 211500840 \text{ руб.,}$$

где $C_{\text{земли}} = 0,6 \text{ га} \times 150 \text{ млн руб./га} = 90 \text{ млн руб.}$

Для КРУЭ:

$$C_{\text{CAPEX}_{\text{круэ}}} = C_{\text{оборуд}} + C_{\text{СМР}} + C_{\text{ПНР}} + C_{\text{земли}}$$
$$C_{\text{CAPEX}_{\text{круэ}}} = 291248921,3 + 87374676,4 + 20387424,5 + 18000000 = 417011022,2 \text{ руб.,}$$

где $C_{\text{земли}} = 0,12 \text{ га} \times 150 \text{ млн руб./га} = 18 \text{ млн руб.}$

Абсолютная разница в требуемых первоначальных инвестициях между двумя вариантами составляет:

$$\Delta C_{\text{CAPEX}} = C_{\text{CAPEX}_{\text{круэ}}} - C_{\text{CAPEX}_{\text{ору}}} = 417011022,2 - 211500840 = 205510182 \text{ руб.}$$

Положительное значение данного показателя указывает на то, что вариант с КРУЭ требует больших первоначальных инвестиций, чем ОРУ. Это обусловлено высокой стоимостью элегазового оборудования, которая лишь частично компенсируется экономией на стоимости земельного участка и СМР. Ежегодная экономия при эксплуатации КРУЭ составляет:

$$OPEX_{\text{ору}} = 5900000 \text{ руб./год.}$$

$$OPEX_{\text{круэ}} = 1500000 \text{ руб./год.}$$

Следовательно, абсолютная годовая экономия операционных расходов при выборе технологии КРУЭ определяется как:

$$\Delta OPEX = OPEX_{\text{ору}} - OPEX_{\text{круэ}}$$

$$\Delta OPEX = 5900000 - 1500000 = 4400000 \text{ руб./год.}$$

Для сравнительного анализа рассчитаем чистую приведенную стоимость (NPV). В данном контексте NPV представляет собой сумму дисконтированных потоков операционной экономии (сокращения OPEX) за вычетом разницы в первоначальных инвестициях (CAPEX).

Рассчитаем текущую стоимость будущих ежегодных экономий (PV аннуитета) за 10 лет при ставке 12 %. Формула для коэффициента аннуитета имеет следующий вид:

$$K_a = \frac{1 - (1 + d)^{-n}}{d}.$$

Подставим значение d в формулу и получим:

$$K_a = \frac{1 - (1 + 0,12)^{-10}}{0,12} = \frac{1 - 1,12^{-10}}{0,12} = \frac{0,67803}{0,12} \approx 5,6502.$$

Тогда текущая стоимость будущих ежегодных экономий:

$$PV_{\text{аннуитета}} = \Delta OPEX \times K_a = 4400000 \times 5,6502 \approx 24860900 \text{ руб.}$$

Подставив полученное значение в формулу NPV , получим:

$NPV = 205510182 - 24860900 = 180649282 \text{ руб.}$

Значение NPV , равное 180,7 млн руб., показывает, что выбор варианта с ОРУ 110 кВ обеспечивает совокупную экономию в указанном размере на горизонте 10 лет с учетом дисконтирования по ставке 12 %. Дополнительные капиталовложения в КРУЭ не окупаются за 10 лет.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты технико-экономического анализа показывают, что в условиях Московского региона применение КРУЭ 110 кВ открытого типа экономически нецелесообразно по сравнению с традиционными ОРУ на 10-летнем горизонте планирования. Высокая капиталоемкость элегазового оборудования не компенсируется операционной экономией и снижением ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Учет высокой стоимости земли (150 млн руб./га) существенно сокращает разрыв в объеме капитальных вложений: компактность КРУЭ обеспечивает экономию в 72 млн руб. на землеотводе. Тем не менее высокая стоимость элегазового оборудования остается преобладающим фактором, в результате чего итоговый показатель CAPEX для КРУЭ оказывается на 205,5 млн руб. выше, чем для ОРУ.

Ключевым преимуществом КРУЭ является ежегодная экономия операционных расходов в размере 4,4 млн руб. по сравнению с ОРУ. Однако совокупный экономический эффект (NPV) за 10 лет с учетом дисконтирования по ставке 12 % (согласно методике RAB-регулирования) составляет 180,7 млн руб. в пользу ОРУ. Это подтверждает, что эксплуатационная выгода не компенсирует высокую капиталоемкость КРУЭ на рассматриваемом горизонте.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1.	Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС». Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения. Утвержден и введен в действие приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 20.12.2007 №441.	машин и оборудования // Материалы для семинара по аккредитации оценщиков при ОАО «Альфа-банк». М.: РОО, 2003. С. 103–120.
2.	Непомнящий В.А. Надежность оборудования энергосистем // Электроэнергия. 2013. 196 с.	4. Комплектные распределительные устройства элегазовые (КРУЭ) на напряжение 110 кВ. Технические требования. М.: НТЦ ФСК ЕЭС, 2020. 65 с. (СТО 56947007-29.240.10.006-2020).
3.	Козлов В.В. Техника оценки	5. Оценка стоимости машин и оборудования: учебное пособие / В.П. Антонов, Е.В. Антонова, С.К. Шамышев, Р.Г. Шаулова. Москва: Русская оценка, 2005. 254 с.



ПОСТОЯННЫЙ ТОК И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА: УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ШУЛЬГА Р.Н., ПУТИЛОВА И.В.
М.: ИЗДАТЕЛЬСКИЙ ДОМ МЭИ,
2024. 275 С.

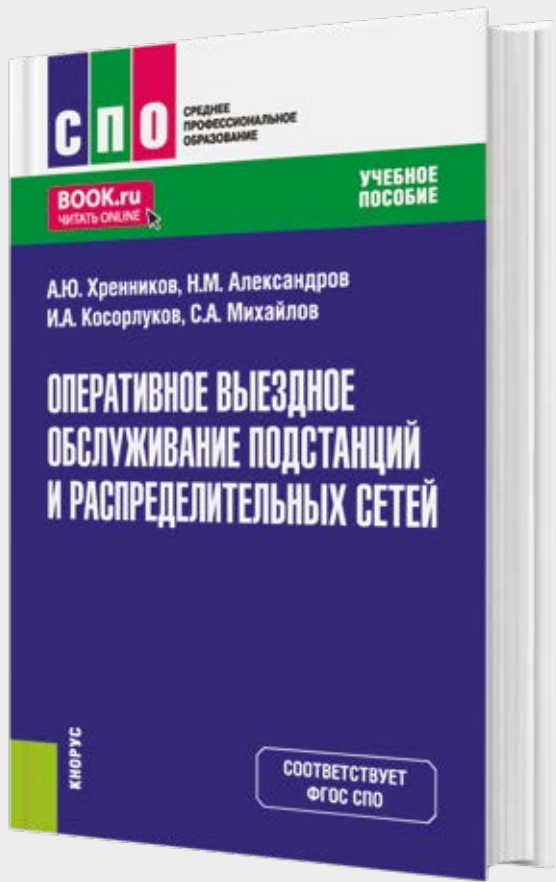
Выполнена оценка рынка силовой электроники, приведены характеристики приборов на основе новых технологий и материалов — карбида кремния и нитрида галлия. Показаны схемотехнические и конструктивно-технологические особенности приборов и преобразователей, приведена оценка динамических и тепловых воздействий на них.

Описаны тиристорные и транзисторные преобразовательные подстанции передачи и вставок постоянного тока с учетом схем и конструкций воздушных и кабельных линий. Даны сведения по выполнению собственных нужд в виде оперативного постоянного тока, защиты от перенапряжений и координации изоляции, а также по построению транспортных сетей постоянного тока.

Для слушателей курсов повышения квалификации и профессиональной переподготовки по дисциплине «Передача электроэнергии постоянным током», а также для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника».

ОПЕРАТИВНОЕ ВЫЕЗДНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПОДСТАНЦИЙ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ. УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ХРЕННИКОВ А.Ю., АЛЕКСАНДРОВ Н.М., КОСОРЛУКОВ И.А., МИХАЙЛОВ С.А.
МОСКВА, КНОРУС, 2026. — 409 С.
ISBN: 978-5-406-16223-1



Обсуждаются вопросы, связанные с опасностью поражения человека электрическим током, представлена информация о средствах и приспособлениях индивидуальной защиты персонала при работе в электроустановках напряжением до 1000 В и выше, их назначение и классификация. Рассмотрены типы электрических станций, виды распределительных устройств (РУ) подстанций, существующие схемы первичных соединений РУ, схемы собственных нужд РУ и подстанций, виды их компоновок и режимы работы. Особое внимание уделено вопросам релейной защиты и автоматики (РЗА) подстанций и распределительных сетей, назначение и классификации видов релейной защиты, зоны действия РЗА, виды связи для оперативно-выездных бригад (ОВБ), правила оперативного обслуживания устройств автоматики и телемеханики, схемы оперативного тока и электромагнитной блокировки, различные типы релейной защиты, автоматики и телемеханики.

Подчеркнута важность изучения порядка организации оперативных переключений в распределительных сетях, работы ОВБ. Подробно рассмотрены темы, связанные с определением работоспособности, ремонтпригодности и устранением неполадок электрооборудования подстанций и распределительных сетей, мероприятиями по восстановлению электроснабжения потребителей электроэнергии и применяемыми автоматикой, оборудованием и приборами.

Учебное пособие соответствует ФГОС СПО последнего поколения.

Предназначено для специалистов технических служб предприятий электрических и распределительных сетей и электрических станций, для аспирантов, студентов электроэнергетических специальностей.

УДК 621.311:621.354
Шифр специальности ВАК 2.4.3., 2.3.7.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ И СИСТЕМЫ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА БАЗЕ СУПЕРКОНДЕНСАТОРОВ В СОСТАВЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Целью данной работы является исследование особенностей совместной работы ветроэнергетической установки (ВЭУ) и системы накопления электроэнергии (СНЭЭ) на базе суперконденсаторов (СК) при кратковременных изменениях скорости ветра и нагрузки, а также оценка эффективности СНЭЭ на базе СК при компенсации небаланса активной мощности и поддержании частоты в энергосистеме. В ходе работы разработаны имитационные модели изолированной и объединенной ветроэнергетических систем (ЭЭС) в программном комплексе (ПК) MATLAB Simulink, включающие в себя ВЭУ IV типа на базе синхронного генератора с постоянными магнитами, СНЭЭ на базе СК, их систем управления, линии электропередачи, нагрузку, генерирующее оборудование и приемную эквивалентную ЭЭС. Проведены опыты с изменением скорости ветра и нагрузки в энергосистемах. Полученные результаты показывают, что СНЭЭ на базе СК позволяет компенсировать кратковременные отклонения активной мощности ВЭУ и участвовать в поддержании частоты в изолированной энергосистеме.

АВТОРЫ:
Р.Р. Хисамов,
ORCID ID 0009-0007-1989-2802,
khisamovrr@mpei.ru
Р.В. Булатов, к.т.н.,
ORCID ID 0000-0002-8334-9026
Т.В. Рузина,
ORCID ID 0009-0001-8115-7004
П.А. Балаев,
ORCID ID 0009-0000-7577-9125,
Национальный
исследовательский университет
«МЭИ», Москва, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#ветроэнергетическая
установка; #система
накопления электроэнергии;
#суперконденсаторы;
#электроэнергетическая система;
#силовые преобразователи;
#имитационное моделирование

↓ ДЛ Я Ц И Т И Р О В А Н И Я :

Хисамов Р.Р., Булатов Р.В.,
Рузина Т.В., Балаев П.А.
Исследование совместной
работы ветроэнергетической
установки и системы накопления
электроэнергии на базе
суперконденсаторов в составе
энергосистем // Энергия единой
сети. 2026. № 2 (81). С. 22–31.



ВВЕДЕНИЕ

Переход к генерации на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) является актуальной задачей в мировой энергетике на протяжении последних лет. В России по состоянию на 01.01.2026 установленная мощность объектов ВИЭ в совокупности составляет 7,21 ГВт, из которых 2,97 ГВт представлены ветроэлектростанциями (ВЭС), 2,73 ГВт — солнечными электростанциями (СЭС), 1,31 ГВт — малыми гидроэлектростанциями (МГЭС) мощностью до 50 МВт [1].

Одной из важных особенностей работы ВЭУ является зависимость выдаваемой активной мощности от скорости ветрового потока. Изменение скорости ветра приводит к изменению мощности ВЭУ, что может вызывать отклонение фактической выдачи от заданного графика. В объединенных энергосистемах такие колебания могут приводить к изменению перетоков мощности, а в изолированных и дефицитных энергосистемах — к небалансу активной мощности и отклонению частоты [2, 3].

Один из способов компенсации кратковременных колебаний активной мощности — применение СНЭЭ. Они способны при увеличении генерации ВЭУ накапливать избыток мощности и выдавать ее в сеть при возникновении дефицита, вызванного снижением скорости ветра или увеличением нагрузки. Наиболее актуальными для совместной работы с ВЭУ являются аккумуляторные батареи (АБ) и СК. АБ обладают большей удельной энергией и целесообразны для длительного хранения энергии, тогда как СК отличаются высокой удельной мощностью, малым временем отклика и большим числом циклов «заряд — разряд», что обуславливает их применение при компенсации кратковременных отклонений параметров режима энергосистем [4, 5].

Основные технико-экономические характеристики СНЭЭ, рассматриваемых в контексте совместной работы с ВЭС, приведены в таблице 1 [6]. Стоимость приведена в относительных единицах за 1 кВт·ч. Для литий-ионных АБ на базе LFP относительная стоимость принята равной 1, а для СК — определена для блока EDLC-системы мощностью 1 МВт и длительностью разряда 45 с [9].

АБ обладают высокой удельной энергией в сравнении с СК, что делает их предпочтительными для длительного хранения энергии и обеспечения устойчивой работы энергосистем [10]. Их применение целесообразно при долговременном отключении основной генерации в энергосистеме и отключениях сетевых (резервных)

связей, через которые осуществляется транзит мощности в энергосистему или при длительном отсутствии ветра.

Отличительными характеристиками СК являются высокая плотность мощности и высокая скорость ее выдачи при разряде и заряде [5, 11]. Основной недостаток СК — сильная зависимость рабочего напряжения от уровня заряда и более высокая стоимость по сравнению с АБ (таблица 1). Высокие динамические характеристики СК, а также большое число циклов «заряд — разряд» позволяют использовать их для компенсации кратковременных колебаний мощности ВЭУ, связанных с резкими изменениями скорости ветра и флуктуациями нагрузки [12, 13].

СК могут быть эффективны для решения проблем кратковременных колебаний ветра или при резких изменениях параметров режима, вызванных, например, набросом и сбросом нагрузки. Это обусловлено высокой скоростью заряда и разряда СК, а число рабочих циклов является достаточным для продолжительной эксплуатации [14].

Таким образом, целью настоящей работы является исследование особенностей совместной работы ВЭУ и СНЭЭ на базе СК при кратковременных изменениях скорости ветра и нагрузки, а также оценка эффективности СНЭЭ на базе СК при компенсации небаланса активной мощности и поддержании частоты в изолированных энергосистемах.

Для достижения указанной цели разработаны имитационные модели изолированной и объединенной энергосистем в ПК MATLAB Simulink, включающие ВЭУ IV типа на базе синхронного генератора с постоянными магнитами, СНЭЭ на базе СК, их систем управления, линии электропередачи, нагрузку, генерирующее оборудование и приемную эквивалентную энергосистему. На созданных моделях проведены опыты с изменением скорости ветра и нагрузки в энергосистеме.

СОЗДАНИЕ ИМИТАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Для создания имитационных моделей использован ПК MATLAB Simulink. Принципиальная схема исследуемой энергосистемы приведена на рисунке 1. Она содержит ВЭУ IV типа на базе синхронного генератора с постоянными магнитами, силовой преобразователь, СНЭЭ на базе СК и DC-DC-преобразователь, L-фильтры, повышающий трансформатор, пассивные элементы (ЛЭП

Таблица 1. Техничко-экономические характеристики АБ и СК

СНЭЭ	Среднее напряжение ячейки, В	Удельная энергия, Вт·ч/кг	Ресурс при глубине разряда 80 %, циклы	Срок службы, лет	Саморазряд	Относительная стоимость за 1 кВт·ч	Степень освоенности технологии
Литий-ионные АБ, LFP	3,2	100–140	до 5000	до 10	низкий	1	высокая
Двухслойный СК, EDLC	2,7–3,0	2–8	до 1 000 000	до 20	высокий	150–200	выше среднего

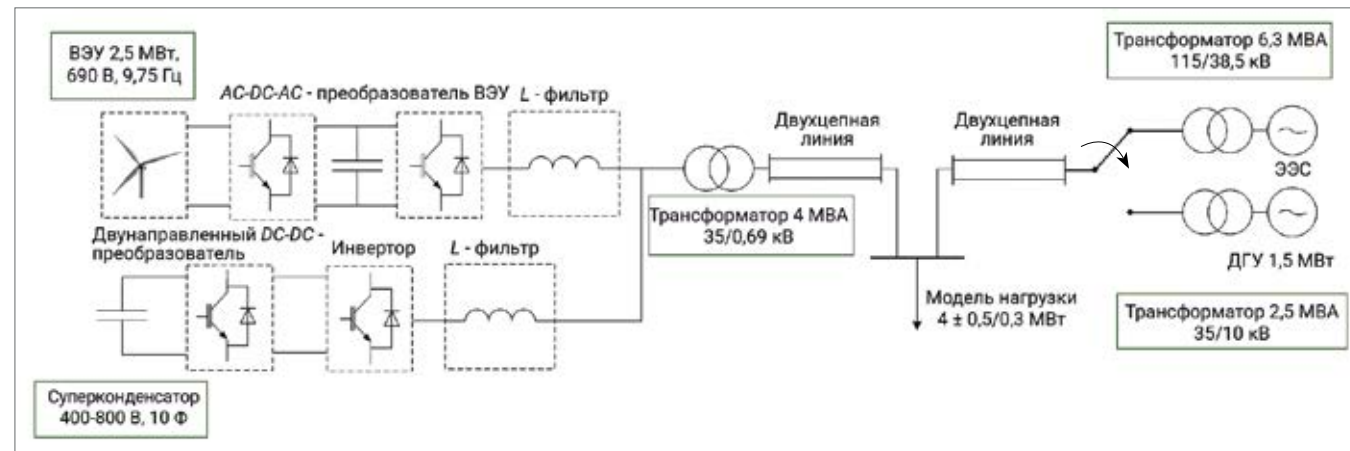


Рис. 1. Принципиальная схема исследуемой энергосистемы

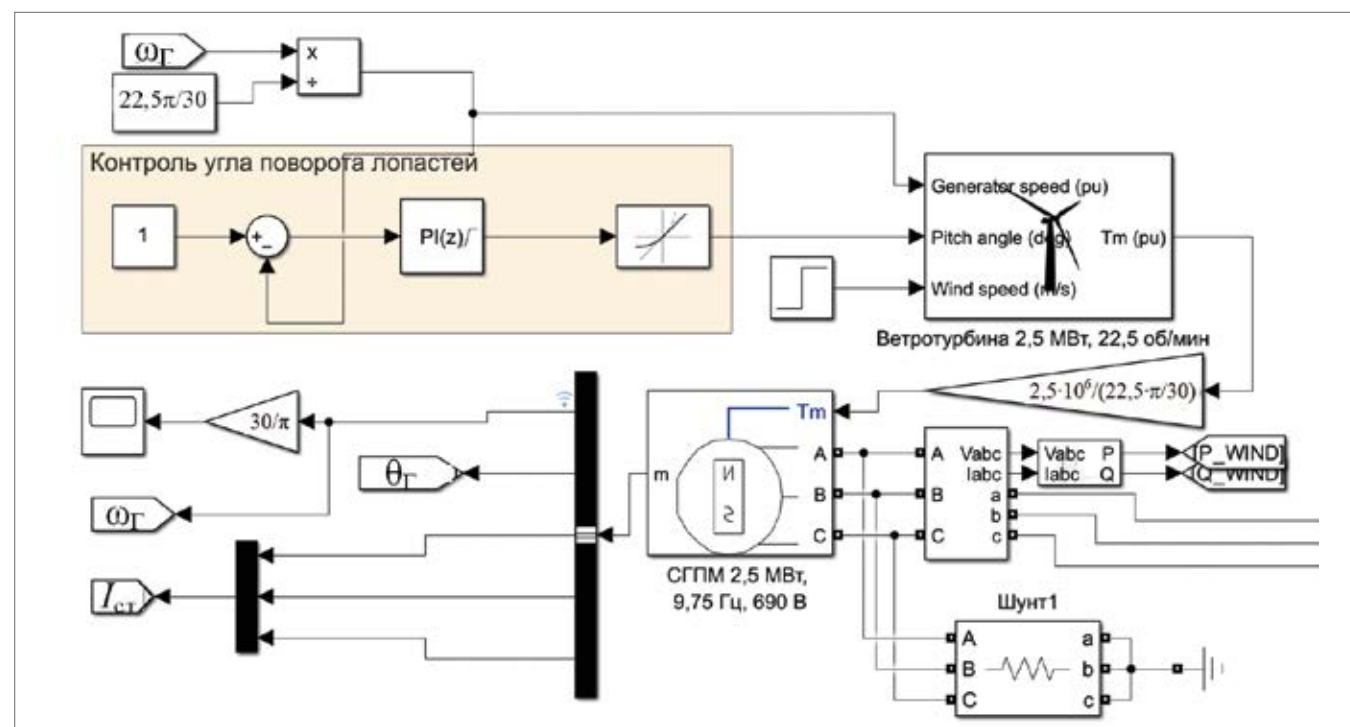


Рис. 2. Модель ВЭУ

и нагрузку), модель дизель-генератора (для изолированной энергосистемы) и модель эквивалентной ЭЭС (для объединенной энергосистемы).

В процессе работы ВЭУ выдает мощность, соответствующую текущей скорости ветра. В имитационной модели представлена ВЭУ Lagerwey L100 2,5 МВт. Механическая мощность N (Вт), вращающая ротор, определяется скоростью ветрового потока V (м/с) по формуле (1) [15].

$$N = \frac{C_p \rho S V^3}{2}, \quad (1)$$

где C_p — коэффициент использования энергии ветра, рассчитываемый по формуле (2); ρ — плотность воздуха, кг/м³; S — ометаемая площадь, м².

$$C_p(Z, \beta) = C_1 \left(\frac{C_2}{\lambda_i} - C_3 \beta - C_4 \right) e^{-\frac{C_5}{\lambda_i}} + C_6 Z, \quad (2)$$

где $C_1 = 0,5176$;
 $C_2 = 116$;
 $C_3 = 0,4$;

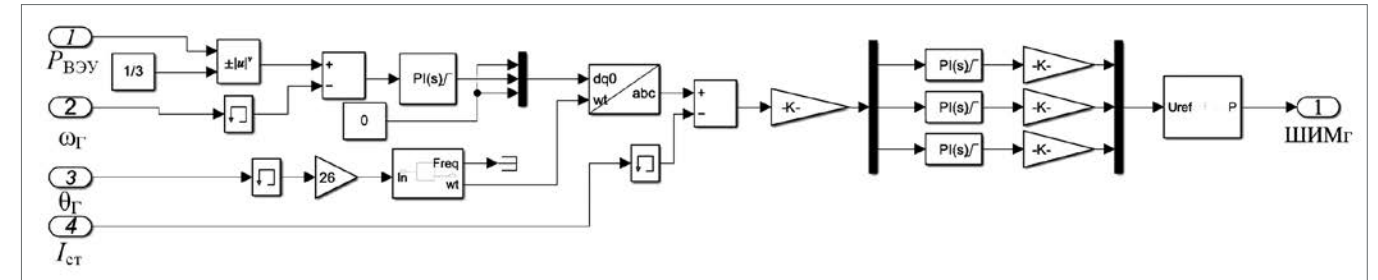


Рис. 3. Система управления силовым преобразователем со стороны генератора

$$C_4 = 5;$$

$$C_5 = 21;$$

$$C_6 = 0,0068.$$

Расчет параметра λ_i определяется по формуле (3).

$$\lambda_i = \frac{1}{\left(\frac{1}{Z + 0,08\beta} - \frac{0,035}{\beta^3 + 1} \right)}, \quad (3)$$

где β — угол поворота лопастей.

Для модели при $\beta = 0$ значения составляют $C_{pmax} = 0,48$ и $Z_{max} = 8,1$.

Модель ВЭУ в ПК MATLAB Simulink представлена на рисунке 2. На вход блока ветротурбины подаются скорость ветра, скорость вращения генератора ω_r , приведенная к номинальной скорости вращения, и угол поворота лопастей. Данные параметры влияют на механический момент на выходе турбины в относительных единицах. Система управления углом поворота лопастей реагирует, когда мощность превышает номинальную, и включает в себя ПИ-регулятор с ограничением по максимальному углу поворота (принят равным 20°) и ограничением скорости поворота лопастей (2°/с) [15].

Подключение ВЭУ к энергосистеме осуществляется с помощью силового преобразователя AC-DC-AC [16], главной задачей которого является обеспечение синхронной работы ВЭУ и ЭЭС, реализуемое посредством системы управления (СУ).

Система управления преобразователем со стороны ветрогенератора представлена на рисунке 3. Опорная угловая скорость вращения генератора определяется исходя из допущения, что в установившемся режиме $\omega_g = k_m \sqrt[3]{N}$, где k_m — коэффициент, зависящий от параметров ветроколеса (принимается равным 1) [15]. Данное значение сравнивается с фактической скоростью вращения и через ПИ-регулятор подается на блок преобразования $dq-abc$, где на вход wt подается значение угла ротора θ_r . Далее с помощью широтно-импульсной модуляции (ШИМ) создаются сигналы управления силовым преобразователем ШИМ_Г.

Система управления силовым преобразователем со стороны сети обеспечивает синхронную работу ВЭУ и энергосистемы. Для этого в СУ применяется фазовая автоподстройка частоты (ФАПЧ) — следящая

система с отрицательной обратной связью, основанная на преобразовании входного сигнала напряжения в точке подключения силовых преобразователей в dq -или $\alpha\beta$ -координатах и их последующей обработке для получения значения фазы напряжения. Значение фазы используется в двух целях: для обратного преобразования $dq-abc$, которое задает сигналы контроллера тока в системе управления преобразователя, и для формирования импульсов ШИМ, открывающих ключи силового преобразователя.

На рисунке 4 приведена имитационная модель СУ. На вход СУ подаются фазные напряжения в точке общего присоединения (ТОП) и токи перед L-фильтром. На основе полученного значения фазы $\theta_{\text{ФАПЧ}}$ сигналы напряжения и тока в dq -координатах направляются в контроллер тока. Задающие значения I^*d и I^*q рассчитываются по формулам (4) и (5) соответственно [2, 17].

$$I^*d = \frac{2}{3} \left(\frac{V_d P + V_q Q}{V_d^2 + V_q^2} \right). \quad (4)$$

$$I^*q = \frac{2}{3} \left(\frac{V_d Q - V_q P}{V_d^2 + V_q^2} \right). \quad (5)$$

При исследовании изменения частоты в изолированной энергосистеме СНЭЭ управляется ПИ-регулятором (рисунк 5), который сравнивает уставку по частоте с ее фактическим значением [18]. Если ВЭУ и СНЭЭ работают в составе объединенной энергосистемы, используется блок управления мощностью, который поддерживает заданную суммарную активную мощность системы ВЭУ-СК. На вход этого блока поступают уставка активной мощности системы ВЭУ-СК и фактическая активная мощность ВЭУ. Задание активной мощности для СНЭЭ рассчитывается как разность между уставкой системы ВЭУ-СК и фактической мощностью ВЭУ. Если мощность ВЭУ превышает заданную уставку, СНЭЭ переходит в режим заряда; если мощность ВЭУ становится ниже уставки — в режим разряда. Канал управления СНЭЭ выбирается логическим блоком: при работе в объединенной энергосистеме используется канал регулирования мощности, при работе в изолированной — канал регулирования частоты.

СК моделируется с помощью стандартного блока библиотеки MATLAB Simulink, принцип работы которого

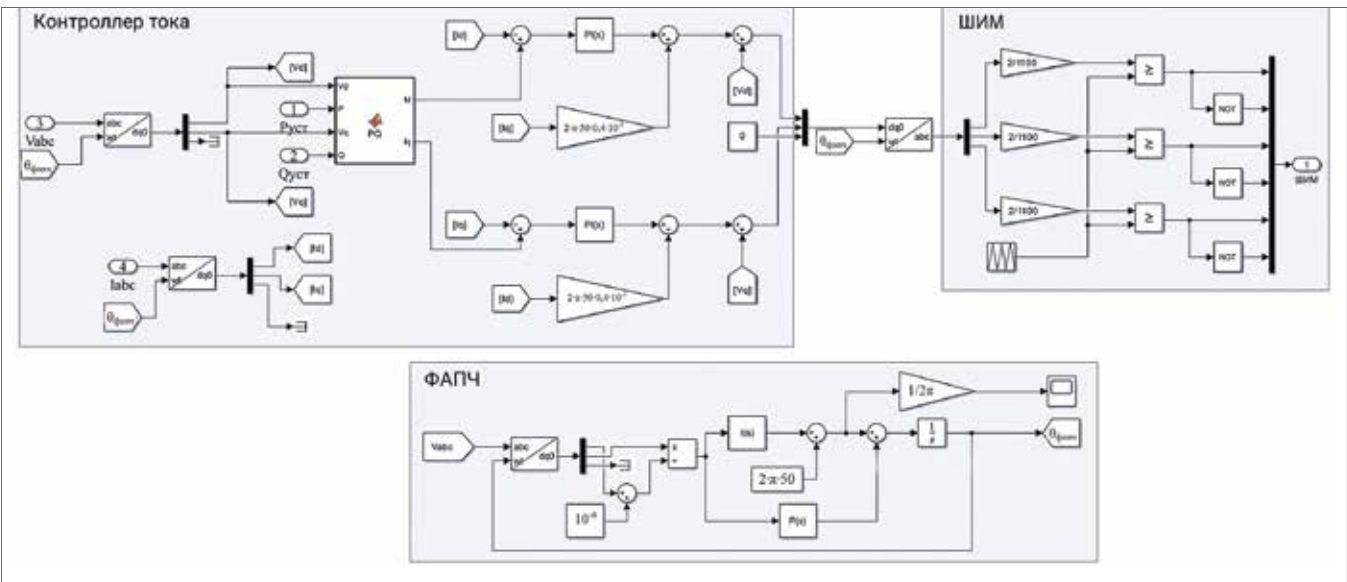


Рис. 4. Система управления силовым преобразователем со стороны сети

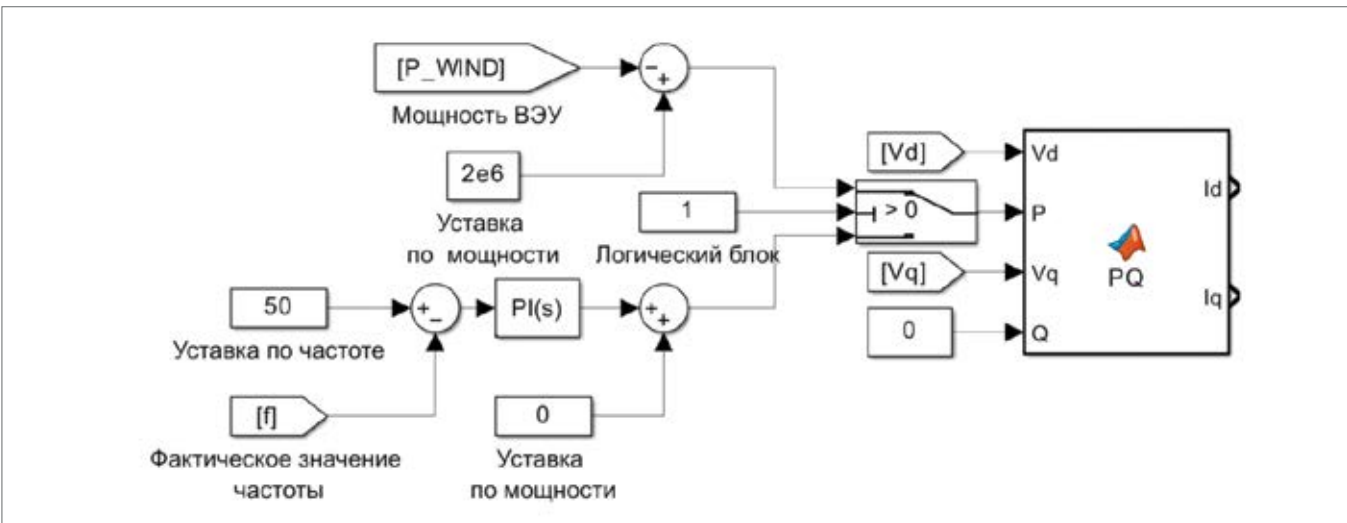


Рис. 5. Система управления СНЭЭ с каналами регулирования мощности и частоты

описан в [18]. Емкость СК при параметризации модели определяется по формуле (6).

$$C = \frac{2W}{U^2}, \tag{6}$$

где W – энергия, Дж;

U – напряжение на зажимах СК, В.

В работе используется СК емкостью 10 Ф с рабочим диапазоном напряжений 400–800 В.

Подключают СК с помощью двунаправленного преобразователя постоянного тока (DC-DC-преобразователя), так как для него характерна сильная зависимость напря-

жения от уровня заряда [5, 19]. Система управления СК представлена на рисунке 6. Чтобы поддерживать уровень напряжения, необходимый для корректной работы инвертора СНЭЭ, напряжение на выходе DC-DC-преобразователя сравнивается с уставкой (1100 В). Сигнал об ошибке по напряжению поступает в ПИ-регулятор. На его выходе с помощью генератора ШИМ формируются управляющие импульсы на открытие транзисторов – они подаются при сравнении фактического тока в сети I_ϕ и тока на выходе ПИ-регулятора I_y . Напряжение на стороне постоянного тока DC-DC-преобразователя (1100 В) определяется в зависимости от значения напряжения в энергосистеме.

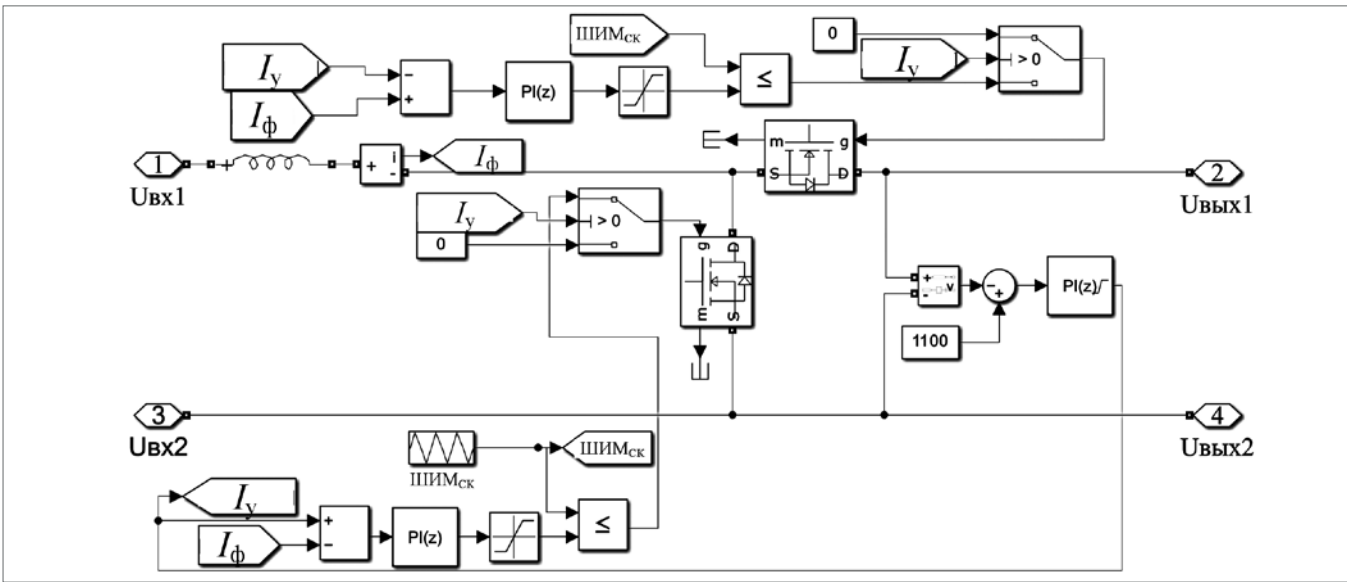


Рис. 6. Модель DC-DC-преобразователя

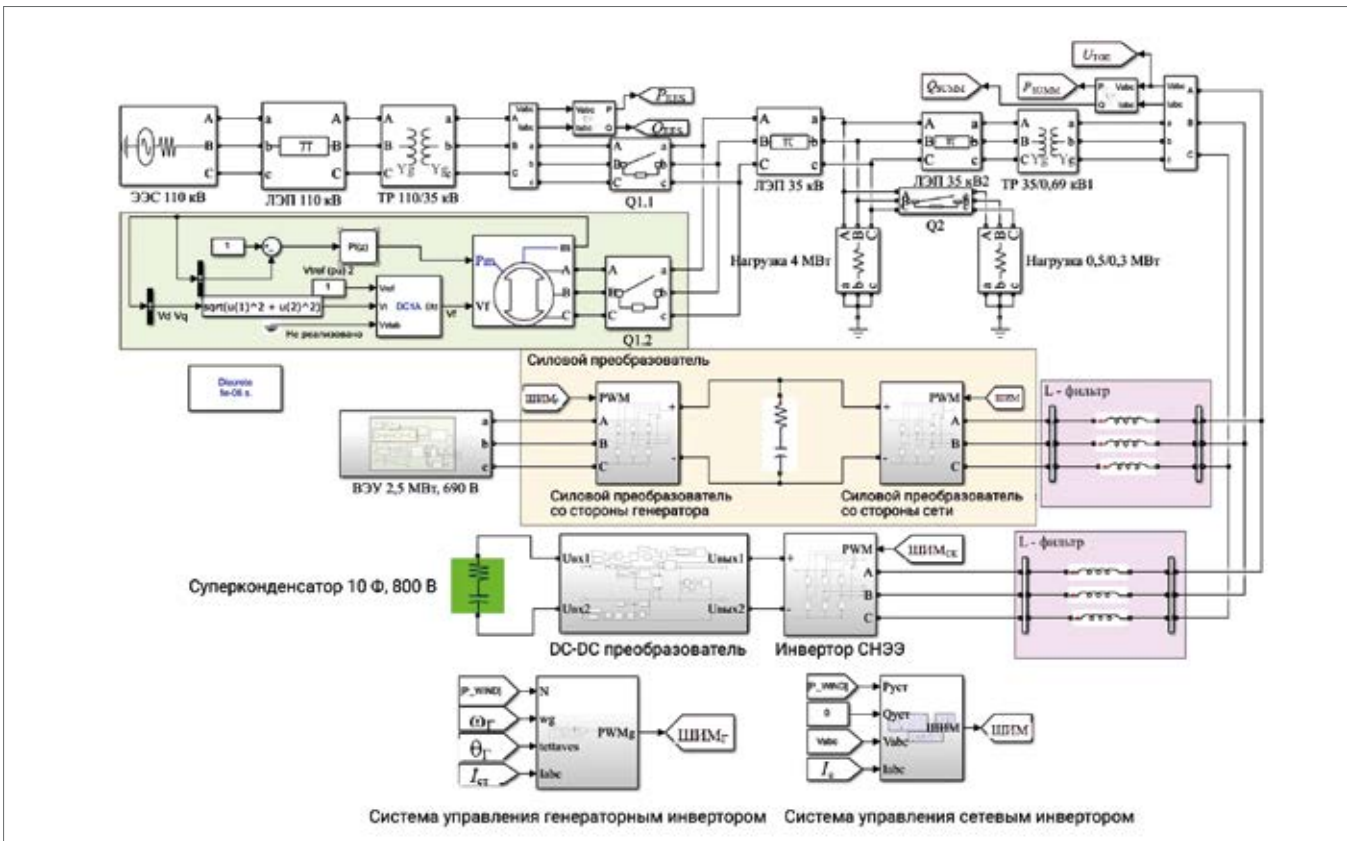


Рис. 7. Имитационная модель исследуемых энергосистем

Система управления силовым преобразователем DC-AC аналогична системе управления преобразователем ВЭУ со стороны сети. Входным параметром по мощности является разность между требуемой

и фактической мощностью ВЭУ. Описания имитационных моделей традиционных элементов энергосистем, которые используются в модели, представлены в [20].

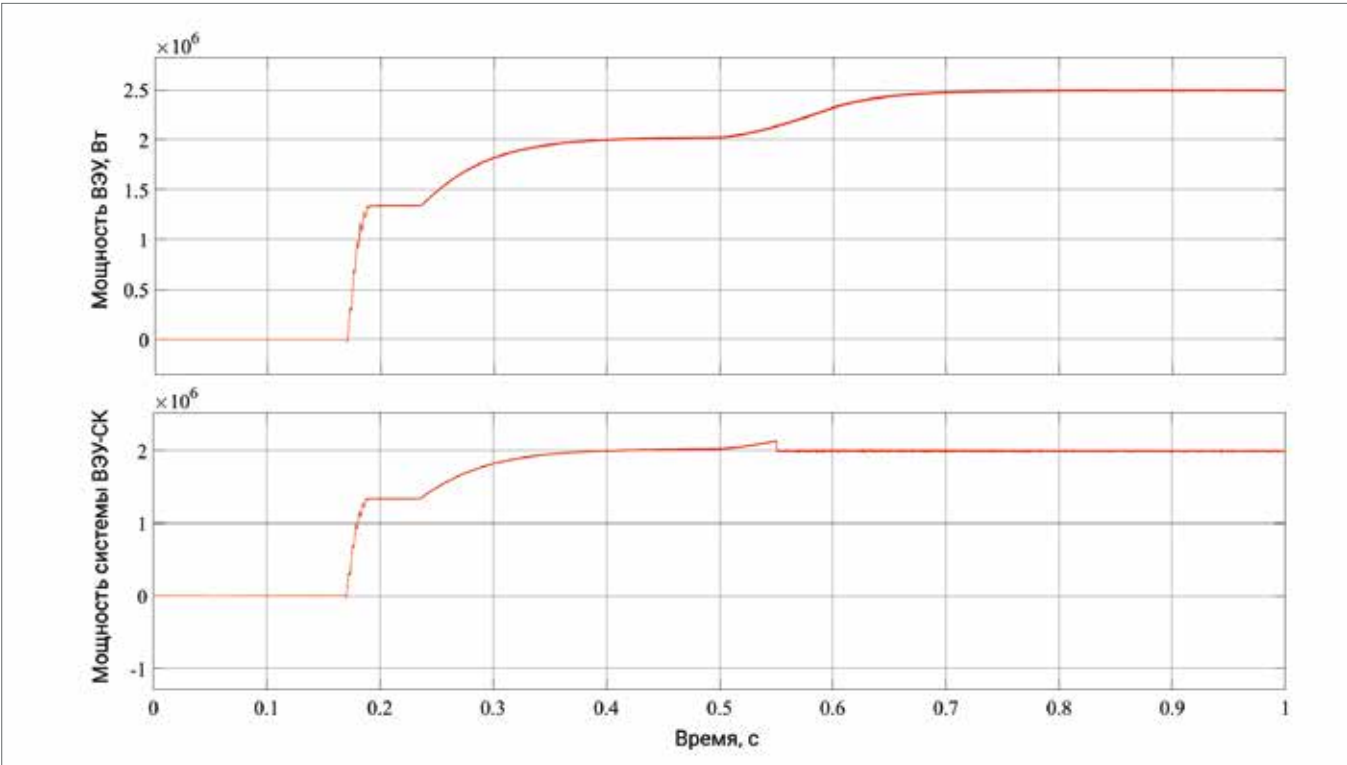


Рис. 8. Мощность ВЭУ и системы ВЭУ-СК при увеличении скорости ветра

Схема содержит эквивалентную энергосистему и дизель-генераторную установку (ДГУ). Модель ЭЭС представляет собой идеальный трехфазный источник питания, собранный по схеме «звезда с заземленной нейтралью» и указанный в модели блоком Three-Phase Source. Напряжение устанавливается номинальным и равным 110 кВ.

В модели ДГУ представлена синхронным генератором с регулятором скорости вращения и системой управления мощностью, работающей по сигналу рассогласования между заданными и фактическими значениями скоростями вращения [21]. Основные характеристики модели приведены в таблице 2.

Таблица 2. Технические характеристики ДГУ

Параметр	Значение
Номинальная мощность, МВА	1,5
Количество пар полюсов	2
Напряжение, кВ	10
Частота, Гц	50
Скорость вращения, об/мин	1500

Итоговая имитационная модель для проведения опытов и оценки эффективности совместного использования ВЭУ и СНЭЭ на базе СК представлена на рисунке 7. Предусмотрена вариативность работы ВЭУ и СНЭЭ в составе изолированной и объединенной энергосистемы за счет использования выключателей Q1.1 и Q1.2, а изменение нагрузки осуществляется с помощью выключателя Q2. Комплекс оборудования (включая ВЭУ, СК, их силовые преобразователи и фильтры) объединяется в общую систему ВЭУ-СК, для которой задается единая уставка по мощности (диспетчерский уровень мощности).

Проведены опыты с изменением скорости ветра при работе ВЭУ в составе объединенной энергосистемы, а также опыты с изменением нагрузки при работе в составе изолированной энергосистемы.

ОПЫТ ПРИ ПОВЫШЕНИИ СКОРОСТИ ВЕТРА

В опытах с изменением скорости ветра синхронизация ВЭУ с внешней сетью завершается к моменту 0,17 с, после чего формируются управляющие воздействия на ВЭУ и СНЭЭ на базе СК.

Уставка мощности для системы ВЭУ-СК составляет 2 МВт. Начальная скорость ветра – 10,5 м/с, мощность ВЭУ – 2 МВт. В момент 0,5 с скорость ветра увеличивается до номинальной (12 м/с), а мощность ВЭУ спустя

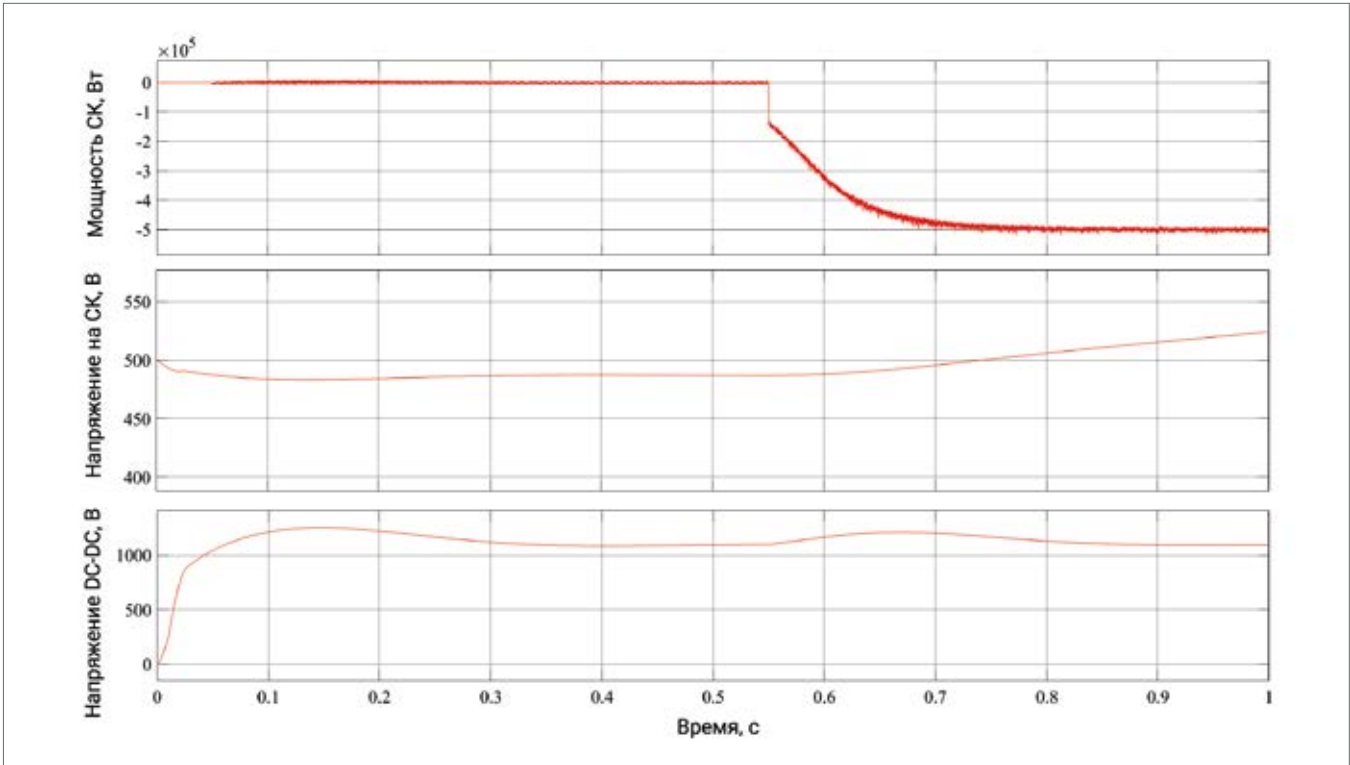


Рис. 9. Показатели работы СК

0,1 с достигает 2,5 МВт. Для СК время отклика на внешнее воздействие задано значением 0,05 с — оно представляет собой суммарную задержку измерения и работы контура управления силовым преобразователем СК [22]. В момент 0,55 с система ВЭУ-СК выдает мощность, которая соответствует заданной уставке, СК при этом переходит в режим потребления мощности. Мощности на выводах ВЭУ и системы ВЭУ-СК приведены на рисунке 8. Мощность, заряд (уровень напряжения на зажимах СНЭЭ) и напряжение на выходе DC-DC-преобразователя приведены на рисунке 9.

Анализ полученных графиков показывает, что СК способны потреблять избыток активной мощности относительно заданной уставки системы. Время поддержания этого режима зависит от начального уровня заряда. При потреблении мощности 0,5 МВт скорость заряда составляет 16,7 %/с.

Таким образом, СК емкостью 10 Ф способны компенсировать избыток мощности 0,5 МВт в течение более 4 с, что способствует поддержанию баланса мощности при резких изменениях скорости ветра.

ОПЫТ ПРИ НАБРОСЕ НАГРУЗКИ

Данный опыт проводится при работе ВЭУ в изолированной энергосистеме, в составе которой предусмотрена ДГУ мощностью 1,5 МВт. До момен-

та 0,17 с происходит синхронизация ВЭУ с сетью и формирование установившегося режима при обеспечении мощности нагрузки генератором и ВЭУ. В момент 0,2 с устанавливается режим работы ВЭУ и ДГУ, соответствующий их номинальным параметрам (суммарная выдаваемая мощность составляет 4 МВт).

В момент 0,5 с осуществляется наброс нагрузки 0,5 МВт, а в момент 0,52 с СК компенсирует дефицит мощности 0,5 МВт. Мощности в узлах системы и частота в сети приведены на рисунке 10. При набросе нагрузки в сети наблюдается дефицит активной мощности, что приводит к снижению частоты. Результаты моделирования показывают, что в этом случае система ВЭУ-СК мгновенно компенсирует возникающий дефицит мощности. Частота в сети остается практически неизменной, что подтверждает эффективную работу СНЭЭ на базе СК. Таким образом, СК являются действенным средством регулирования частоты в изолированной энергосистеме.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

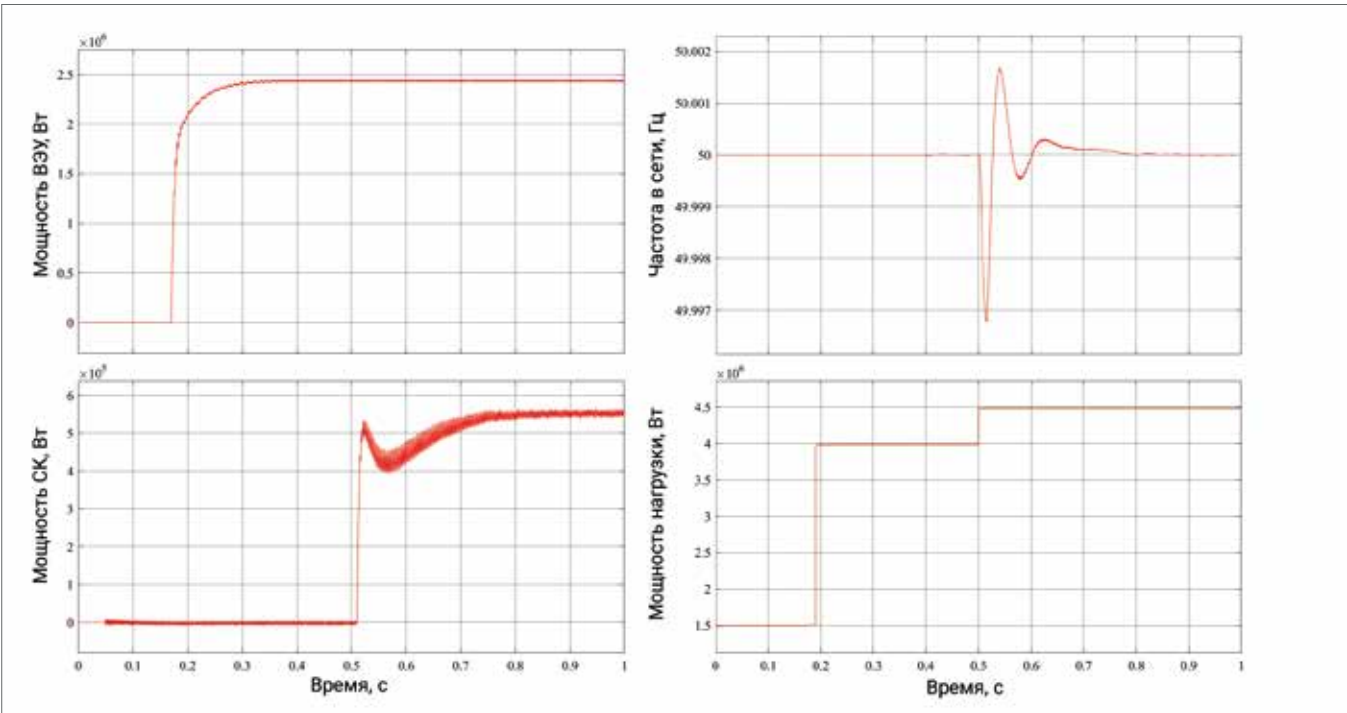


Рис. 10. Мощности на выходах ВЭУ, СК, нагрузки и частота в сети

опыты, позволившие проанализировать реакцию системы ВЭУ-СК на различные возмущения (изменения скорости ветра и потребляемой мощности нагрузки). Определено, что СК способен практически мгновенно выдавать или потреблять требуемую мощность, при этом продолжительность его работы зависит от начального заряда. При выдаче мощности 0,5 МВт скорость разряда составляет 16,7%/с, что позволяет СК работать в этом режиме в течение 4 с.

Кроме того, результаты опытов подтверждают теоретические положения о совместной работе ВЭУ и СНЭЭ на базе СК, согласно которым такая система эффективно обеспечивает баланс мощности в энергосистеме. Использование СНЭЭ на базе СК позволяет поддерживать заданное значение выходной мощности ВЭУ-СК без разгрузки ВЭУ. В изолированной энергосистеме ВЭУ-СК выступает эффективным средством регулирования частоты (если отклонение частоты носит кратковременный характер).

▼ **Финансирование:** работа выполнена в рамках проекта «Разработка физической модели системы накопления электроэнергии с реализацией цифрового управления различными подсистемами накопления» при поддержке гранта НИУ «МЭИ» на реализацию программы научных исследований «Приоритет 2030: технологии будущего» в 2024–2026 гг.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Статистика ВИЭ // Ассоциация развития возобновляемой энергетики: [сайт]. URL: <https://rreda.ru/industry/statistics/> (дата обращения: 01.05.2026). Текст: электронный.
2. Илюшин П.В. Интеграция электростанций на основе возобновляемых источников энергии в Единой энергетической системе России: обзор проблемных вопросов и подходов к их решению // Вестник Московского энергетического института. 2022. № 4. С. 98–107.
3. Симонов А.В. Методика и алгоритм проверки параметров настройки функции LVRT ветроэнергетических установок ветровых электростанций при их интеграции в ЕЭС России / А.В. Симонов, П.В. Илюшин // Релейная защита и автоматизация. — 2022. — № 1 (46). — С. 72–81.
4. Балаев П.А., Петракова Т.В., Хисамов Р.Р. История и перспективы применения систем накопления электроэнергии в России // Диспетчеризация и управление в электроэнергетике: материалы XIX Международной молодежной научно-практической конференции. Казань: 2025. С. 20–22.
5. Current Experience and Prospects for the Use of Energy Storage Systems in the Russian Federation / R.V. Bulatov, P.A. Balaev, T.V. Petrakova, R.R. Khisamov // 2025 7th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE). Moscow, 2025. P. 1–7. DOI: 10.1109/REEPE63962.2025.10971017.
6. Comparative Review of Energy Storage Systems, Their Roles, and Impacts on Future Power Systems / F. Nadeem, S.M.S. Hussain, P.K. Tiwari, A.K. Goswami, T.S. Ustun // IEEE Access. 2019. Vol. 7. P. 4555–4585. DOI: 10.1109/ACCESS.2018.2888497.
7. Liu X., Li K., Li X. The Electrochemical Performance

and Applications of Several Popular Lithium-ion Batteries for Electric Vehicles: A Review // Communications in Computer and Information Science. 2018. DOI: 10.1007/978-981-13-2381-2_19.

8. 2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment / V. Viswanathan, K. Mongird, R. Franks [et al.] // Pacific Northwest National Laboratory, 2022. PNNL-33283.
9. Technology Strategy Assessment: Supercapacitors / V. Durvasulu, K. Anderson, E. Elgqvist [et al.] // U. S. Department of Energy, Office of Electricity, 2023. DOE/OE-0039.
10. Современные электрохимические системы аккумулирования энергии / Кулова Т.Л., Николаев И.И., Фатеев В.Н., Алиев А.Ш. // Kimya Problemleri. 2018. № 1.
11. Вольфович Ю.М. Электрохимические суперконденсаторы (обзор) // Электрохимия. 2021. Т. 57. № 4. С. 197–238.
12. Aranizadeh A., Mirmozaffari M., Khalatabadi Farahani B. Maximizing Wind Turbine Power Generation Through Adaptive Fuzzy Logic Control for Optimal Efficiency and Performance // Wind. 2025. Vol. 5, № 1. Article 4.
13. Configuration and control strategy for an integrated system of wind turbine generator and supercapacitor to provide frequency support / R. Wang, S. Qin, W. Bao, A. Hou, Y. Ying, L. Ding // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2023. Vol. 154. Article 109456. DOI: 10.1016/j.ijepes.2023.109456.
14. de Carvalho W.C., Bataglioli R.P., Fernandes R.A.S., Coury D.V. Fuzzy-based approach for power smoothing of a full-converter wind turbine generator using a supercapacitor energy storage // Electric Power Systems Research. 2020. Vol. 184. Article 106287. DOI: 10.1016/j.epsr.2020.106287.
15. Рамадан А., Елистратов В.В. Моделирование режимов работы сетевой ветроэнергетической установки с синхронным генератором на постоянных магнитах // Электричество. 2019. № 7. С. 11–21.
16. Bernet S. Recent developments of high power converters for industry and traction applications // IEEE Transactions on Power Electronics. 2000. Vol. 15, № 6. P. 1102–1117.
17. MATLAB//MATLAB Help Center: [сайт]. URL: <https://www.mathworks.com/help/sps/ref/capacitor.html> (Дата обращения: 29.10.2025). Текст: электронный.
18. Балаев П.А., Петракова Т.В., Хисамов Р.Р., Булатов Р.В. Разработка имитационных моделей систем накопления электроэнергии с реализацией цифрового управления различными подсистемами накопления // Технологии будущего: сборник трудов X открытой Всероссийской научно-технической конференции студентов и аспирантов с международным участием, Москва, 19–23 мая 2025 года. Москва: Национальный исследовательский университет «МЭИ», 2025. С. 179–194. EDN: KDHJWX.
19. Rashid M.H., David Ivan E., Torshin I. Power Electronics Handbook. 3rd ed. Massachusetts: Elsevier, 2011. P. 249–408.
20. Костюченко Л.П. Имитационное моделирование систем электроснабжения в программе MATLAB: учеб. пособие / Л.П. Костюченко; Краснояр. гос. аграр. ун-т. Красноярск, 2012. 215 с.
21. Investigation of the Influence of the Virtual Inertia System on the Stability of a PV Plant / V. Burmeyster, I.I. Berdyshev, R.V. Bulatov [et al.] // in Proc. 2024 6th International Youth Conference on Radio Electronics, Electrical and Power Engineering (REEPE). Moscow, 2024. DOI: 10.1109/REEPE60449.2024.10479718.
22. Dimensioning Methodology of an Energy Storage System Based on Supercapacitors for Grid Code Compliance of a Wave Power Plant / G. Navarro, M. Blanco, J. Torres, J. Nájera, Á. Santiago, M. Santos-Herran, D. Ramírez, M. Lafoz // Energies. 2021. Vol. 14, № 4. Article 985. DOI: 10.3390/en14040985.



Станьте частью команды
АО «Россети Научно-технический центр»



Сканируйте QR-код —
начните путь
к профессиональному
росту!

УДК 621.548
Шифр специальности ВАК 2.4.5.

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ ДИФFUЗОРНЫХ ВЕТРОГЕНЕРАТОРОВ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Статья посвящена исследованию ветрогенераторов с диффузорным концентратором и методам численного моделирования. Рассматриваются современные подходы к расчету аэродинамических характеристик диффузорного концентратора, направленные на повышение эффективности и уменьшение габаритов ветрогенераторов по сравнению с классическими конструкциями. Особое внимание уделено формированию модельного семейства диффузорных ветрогенераторов, построению расчетных сеток и заданию граничных условий при решении задач вычислительной гидродинамики (CFD, англ. Computational Fluid Dynamics). Полученные результаты позволяют оценить перспективы применения диффузорных ветрогенераторов. Статья представляет интерес для инженеров-конструкторов, исследователей и студентов энергетического профиля.

АВТОРЫ:
А.А. Лебедев, к. т. н., доцент,
ORCID ID 0000-0001-9474-9001,
laa7777@mail.ru,
ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский
политехнический университет
Петра Великого»,
Санкт-Петербург, Россия
Р.А. Лебедев, МОБУ «Муринская
СОШ №3», Мурино, Ленинградская
область, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#ветрогенераторы; #численное
моделирование; #аэродинамика;
#лопасти турбины

↓ для цитирования:

Лебедев А.А., Лебедев Р.А.
Оптимизация конструкции
диффузорных ветрогенераторов
с целью повышения их
эффективности // Энергия единой
сети. 2026. № 2 (81). С. 32–37.



Рис. 1. Прототип «летающей» ветряной турбины S1500, разработанной пекинским стартапом Saw Energy Technology



Источник: <https://www.eea.tsinghua.edu.cn/en/info/1038/3497.htm>

ВВЕДЕНИЕ

Переход к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) сегодня входит в число перспективных задач. На эффективность ветрогенераторов влияет: геометрия лопастей, определяющая аэродинамические свойства и скорости вращения ротора, характеристики погодных условий, которые постоянно изменяются, и др. [1]. В современном мире ключевая роль отводится численному моделированию, которое является основой для совершенствования конструкций ветроэнергетических установок [2].

Настоящее исследование посвящено численному моделированию ветроэнергетических установок, оснащенных диффузорным концентратором в виде кольцевого крылового профиля или кольцевого крылового диффузора [3,4]. Идея конструкции не нова: исследователи неоднократно стремились повысить мощность ветроустановок, применяя диффузорные обтекатели-концентраторы. Однако такие конструкции обладали существенными недостатками: их отличала значительная масса и большие габариты, что требовало использования массивных и дорогостоящих опорных мачт. В качестве альтернативы рассматривалось изготовление подобных ветроустановок из легких композитных материалов, обладающих высокой прочностью. Однако такое технологическое решение неизбежно влечет за собой существенное удорожание конструкции. Параллельно рассматривались проекты «летающих» аэростатных ветроустановок. В частности, в Синьцзяне (запад Китая) был успешно запущен прототип «летающей» ветротурбины S1500 номинальной мощностью 1,5 МВт, которая на сегодняшний день считается самой мощной в мире [5]. Прототип такой ветротурбины показан на рисунке 1.

Эта установка предназначена для генерирования электроэнергии в отдаленных или труднодоступных населенных пунктах, где линии электропередачи проходят через горные, болотистые, лесные районы. Преимущество аэростатного ветрогенератора — возможность спуска на землю при штормовом ветре, т. к. рабочая скорость для большинства таких устройств ограничивается величиной 25 м/с [6]. Традиционные стационарные ветрогенераторы устанавливаются на поверхности земли, тогда как в проекте S1500 предлагается схема с гелиевой оболочкой для подъема на высоту без строительства мачт. Скорость ветра возрастает с высотой, поэтому чем выше ветрогенератор находится над уровнем земли, тем больше будет выработка электроэнергии: мощность пропорциональна третьей степени скорости ветра. До появления S1500 наибольшей высоты подъема достигла американская компания Altaeros Energies, поднимавшая ветрогенератор мощностью 30 кВт на высоту около 300 м. Ее конструкция представляет собой аэростат кольцевой формы с ветрогенератором внутри; центральная гондола отсутствует, в отличие от проекта S1500. Обе рассмотренные конструкции относятся к диффузорным ветрогенераторам [7].

Принцип действия диффузорного генератора можно описать принципом Бернулли. С учетом открытого диффузора у потока воздуха, попавшего в расширяющийся канал, увеличивается давление. При этом давление на выходе будет больше давления вне канала, за счет

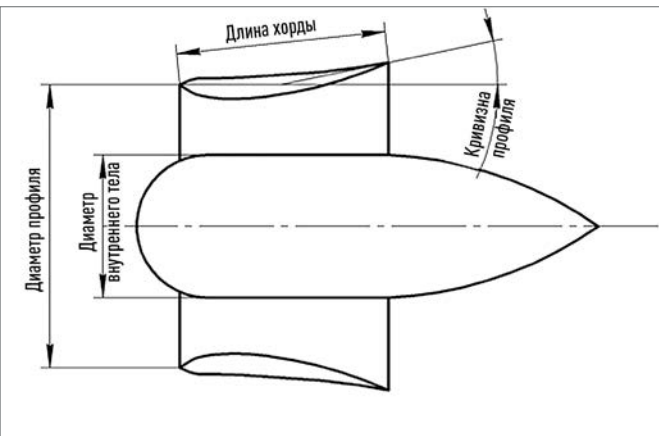


Рис. 2. Параметризованная модель ветрогенератора с кольцевым крыловым диффузором

чего и происходит увеличение скорости воздуха. По конструкции диффузорный усилитель представляет собой усеченный конус. Данные устройства не только фокусируют кинетическую энергию воздушных потоков, но и функционируют в качестве аэростатических элементов, обеспечивающих подъем силового агрегата и электрогенерирующих модулей установки.

Представленное исследование посвящено выбору геометрии кольцевого диффузора и конфигурации внутренней гондолы, направленной на увеличение скорости в зоне минимального проходного сечения [1]. Рассматривается стационарно установленная модель при стандартных условиях на поверхности земли.

РАЗРАБОТКА ЭСКИЗНОГО ПРОЕКТА

В качестве профиля для кольцевого крылового диффузора был выбран профиль NACA 4415 [8]. Выбор обусловлен доступностью данных о геометрических размерах, а также преимуществами профиля — в частности, способностью создавать значительную подъемную силу даже при нулевом угле атаки. Поскольку основная задача была сугубо прикладной для анализа различных форм кольцевых крыловых диффузоров, другие типы профилей не рассматривались.

СОЗДАНИЕ ГЕОМЕТРИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

После выбора профиля были построены трехмерные параметризованные модели, состоящие из кольцевого крылового диффузора и внутреннего обтекателя (базовая модель показана на рис. 2). Геометрические размеры моделей приведены в таблице 1.

Создание трехмерной геометрической модели, в основе которой лежит аэродинамический профиль NACA 4415, осуществляется в системе автоматизированного проектирования (САПР) PTC Pro/Engineer Wildfire.

Таблица 1. Размеры моделей ветрогенератора

Семейство	Название модели	Диаметр профиля, мм	Диаметр внутреннего тела, мм	Кривизна профиля, градус
	Длина хорды, мм			
LD07	500,750,1000,1250,1500	2000	700	0,5
LD	500,750,1000,1250,1500	2000	1000	0,5
LD15	500,750,1000,1500	2000	1500	0,5
KR	500,750,1000,1250,1500	2000	1000	0,2
KR1	500,750,1000	2000	1000	1,0
AT95	750,1000	2000	1000	0,1
AT100	750,1000,1250,1500	2000	1000	0,15
ATL95	750,1000,1250	2000	1500	0,1

Примечание. Название модели состоит из семейства и длины хорды (например, для семейства AT100 и хорды 1250 мм – модель AT1001250). Семейства различаются диаметром внутреннего тела и кривизной профиля.

В модели можно изменять геометрические размеры, диаметры внутреннего обтекателя, длину хорды, что позволяет получать семейство моделей. Диаметр кольцевого крылового диффузора на входе сохранялся постоянным для обеспечения корректности сравнения результатов расчетов. После генерации семейства моделей они были экспортированы в программу SolidWorks Flow Simulation.

Для каждой модели в программе расчетов были заданы начальные условия: скорость воздушного потока по координате x – 10 м/с, область для сетки вокруг модели перед моделью – 5 м, за моделью – 15 м, в стороны от модели – по 3 м. Такие большие отступы по краям области расчетов от модели диаметром на входе 2 м объясняются краевыми эффектами при обтекании модели и свободным обдувом модели вокруг. Относительно большая область перед моделью на входе необходима, чтобы поток мог «перестроиться» перед моделью. Область за моделью требуется для качественного разрешения вихрей и отрывов как в кольцевом крыловом диффузоре, так и на внутреннем обтекателе. Предварительные расчеты показали, что короткая область за моделью ухудшает качество картин течения, на которых имелись отрывы. Сетка для расчетов строилась автоматически, количество ячеек в моделях было от 1,2 до 1,8 млн. Поскольку ставилась практическая задача оценки характеристик модели, вопросы качества сеток, сеточной независимости (влияния количества ячеек на точность решения) и выбора моделей турбулентности не рассматривались. Данные вопросы являются самостоятельными научно-исследовательскими проектами и требуют экспериментальной проверки в аэродинамических трубах с визуализацией. Так как скорости потока невелики (10 м/с), а модель рассматривалась без динамической части – турбинного колеса, результаты продувок можно считать приемлемыми.

ВЫЧИСЛЕНИЯ И ВЫВОД РЕЗУЛЬТАТОВ

В результате CFD-расчетов были получены массивы данных полей скорости, полного и статического давле-

ния, полной и статической температуры. На всех представленных изображениях полей скоростей масштаб цветовой палитры одинаков: минимальной скорости (от 0 до 1,5 м/с) соответствует фиолетовый цвет, максимальной (от 13,5 до 15 м/с) – темно-красный; шаг шкалы – 1,5 м/с. Для семейств моделей AT100 и AT95, по которым было выполнено шесть расчетов с варьированием длины хорды кольцевого крылового диффузора, получены следующие картины течения. Для AT100750 (рис. 3.1) характерны достаточно хорошее ускорение потока в горле, более устойчивая зона высокой скорости и небольшой отрыв потока в диффузоре на выходе. Для модели AT1001500 (рис. 3.2) отрыв потока начинается очень рано, вследствие чего скорость падает. Картины течения для моделей AT95750, AT951000 и AT951250 аналогичны полученным для моделей семейства AT100. Основным вывод из серии расчетов: увеличение длины кольцевого крыла существенно повышает отношение площади на выходе диффузора к площади в узком сечении, что приводит к отрыву потока и не способствует увеличению скорости в горле. Для моделей ATL95750, ATL951000 и ATL951250 с увеличенным до 1500 мм диаметром внутреннего тела удалось выполнить расчет только для модели ATL95750. Остальные расчеты не сходились из-за интенсивного отрыва потока и образования вихрей.

В следующей серии расчетов для семейств моделей KR и KR1, в геометрии которых варьировались длина хорды кольцевого крылового диффузора и кривизна профиля, были получены картины течения для восьми моделей. Результаты представлены для крайних значений длины хорды – минимального (500 мм) и максимального (1500 мм): KR500 (рис. 4.1) и KR1500 (рис. 4.2). Для них характерны достаточно хорошее ускорение потока в горле, отрыв потока на выходной кромке диффузора и ускорение потока на наружной поверхности кольцевого крылового диффузора. Для остальных моделей семейства KR (KR750 и KR1000) и для моделей семейства KR1 (KR1500, KR1750, KR11000, KR1250, KR1500) картины течения имеют аналогичный вид. Основной вывод: слабое раскрытие диффузора не способствует увеличению скорости и мощности.

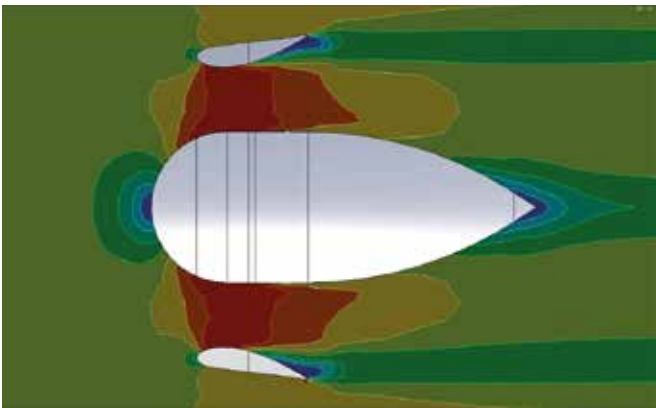


Рис. 3. 1. Поле скоростей в модели концентратора AT100750 в горизонтальной плоскости

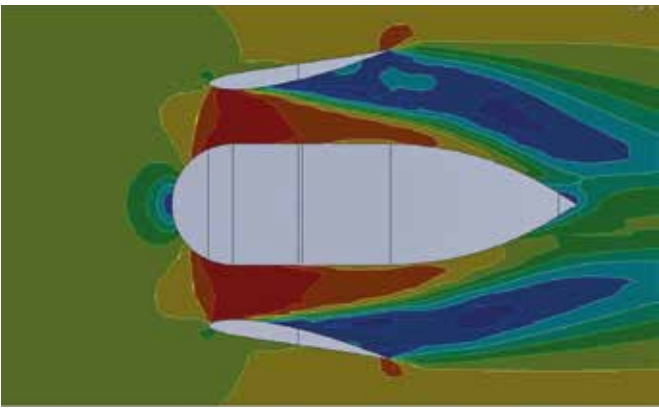


Рис. 3. 2. Поле скоростей в модели концентратора AT1001500 в горизонтальной плоскости

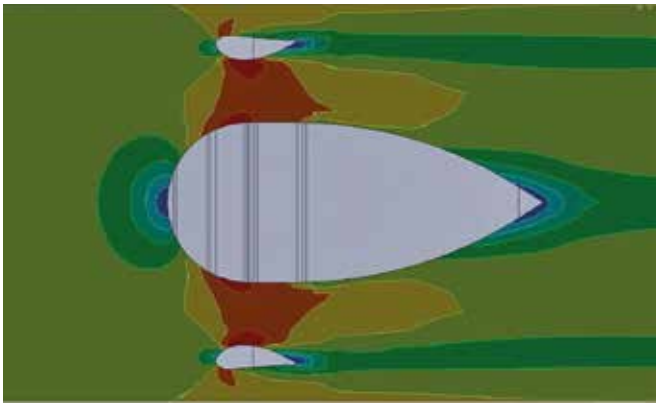


Рис. 4. 1. Поле скоростей в модели концентратора KR500 в горизонтальной плоскости

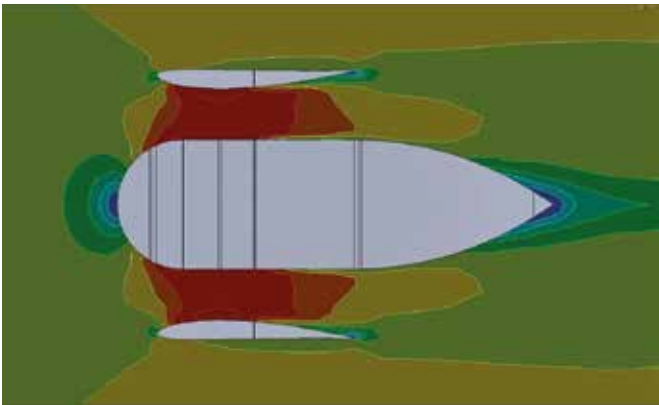


Рис. 4. 2. Поле скоростей в модели концентратора KR1500 в горизонтальной плоскости

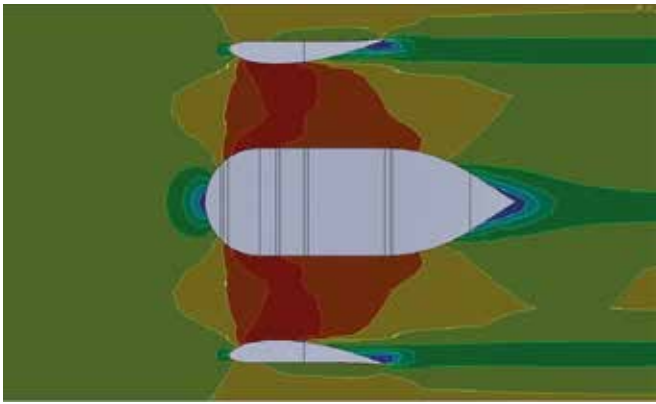


Рис. 5. 1. Поле скоростей в модели концентратора LD071000 в горизонтальной плоскости

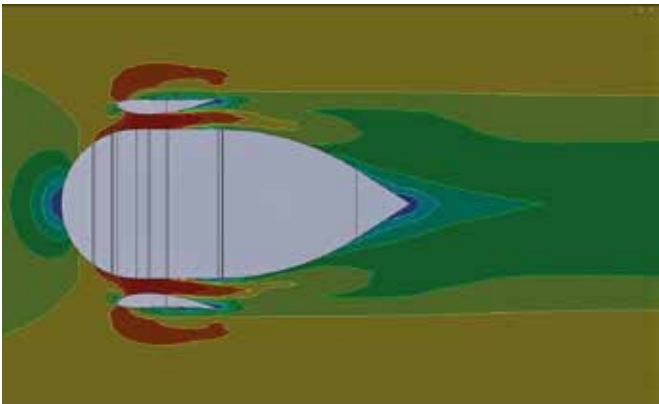


Рис. 5. 2. Поле скоростей в модели концентратора LD151000 в горизонтальной плоскости

Таблица 2. Сводные характеристики моделей ветрогенератора

Название модели						Диапазон средней скорости в горле, м/с	Расчетная мощность				
Семейство	Длина хорды, мм						(в зависимости от длины хорды), Вт				
LD07	500	750	1000	1250	1500	13–15,5	567	523	430	275	160
LD	500	750	1000	1250	1500	13,74–14,94	602	659	672	619	594
LD15	500	750	1000	–	1500	15,49	395	198	452	–	405
KR	500	750	1000	1250	1500	13,40–14,96	581	599	607	524	516
KR1	500	750	1000	–	–	14,21–14,8	724	744	751	–	–
AT95		750	1000	–	–	14,23–14,29	–	600	713	–	–
AT100		750	1000	1250	1500	14,65–15,5	–	760	691	743	682
ATL95		750	*	*	–	15,63	–	425	–	–	–

* Решение не сходится.

Дальнейшие расчеты были проведены с целью оценки влияния размеров внутреннего обтекателя (750 мм, 1000 мм, 1500 мм) на характеристики модели. На базе семейств моделей LD07, LD и LD15 варьировались длина хорды кольцевого крылового диффузора и диаметр внутреннего обтекателя. Всего было смоделировано течение для четырнадцати моделей. Приводятся картины течения для двух крайних вариантов: LD071000 (рис. 5.1) и LD151000 (рис. 5.2). Сравнение полей скорости показывает, что большой внутренний обтекатель сильно сужает канал, а меньший обтекатель не способствует ускорению потока в горле. Для остальных моделей картины течения имеют аналогичный характер. Основной вывод: отношение внутреннего и внешнего обтекателей, равное 1:2, является оптимальным по результатам полученной мощности и картинам течения.

АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ

Проведенный анализ позволяет оценить характер течения в кольцевом крыловом диффузоре при упрощенной постановке — без ветротурбины внутри конструкции. В таблице 2 приведены полученные значения расчетной мощности для 31 модели и диапазон средних скоростей. Для двух моделей решение не сошлось. Наибольшей расчетной мощностью обладает модель AT100750–760 Вт. Близкие по мощности модели имеют следующие особенности: KR11000 (751 Вт) и AT1001250 (743 Вт) отличаются более протяженным кольцевым концентратором, KR1750 (744 Вт) — меньшей средней скоростью. Расчетная мощность может принимать значения от 160 до 760 Вт, а средняя скорость в горле — от 13,1 до 17,58 м/с; для образца с максимальной мощностью она составляет 14,66 м/с.

На выбор модели могут влиять и другие требования, например устойчивость конструкции с точки зрения сохранения формы кольцевого крылового диффузора и внутреннего обтекателя при наполнении легким газом. Проработка этого требования не производилась. Извест-

но, что конструкция, заполненная газом с избыточным давлением, стремится к форме шара. Данная задача решается построением конструкции кольцевого крыла и внутреннего обтекателя из нескольких оболочек. Ключевыми переменными выступают высота полета аэростата и объем внутренних полостей кольцевого диффузора с гондолой — именно эти параметры определяют необходимую подъемную силу. Кроме того, на итоговый выбор модели влияет ряд дополнительных факторов: масса лопастей ветроколеса и электрогенератора, скорость ветрового потока и рабочая высота [9].

ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ ПРОТОТИПА МОДЕЛИ ВЕТРОГЕНЕРАТОРА

Выбранная модель AT100750 была изготовлена для стационарного натурного эксперимента в масштабе 1:4. Внутренний обтекатель содержал трехфазный электрогенератор переменного тока на неодимовых магнитах. Вал генератора был полым; через него проходила ось крепления направляющего аппарата и концентратора кольцевого крылового диффузора. Внутренний обтекатель был изготовлен из склеенных листов фанеры и пенопласта; кольцевой крыловой диффузор напечатан на 3D-принтере из гипса и пропитан эпоксидным клеем.

Ветрогенератор был испытан тремя способами: методом обдува, методом буксировки на багажнике автомобиля с различными скоростями и в двухметровой аэродинамической трубе Санкт-Петербургского политехнического университета. В ходе испытаний фиксировались скорость потока, частота вращения ротора, напряжение и ток на одной фазе; соединение фаз — «звезда». В качестве нагрузки использовался магазин сопротивлений с тремя уровнями: 10, 23 и 37 Ом. В аэродинамической трубе была проведена визуализация потока скорости по данным термоанемометра [1]. Картина течения при натурном эксперименте подтвердила результаты, полученные расчетным путем. При изменении скоростей нагрузка находилась в положении 23 Ом [2,10].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Применение численных методов моделирования позволило отказаться от изготовления 31 модели ветрогенератора, что сократило время разработки и, главное, снизило стоимость создания прототипа. В результате моделирования был выбран экземпляр с наибольшей мощностью, а также выявлено влияние геометрических размеров на мощность и скорость потока в горле. Для выбранной модели был изготовлен прототип ветрогенератора для стационарного натурного эксперимента в масштабе 1:4. В России диффузорные ветрогенераторы могут найти применение в малонаселенных и прибрежных регионах.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Izmaylov R.A. Small wind turbine aerodynamics: old wine in new bottle / R.A. Izmaylov, S.Y. Dudnikov, A.A. Lebedev, E.N. Khoroshev, Y.S. Chumakov // The 13th ISUAAAT: proceedings, Tokyo, Japan. Tokyo, [s. n.]. ISUAAAT 13-S7.

2. Лебедев А.А. Аудит характеристик ветрогенераторов с применением CFD моделирования на суперкомпьютере // Суперкомпьютерные дни в России 2016: труды международной конференции, Москва, 26–27 сентября 2016 г. Москва: Изд-во МГУ, 2016. С.14

3. В ЦАГИ завершились исследования ветроэнергетических установок с диффузорными ускорителями потока // ЦАГИ: официальный сайт. URL: <https://tsagi.ru/pressroom/news/1902/> (Дата обращения: 25.03.2026).

4. Fabrication and Experimentation of Diffuser Augmented Wind Turbine / Santoshkumar Borkar, Kanaka Muthu, Arunkumar G.L., Ashok Kumar K. // International Journal of Recent Technology and Engineering (IJRTE). 2019. Vol. 8, ss. 2. URL: https://www.researchgate.net/publication/364118551_Fabrication_and_Experimentation_of_Diffuser_Augmented_Wind_Turbine (Дата обращения: 06.02.2026).

5. В Китае прошли успешные испытания мощной воздушной ветровой установки // Tsinghua University : официальный сайт / School of Environment. URL: <https://www.eea.tsinghua.edu.cn/en/info/1038/3497.htm> (Дата обращения: 12.02.2026).

6. Yattou El Fadili, Youssef Berrada, Ismail Boumhidi. Novel control strategy for the global model of wind turbine // International Journal of Electrical and Computer Engineering (IJECE). 2024. Vol. 14, iss. 1. P. 258–267. DOI: <http://doi.org/10.11591/ijece.v14i1.pp258-267>.

7. Ветроэнергетика / под ред. Д. де Рензо; пер. с англ. под ред. Я.И. Шефтера. Москва: Энергоатомиздат, 1982. 272 с., ил.

8. Хорлокс Дж. Х. Осевые турбины (газовая динамика и термодинамика) / Дж. Х. Хорлокс; [пер. с англ.]. Москва: Машиностроение, 1972. 212 с.

9. Wind lens technology and its application to wind and water turbine and beyond / Yuji Ohya, Takashi Karasudani, Tomoyuki Nagai, Koichi Watanabe // Renewable Energy and Environmental Sustainability. 2017. Vol. 2. Art. 2. DOI: 10.1051/rees/2016022.

10. Aerodynamics of small wind turbine: a new game on old ground / R.A Izmaylov, S.Y Dudnikov, A.A Lebedev [et al.] // SYMKOM 2011: proceedings of the international symposium, Łódź, 26–28 October 2011. Łódź, 2011. P. 140.



АСИНХРОНИЗИРОВАННЫЕ ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ И КОМПЕНСАТОРЫ. МОНОГРАФИЯ

СОКУР П. В.
МОСКВА; ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ, 2025. 156 С.
ISBN 978-5-9729-2188-1

Рассмотрены устройство асинхронизированных турбогенераторов и компенсаторов, их конструктивные особенности, работа в установившихся и переходных режимах, резервные режимы работы, в том числе асинхронный режим работы без возбуждения. Представлена математическая модель асинхронизированного турбогенератора, даны рекомендации по моделированию в программном пакете MATLAB Simulink, в том числе по работе модели в режиме реального времени. В приложениях даны подробные справочные данные по эксплуатируемым и проектируемым асинхронизированным турбогенераторам и компенсаторам.

Для научных работников, преподавателей, аспирантов и студентов высших учебных заведений, специалистов проектных организаций, работников электростанций и других предприятий в сфере электроэнергетики.

УДК 621.311.4-52
Шифр специальности ВАК 2.4.5.

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ПАКЕТНОЙ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ МЕЖДУ ПС НА БАЗЕ ПРОТОКОЛА МЭК 61850 R-GOOSE

Использование современных сетей связи для передачи технологической информации внутри электроэнергетических систем (ЭЭС) является важным шагом на пути к цифровизации электроэнергетической отрасли. В статье приводится опыт реализации НИОКР «Разработка типовых решений и опытно-промышленная эксплуатация систем пакетной передачи данных РЗА между ПС на базе протокола МЭК 61850 (MMS, R-GOOSE)» (далее – НИОКР) сотрудниками АО «Россети Научно-технический центр». В рамках НИОКР выполнены работы по исследованию применимости протокола передачи информации R-GOOSE для организации связи между высокоавтоматизированными подстанциями. На данный момент технические решения НИОКР находятся на стадии опытной эксплуатации, настоящая статья содержит промежуточные результаты работы.

АВТОРЫ:
Е.Л. Кокорин, к. т. н.,
Kokorin_EL@ntc-power.ru,
ORCID 0000-0002-6317-5911,
АО «Россети Научно-технический центр», Москва, Россия
Н.В. Федоров,
ORCID 0009-0006-5122-4356,
Svistunov_NV@ntc-power.ru,
АО «Россети Научно-технический центр», Москва, Россия
А.С. Шеметов,
Shemetov-AS@rosseti.ru,
ПАО «Россети», Москва, Россия
А.С. Иванов,
ORCID 0009-0008-5224-5794,
Ivanov_AS@ntc-power.ru,
АО «Россети Научно-технический центр», Москва, Россия
В.С. Чайкин,
ORCID 0009-0004-2364-6397,
Chaikin_vs@ntc-power.ru,
АО «Россети Научно-технический центр», Москва, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#R-GOOSE; #IEC 61850; #пакетная передача данных; #НИОКР;
#электроэнергетические системы

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:

Кокорин Е.Л., Федоров Н.В., Шеметов А.С., Иванов А.С., Чайкин В.С. Опытнo-промышленная эксплуатация систем пакетной передачи данных между ПС на базе протокола МЭК 61850 R-GOOSE // Энергия единой сети. 2026. №2 (81). С. 38–43.



Устройство УПАСК-М для приема и передачи R-GOOSE, разработанное в ходе НИОКР

ВВЕДЕНИЕ

Системы передачи данных являются важным элементом в обеспечении надежной и эффективной работы электроэнергетических систем. Однако область применения цифровых протоколов с поддержкой объектной модели, таких как, например, GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), ограничена отдельным энергообъектом [1]. Задача обмена информацией между подстанциями должна решаться путем модификации существующих подходов. Одним из возможных путей является применение маршрутизируемых GOOSE – R-GOOSE.

При анализе источников выявлено, что до начала описываемой разработки опыт по внедрению R-GOOSE для передачи данных между ПС имелся только у зарубежных компаний, например шлюз R-GOOSE «SISCO» [2]. Разработанное в рамках НИОКР решение позволяет реализовать передачу данных между объектами ЭЭС с применением отечественных решений.

В настоящее время для передачи команд противоаварийной автоматики (ПА) в ЭЭС в основном используются следующие технологии передачи команд [3]:

- по ВЧ каналу ЛЭП с обработкой и переприемом их на транзитных ПС. Основным недостатком решения является необходимость установки большого числа оборудования, организации кабельных связей;
- по мультиплексированным каналам связи с переприемом команд на мультиплексорах транзитных ПС. Основным недостатком решения является необходимость статической настройки всех каналов связи на каждом объекте, как следствие – сложность настройки.

В НИОКР предложена технология передачи команд с использованием существующей сети передачи данных ПАО «Россети». В качестве устройства для приема и передачи R-GOOSE используется разработанное в ходе НИОКР специалистами НИЦ «Прософт-Системы» устройство УПАСК-М.

ТРЕБОВАНИЯ К ПЕРЕДАЧЕ ДАННЫХ

Анализ существующих требований к каналам связи ПА показал, что нормативно-технические документы (НТД) разрабатывались применительно к существовавшим ранее методам передачи и не могут в полной мере определять требования к новому решению. Ключевым показателем, характеризующим каналы связи, является

допустимая задержка передачи данных. В таблице 1 приведены основные требования существующих НТД.

Из таблицы 1 видно, что согласно [6], величина допустимой задержки для одного канала в тракте из нескольких последовательных каналов передачи с использованием мультиплексирования составляет 10 мс. При выполнении этого требования, с учетом всех переприемов, общая задержка всей передачи может составлять сотню миллисекунд и более. Учитывая, что в прорабатываемом решении задержка не складывается последовательно из участков общего канала, используется иная логика. Полное время передачи команды противоаварийной автоматики является наиболее наглядной характеристикой канала связи нового типа и определяется по разнице между моментами выдачи сообщения на ПС – источнике команды ПА и моментом его получения на ПС – приемнике команды. Далее особенности расчета характеристик каналов связи рассматриваются более подробно.

ПРОТОКОЛ

Для реализации передачи данных по системам передачи данных (СПД) выбран протокол R-GOOSE (стандарт МЭК 61850–90–5 [1]).

Кадр R-GOOSE помимо данных включает в себя качество передаваемых сигналов и метки времени, характеризующие моменты изменения атрибутов данных. Размер сообщения составляет 340 байт, однако размер R-GOOSE изменяется в зависимости от количества передаваемых объектов данных. Ширина полосы пропускания, необходимой для передачи рассматриваемого сообщения по каналам связи, определяется интервалами между сообщениями и варьируется в зависимости от наличия или отсутствия изменений в наборе данных в диапазоне от тысячных долей Мб/с до целых значений Мб/с.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ

Испытания предложенных технических решений проводились в две стадии:

- на испытательном полигоне АО «Россети Научно-технический центр»;
- на трех ПС ПАО «Россети», относящихся к опытной зоне.

Далее рассматриваются результаты, полученные на объектах опытной зоны, как представляющие наибольший интерес. На рисунке 1 показана упрощенная схема коммуникаций, организованная между объектами при опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ). Схема (рис. 1) упрощена: так, например, не отображены решения по резервированию каналов связи. Расстояния между объектами составили около 500 км.

Следует отметить, что тестовая схема (рис. 1) не используется для передачи реальных команд ПА (от устройств ПА, введенных в промышленную эксплуатацию). Устройства, используемые в схеме ОПЭ и установленные на объектах А, В, С, предназначены для генерации GOOSE-сообщений, соответствующих цикли-

Таблица 1. Требования НТД к производительности каналов связи

	Приказ МЭ [4]	СТО [5]	МЭК 61850 [6]
Допустимая задержка передачи данных по каналу связи, мс	25	15	10
Скорость передачи данных, кбит/с	128	64	–

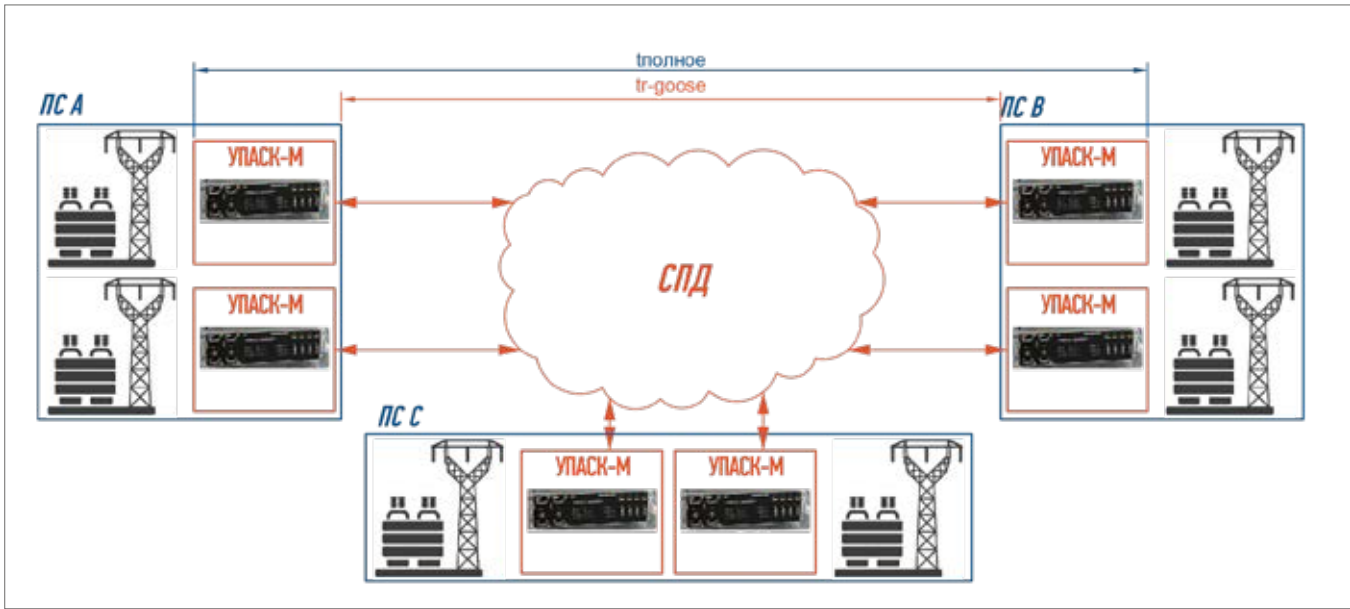


Рис. 1. Схема коммуникаций при опытно-промышленной эксплуатации

чески изменяющимся значениям параметров сигналов. Постоянное изменение параметров сигналов позволяет эксплуатировать систему (рис. 1) в режиме, близком к аварийному, и генерировать большой объем трафика данных.

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЕРЕДАЧИ

Основными исследуемыми характеристиками являлись:

- время передачи R-GOOSE сообщений ($t_{r-goose}$);
- полное время передачи команды ПА ($t_{полное}$).

Различие между двумя указанными метриками показано на рисунке 1.

СПОСОБЫ РАСЧЕТА ВРЕМЕНИ ПЕРЕДАЧИ R-GOOSE

Время $t_{r-goose}$ определяется между источником и приемником R-GOOSE сообщений в сети передачи данных.

Разработанное в ходе НИОКР устройство УПАК-М позволяет осуществлять запись *.рсар файлов, дальнейшие расчеты выполнялись с использованием указанных файлов.

Протоколом R-GOOSE предусмотрено применение тега SPDU number, который показывает номер конкретного пакета в последовательности передаваемых пакетов. Для расчета времени $t_{r-goose}$ использовались *.рсар файлы, записанные на двух концах канала связи, в дампах осуществлялся поиск пакета с одинаковым SPDU number. Расчет времени между пакетами с одинаковыми значениями SPDU number в двух дампах трафика осу-

ществляется с использованием оценки времени получения пакетов на интерфейсе, причем указанное время зависит от внутреннего времени функционирования УПАК-М. Таким образом, расчет с использованием указанной метрики может считаться корректным только при работе в режиме синхронизации времени. На объектах ОПЭ устройства УПАК-М были синхронизированы с применением протокола РТР, что позволяет добиться точности расчета задержки ± 1 мкс.

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ВРЕМЕНИ ПЕРЕДАЧИ R-GOOSE

В таблице 2 приведены данные, включающие усредненные численные характеристики каналов по времени $t_{r-goose}$:

- по пропускной способности каналов связи (определены по минимальной пропускной способности устройств в составе статически маршрутизируемой части канала связи);
- по используемой пропускной способности канала (для передачи R-GOOSE-сообщений), вычисленные на основании дампа сетевого трафика продолжительностью 2 минуты;
- по результатам измерения времени $t_{r-goose}$, полученным за время записи дампа трафика аналогичной продолжительности.

Указанные метрики определялись автоматизированным методом с использованием *.рсар файлов, записанных устройствами ПС на концах передачи. Время передачи измерено и усреднено на интервале в 2 минуты, на дальнейшем этапе планируется расчет на более длительном интервале времени.

Таблица 2. Результаты измерения времени $t_{r-goose}$

Канал	Потенциальная пропускная способность, Мбит/с	Пропускная способность используемая, Мбит/с	$t_{r-goose}$, мс
A-B1	13,89	0,707	10,543
A-B2	6,39	0,883	10,892
B-C1	6,84	0,697	6,972
B-C2	3,84	0,927	15,824
A-C1	6,84	0,521	7,765
A-C2	3,84	0,642	7,498

Анализ таблицы 2 показывает, что значения времени $t_{r-goose}$ находятся в диапазоне от 6,972 мс до 15,824 мс, т. е. могут выходить за определенные НТД значения 10 мс. Таким образом, при недостаточной загруженности канала время передачи не зависит от общей его пропускной способности, а в большей мере определяется числом устройств в тракте передачи.

Испытания технических решений в настоящее время продолжатся. В дальнейшем планируются испытания с искусственным ограничением пропускной способности каналов передачи данных до значения 1 Мбит/с и менее.

СПОСОБЫ РАСЧЕТА ПОЛНОГО ВРЕМЕНИ ПЕРЕДАЧИ

Время $t_{полное}$ определяется между моментами выдачи команды устройством ПА (РЗА) и моментом получения команды устройством, реализующим ее на противоположном конце канала.

При вычислении полного времени передачи необходимо учитывать независимость изменений интервалов выдачи сообщений GOOSE, R-GOOSE по маршруту передачи. Предположим, что через один канал необходимо передать сигналы от РЗА1 и РЗА2 к устройствам РЗА3, РЗА4 на противоположной стороне канала соответственно. Поясняющая схема приведена на рисунке 2.

В нормальном режиме (т. е. в режиме, в котором не происходит срабатываний и передаются только нулевые значения) интервалы выдачи сообщений GOOSE и R-GOOSE никак не связаны, и при различных значениях maxtime в устройствах (рис. 2) выдача сообщений в тракте может быть не одновременной.

На рисунке 3 показано, что пакет GOOSE с номером 1 (GOOSE1) может быть по времени приближен к пакету 2 (GOOSE2). В сообщении R-GOOSE, очевидно, попадает только информация, полученная на момент его формирования, т. е. в пакет 2 R-GOOSE попадает информация из 2-го пакета GOOSE1 и 2-го GOOSE2, хотя между ними значительный временной интервал. Далее следует отметить, что в момент формирования 2-го пакета GOOSE1 произошло изменение сигнала, потому выдача сообщения R-GOOSE после получения этой информации будет происходить учащенно.

Временные интервалы $t_{полное1}$ и $t_{полное2}$ на рисунке 3 обозначают интервалы между сформированным GOOSE сообщением и сформированным на его основе R-GOOSE. Рисунок 3 показывает, что интервалы $t_{полное1}$ и $t_{полное2}$ могут значительно отличаться друг от друга.

Интервал $t_{полное1}$ составляет полное время передачи сообщения GOOSE1 посредством R-GOOSE, его приема и преобразования в GOOSE3 на приемной стороне без дополнительных задержек. Интервал $t_{полное2}$ не может использоваться для характеристики полного времени передачи GOOSE2, так как содержит дополнительные временные задержки, потому на рисунке 3 он помечен «*» как недостоверный.

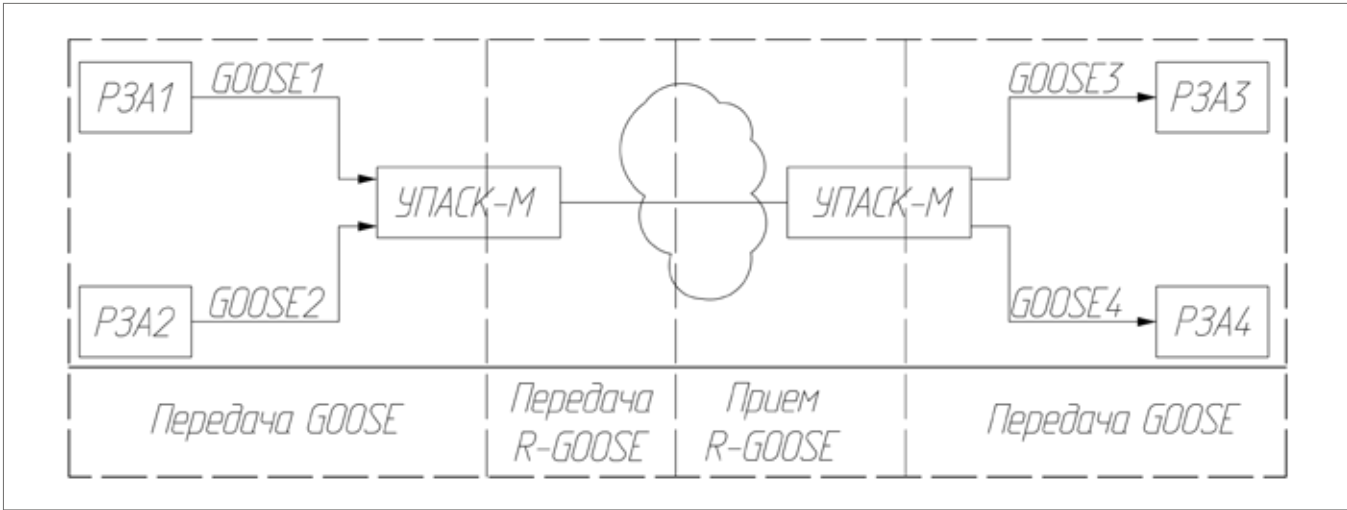


Рис. 2. Поясняющая схема канала передачи данных

Таблица 3. Результаты измерения полного времени $t_{\text{полное}}$

№	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	Среднее $t_{\text{полное}}$
$t_{\text{полное}}$	14,99	13	15	13,99	13,99	14,99	13,99	13,99	9,99	14,99	15	11	15	13,63

Таким образом, полное время передачи может быть достоверно определено только для первого GOOSE пакета с измененным значением.

Существует два варианта формирования меток времени в составе GOOSE, которые могут использоваться для определения полного времени передачи:

- по времени приема пакета на интерфейс;
- по времени метки времени в пакете GOOSE.

Рассмотрим пример передачи GOOSE1 от РЗА1 к УПАК-М (рис. 2). При изменении значения в составе набора данных GOOSE1 устройство РЗА1 записывает свою метку времени; далее пакет проходит по ЛВС ПС и попадает на интерфейс УПАК-М. Устройство УПАК-М обрабатывает пакет и фиксирует время его получения на интерфейсе с учетом внутреннего времени УПАК-М. На приемном конце процесс присвоения меток времени аналогичен.

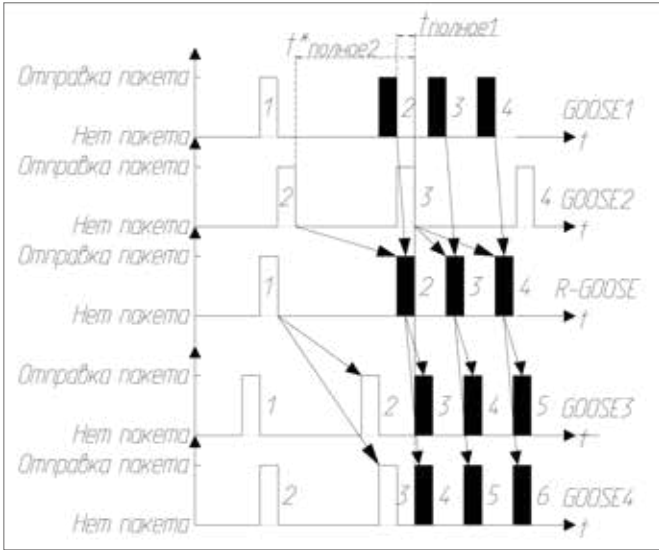


Рис. 3. Особенности расчета полного времени передачи $t_{\text{полное}}$

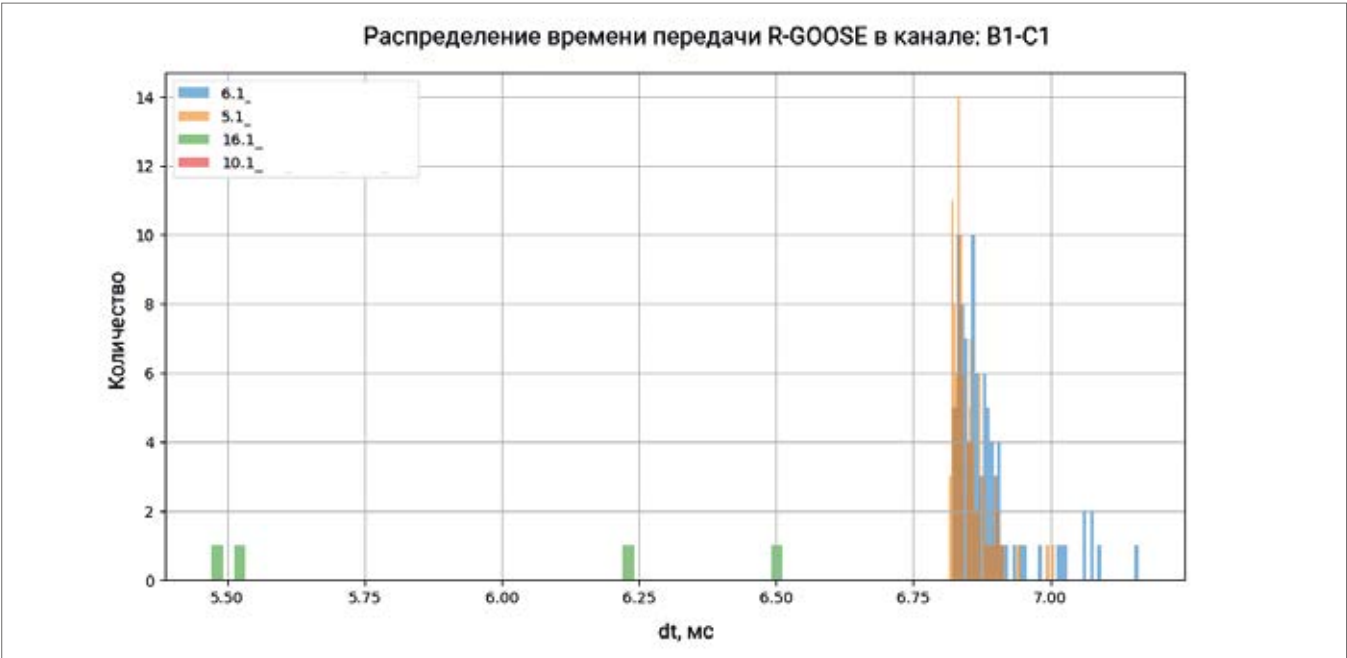


Рис. 4. Гистограмма $t_{r\text{-goose}}$

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТА ПОЛНОГО ВРЕМЕНИ ПЕРЕДАЧИ

Результаты измерения $t_{\text{полное}}$ на примере передачи В1 – С1 (рис. 1) приведены в таблице 3. В таблице присвоены номера пакетов GOOSE в последовательности для обоих объектов и отмечено полученное значение $t_{\text{полное}}$ для каждого из пакетов. Следует отметить, что для выполнения замера был симитирован штормовой режим с постоянным изменением значений сигнала.

Анализ таблицы 3 показывает, что среднее арифметическое значение $t_{\text{полное}}$ составляет 13,63 мс, что несколько больше, чем 6,972 мс, полученных в таблице 2. Разница в указанных значениях времени обусловлена преобразованиями типов сообщений GOOSE в R-GOOSE и обратно, а также временем передачи пакетов по локальной вычислительной сети (ЛВС) ПС.

ВРЕМЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАНАЛА

В ходе исследования характеристик каналов связи были построены различные временные и частотные характеристики. Так, на рисунке 4 приведена гистограмма распределения времени $t_{r\text{-goose}}$.

По графической зависимости (рис. 4) видно, что для анализируемого интервала $t_{r\text{-goose}}$ свойственно время передачи большинства команд в диапазоне от 6,8 до 7,0 мс. Выбросы гистограммы (рис. 4) в меньшую сторону связаны с малым размером R-GOOSE сообщений, которые имеют место на ПС. Выбросы в большую сторону обусловлены наложением аварийных режимов различных устройств на ПС, при которых осуществляется учащенная выдача R-GOOSE сообщений.

ВЫВОДЫ

1. В статье приведены основные результаты разработки технических решений по пакетной передаче данных между ПС на базе протокола МЭК 61850. Технология не требует установки дополнительного оборудования (используются мощности существующей сети передачи данных), не требует сложных настроек существующего оборудования в промежуточных узлах, обладает гибкостью, позволяет перестраивать маршрут передачи команд управления в случае неисправности каналов связи в составе сети передачи данных.
2. Приведены параметры замеров основных временных метрик каналов передачи данных – такие как время передачи R-GOOSE сообщений и полное время передачи команд управления. Показано, что диапазон времен передачи между объектами опытной зоны составил от 6,972 до 15,824 мс. Полное время передачи данных отличается от времени передачи R-GOOSE сообщений в большую сторону приблизительно на 5 мс.
3. Время передачи R-GOOSE сообщений по некоторым каналам составило менее 10 мс, что соответствует требованиям НТД. С одной стороны, это говорит о потенциальной возможности соблюдения существующих требований ко времени передачи данных,

а с другой – о потенциальной необходимости пересмотра требований ПАО «Россети» к передаче команд управления.

4. Выводы ОПЭ являются предварительными, итоговые результаты будут опубликованы по окончании НИОКР на основании исследования большего числа технических решений с применением большого количества устройств УПАК.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. IEC 61850-90-5. Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118.
2. Официальный сайт компании SISCO. R-GOOSE Gateway. URL: <https://sisconet.com/our-products/r-goose-gateway> (Дата обращения 11.06.2024).
3. СТО 56947007-25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС».
4. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 13 февраля 2019 г. N 97 «Об утверждении требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики».
5. СТО 34.01-9.2-004-2019. Каналы связи для РЗА. Технические решения для сетей 35–220 кВ. ПАО «Россети». 2019.
6. IEC 61850-5. Communication networks and systems for power utility automation – Part 5: Communication requirements for functions and device models. Edition 2.0. 2013.

УДК 621.31
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СИНХРОНИЗИРОВАННЫХ ВЕКТОРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ДЛЯ ИДЕНТИФИКАЦИИ ХАРАКТЕРА НАГРУЗКИ И ГЕНЕРАЦИИ В ЗАДАЧАХ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

В работе рассматривается применение данных синхронизированных векторных измерений для определения характера нагрузки и генерации в узлах электроэнергетической системы с целью повышения эффективности противоаварийного управления. Предложен подход к классификации узлов энергосистемы на основе анализа напряжения, тока, активной и реактивной мощности, фазовых углов, частотных характеристик, скорости изменения частоты и коэффициента гармонических искажений. Показано, что использование устройств синхронизированных векторных измерений (СВИ) позволяет уточнять параметры режима в реальном времени, выявлять особенности поведения нагрузки и генерации, а также формировать более точные управляющие воздействия. Рассмотрены перспективы развития алгоритма, включая применение виртуальной инерции, предиктивной аналитики и динамической оптимизации объема разгрузки.



Источник: фотобанк ПАО «Россети»

АВТОРЫ:
Ю.А. Зинькевич, аспирант,
ORCID 0009-0001-2801-5269,
yurizinkevich@mail.ru,
Институт систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Россия
А.В. Широков,
ФГБОУ ВО НГТУ,
Новосибирск, Россия
М.И. Кушнир,
Филиал ПАО «РусГидро» —
«Саяно-Шушенская ГЭС
им. П.С. Непорожного»,
Саяногорск, Республика Хакасия,
Россия

Научный руководитель:
Домышев А.В., к. т. н.,
научный сотрудник Института
систем энергетики
им. Л.А. Мелентьева СО РАН,
Иркутск, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#синхронизированные векторные
измерения; #противоаварийное
управление; #адаптивные
алгоритмы; #распределенная
генерация; #возобновляемые
источники энергии

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:

Зинькевич Ю.А. Использование синхронизированных векторных измерений для идентификации характера нагрузки и генерации в задачах противоаварийного управления // Энергия единой сети. 2026. № 2 (81). С. 44–48.



ВВЕДЕНИЕ

Современные электроэнергетические системы находят-ся на этапе масштабной трансформации, обусловлен-ной ростом доли распределенной генерации (включая возобновляемые источники энергии), увеличением количества активных потребителей и внедрением цифровых технологий. Эти процессы усложняют структуру энергосистемы, способствуют отягощению переходных режимов и увеличивают вероятность возникновения аварийных ситуаций. В таких условиях возрастает потребность в постоянном мониторинге состояния сети и оперативном определении характера потребления и генерации в каждом узле энергосистемы, а также в более точных и динамически адаптируемых алгоритмах противоаварийного управления [1,4]. Это необходимо для повышения устойчивости системы, корректной настройки противоаварийной автоматики и эффективного диспетчерского управления. Ведущую роль в решении данной задачи играют устройства синхронизированных векторных измерений (СВИ), которые с высокой точностью регистрируют токи, напряже-ния, частоту и фазовые углы в различных точках сети с привязкой к единой шкале времени [3].

Практическая значимость такой идентификации заключается в том, что выбор воздействия противо-аварийного управления должен учитывать не только величину аварийного отклонения, но и ожидаемую реакцию конкретного узла сети. Например, отключение части электродвигательной нагрузки может одновре-менно снижать и активную, и реактивную составляющие потребления, что влияет на восстановление напряжения иначе, чем отключение преимущественно статической нагрузки.

При оценке частотной устойчивости важно учитывать наличие значительной доли инверторной генерации, поскольку такие источники, как правило, не вносят есте-ственной электромеханической инерции в том же виде, что и синхронные машины. Нелинейные электроприем-ники и компенсирующие устройства, в свою очередь, могут изменять гармонический состав токов и влиять на достоверность режимных признаков, используемых в логике автоматики. Поэтому классификация характера нагрузки и генерации рассматривается не как самостоя-тельная диагностическая задача, а как информационная основа для выбора объема разгрузки, корректировки уставок и приоритета управляющих воздействий.

В рамках настоящей статьи рассматриваются в первую очередь узлы электрических сетей высокого и сверхвысокого напряжения, в которых размещение устройств СВИ технически и экономически оправдано для мониторинга устойчивости и противоаварийного управления. К таким объектам могут относиться центры питания, узлы присоединения крупной нагрузки, элек-тростанции, подстанции выдачи мощности ВИЭ, а также узлы связи распределенной генерации с магистральной или распределительной сетью. Для сетей более низ-ких классов напряжения предложенный подход может использоваться в укрупненной форме — через агрегиро-ванное представление района нагрузки или генерации.

ПЕРЕЧЕНЬ ИЗМЕРЯЕМЫХ ПАРАМЕТРОВ И КЛАССИФИКАЦИОННЫХ ПРИЗНАКОВ

Для определения характера нагрузки и генерации исполь-зуются данные, поступающие от СВИ в режиме реального времени. К ключевым измеряемым параметрам отно-сятся: мгновенные и действующие значения напряжения и тока, активная и реактивная мощности, фазовый угол между током и напряжением, скорость изменения частоты, содержание высших гармоник и коэффициент искаже-ний (THD) [5]. Измерения синхронизируются по сигналам глобальной навигационной системы, что обеспечивает согласованность данных во всех узлах системы и делает возможным пространственно-временной анализ. Такая согласованность критически важна для своевременного выявления нарушений синхронизма, появления недопу-стимых режимов, оценки устойчивости и корректного функционирования систем противоаварийного управле-ния. На основании этих величин формируются вторичные признаки, которые характеризуют тип узла: потребля-ющий он или генерирующий, является ли генерация синхронной или инверторной, стабильно ли поведение нагрузки и насколько она подвержена флуктуациям. Эти параметры позволяют с высокой точностью классифи-цировать узлы по типам: пассивная нагрузка, активная нагрузка, централизованная генерация, инверторная гене-рация, гибридные структуры и др.

Предлагаемый подход не предусматривает отказа от заранее известных сведений о составе генерирующего оборудования, схемах выдачи мощности, статических характеристиках узлов нагрузки и действующих уставках устройств противоаварийной автоматики. Эти данные должны использоваться как априорные при построении алгоритма. Роль СВИ в данном подходе заключается не в замене расчетной модели энергосистемы, а в ее оперативном уточнении по фактическому режиму. Это особенно важно для узлов, в которых состав нагрузки и генерации изменяется во времени: подключаются или отключаются преобразовательные установки, меняется выработка ВИЭ, изменяется направление перетоков мощ-ности, появляются локальные колебания напряжения, частоты и фазовых углов. В таких условиях заранее задан-ная характеристика узла может не полностью отражать его текущее состояние, а данные СВИ позволяют уточнять его поведение непосредственно в процессе работы энер-госистемы.

Таким образом, преимущество предлагаемого подхода состоит в переходе от статически заданной настройки ПАУ к адаптивной логике, в которой априорные сведения о сети дополняются текущими измерительными признаками. Это позволяет уточнять принадлежность узла к тому или иному типу нагрузки или генерации, оценивать его чувстви-тельность к управляющему воздействию и снижать риск избыточной либо недостаточной разгрузки.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРА НАГРУЗКИ

Анализ характера нагрузки основывается на соотношении между током и напряжением, которое

определяет фазовый угол и, соответственно, соотношение между активной и реактивной мощностями [3,4]. Коэффициент мощности $\cos\varphi$ рассчитывается по формуле:

$$\cos\varphi = \frac{\vec{U} \cdot \vec{I}}{|\vec{U}| |\vec{I}|}, \quad (1)$$

где $\vec{U}$ и $\vec{I}$ — векторные представления (фазоры) напряжения и тока соответственно.

Дополнительно анализируется гармоническое искажение тока, характеризующее коэффициентом THD (Total Harmonic Distortion):

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} \left(\frac{I_n}{I_1}\right)^2}, \quad (2)$$

где I_n — амплитуда гармоники порядка n ;
 I_1 — амплитуда основной гармоники.

На основе вышеперечисленных параметров формируется вектор признаков, характеризующий нагрузку:

$$X = \left[P, Q, \cos\varphi, THD, \frac{dP}{dt}, \frac{dQ}{dt} \right]. \quad (3)$$

Анализ этих параметров позволяет определить характер нагрузки в узле энергосистемы, опираясь на фундаментальные электрофизические соотношения и наблюдаемые временные зависимости. В первую очередь коэффициент мощности $\cos\varphi$ позволяет оценить, какая часть нагрузки связана с активной, а какая — с реактивной составляющей. Чем ближе его значение к единице, тем больше нагрузка по своему характеру приближается к активной. При снижении $\cos\varphi$ возрастает доля реактивной мощности, что обычно связано с индуктивными или емкостными элементами.

Например, если $\cos\varphi$ меньше 0,7, можно предположить присутствие значительной индуктивной нагрузки. К таким потребителям относятся асинхронные электродвигатели и другое подобное оборудование. В этом случае, как правило, фиксируется положительное значение реактивной мощности, что дополнительно указывает на индуктивный характер нагрузки. Если же реактивная мощность имеет отрицательное значение, это свидетельствует о преобладании емкостной составляющей. Такая ситуация может быть связана как с работой устройств компенсации реактивной мощности (например, батарей статических конденсаторов), так и с наличием нелинейных нагрузок с коррекцией коэффициента мощности, включая активные фильтры.

Еще одной важной диагностической характеристикой является коэффициент гармонических искажений THD. Он показывает, в какой степени форма тока или напряжения отличается от синусоидальной, то есть позволяет судить о степени нелинейности нагрузки. Для линейных потребителей значение THD обычно близко к нулю. Однако при подключении преобразовательной техники — импуль-

сных источников питания, частотных преобразователей, тиристорных выпрямителей — в спектре тока появляются высшие гармоники, которые приводят к повышению THD. Это не следует рассматривать как однозначный признак мощной нелинейной нагрузки. В ряде случаев значительные искажения тока в присоединении могут быть обусловлены работой батарей статических конденсаторов, фильтрокомпенсирующих устройств и активных фильтров, а также резонансными явлениями в сети. Поэтому в предлагаемом подходе THD используется не как самостоятельный классификационный критерий, а как один из признаков, который должен анализироваться совместно с направлением потоков активной и реактивной мощности, знаком и динамикой реактивной мощности, изменением спектрального состава тока во времени, а также известной информацией о наличии компенсирующих устройств в рассматриваемом узле.

Если в узле установлены БСК или фильтрокомпенсирующие устройства, алгоритм должен использовать специальный режим интерпретации гармонических признаков. В этом случае повышение THD не приведет к автоматической классификации узла как содержащего нелинейную нагрузку. Сначала проверяется соответствие искажений режиму работы компенсирующего оборудования: анализируются изменения реактивной мощности, появление характерных гармонических составляющих, корреляция искажений с коммутацией секций БСК или изменением режима фильтра. Только при отсутствии такой связи и при одновременном наличии признаков преобразовательной нагрузки — резких изменений тока, характерного спектра гармоник и изменения коэффициента мощности — узел классифицируется как содержащий выраженную нелинейную нагрузку.

Кроме статических характеристик, важную роль играет динамика изменения мощности. Быстрые изменения активной и реактивной составляющих могут свидетельствовать о прерывистой или циклической нагрузке.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРА ГЕНЕРАЦИИ

Аналогично нагрузке, характер генерации в узле может быть определен на основе анализа частотных характеристик и фазовых углов. Первым диагностическим признаком является поведение частоты:

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{d\theta(t)}{dt}, \quad \frac{df}{dt} = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{d^2\theta(t)}{dt^2}, \quad (4)$$

где θ — фазовый угол напряжения.

У синхронных генераторов изменение частоты происходит с определенной инерцией [7]. Для инверторных источников (солнечные панели, ветрогенераторы) характерно резкое изменение частоты и фазового угла, что может быть использовано в целях их идентификации [6]. Резкое увеличение фазовой разности между соседними узлами может свидетельствовать о потере синхронизма или переходе генератора в автономный режим работы. Для классификации генерации вводится вектор признаков:

$$Y = \left[P_G, Q_G, \cos\varphi, \Delta\theta, \frac{dP_G}{dt}, \frac{dQ_G}{dt} \right]. \quad (5)$$

Синхронные генераторы (гидро- и тепловые турбины, подключенные через синхронные машины) обладают значительной электромеханической инерцией, что делает их стабильным источником в энергосистеме. К отличительным особенностям относятся небольшие значения df/dt , поскольку генератор физически сопротивляется резким изменениям частоты, а также плавное изменение dP_G/dt .

К инверторной генерации относятся фотоэлектрические установки, ветрогенераторы с полным преобразованием мощности и накопители энергии с инверторами. Эти источники не обладают физической инерцией, а частота и угол напряжения формируются управляющим алгоритмом. Признаками такого типа генерации являются:

- повышенные значения df/dt , в первую очередь в переходных режимах, поскольку инвертор не стабилизирует частоту «механически»;
- резкие изменения мощности, особенно при колебаниях солнечного излучения или скорости ветра;
- возможность неустойчивого фазового угла $\Delta\theta$, прежде всего при слабой связи с синхронной частью сети;
- широкий диапазон регулирования $\cos\varphi$.

КЛЮЧЕВЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРЕДЛАГАЕМОГО АЛГОРИТМА АДАПТАЦИИ ПАУ

Предлагаемый алгоритм может быть представлен как последовательность этапов, связывающих измерительные признаки с выбором параметров противоаварийного управления. На первом этапе выполняется сбор синхронизированных векторных измерений в контролируемых узлах сети: напряжения, тока, активной и реактивной мощности, фазовых углов, частоты, скорости изменения частоты и гармонического состава тока. На втором этапе проводится предварительная обработка данных, включающая фильтрацию выбросов, проверку достоверности измерений и сопоставление текущего режима с априорными сведениями о составе оборудования узла.

На третьем этапе формируются классификационные признаки нагрузки и генерации. Для нагрузки учитываются коэффициент мощности, знак и величина реактивной мощности, уровень гармонических искажений, динамика изменения активной и реактивной мощности, а также наличие компенсирующих устройств. Для генерации анализируются направление перетока активной мощности, изменение фазового угла, скорость изменения частоты и характер реакции узла на возмущение.

На четвертом этапе выполняется классификация узла:

- узел со статической нагрузкой;
- узел с электродвигательной нагрузкой;
- узел с выраженной нелинейной составляющей;
- узел синхронной генерации;
- узел инверторной генерации;
- смешанный узел.

Результат классификации используется не как окончательное управляющее воздействие, а как входной параметр для логики ПАУ.

На пятом этапе осуществляется адаптация управляющих воздействий. В зависимости от типа узла могут корректироваться объем разгрузки, приоритет отключения присоединений, допустимые уставки по частоте и напряжению, а также необходимость привлечения быстродействующего резерва активной мощности от инверторных источников. Например, для узлов с высокой долей электродвигательной нагрузки приоритет может отдаваться действиям, направленным на восстановление напряжения, а для районов с высокой долей инверторной генерации — мероприятиям, ограничивающим скорость изменения частоты и фазовых углов.

Таким образом, сущность алгоритма состоит в использовании данных СВИ для оперативного уточнения фактического типа узла и последующей корректировки логики ПАУ с учетом ожидаемой реакции этого узла на управляющее воздействие.

Итоговый алгоритм в виде блок-схемы представлен на рисунке 1.

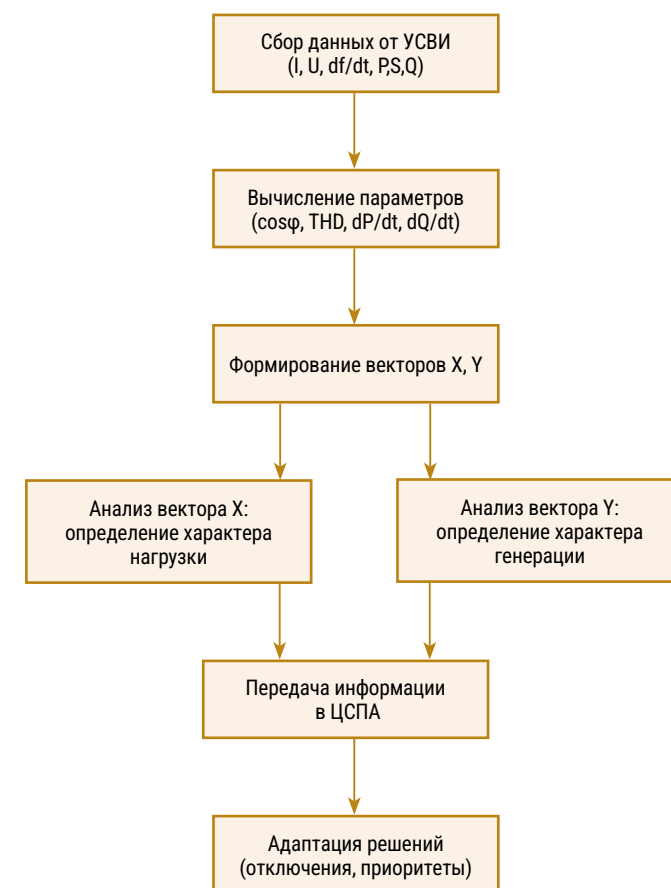


Рис. 1. Блок-схема алгоритма

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Дальнейшее развитие предложенного подхода может быть связано с расширением его функциональности за счет интеграции функций виртуальной инерции ВИЭ. В этом случае инверторам СЭС и ВЭС будут автоматически передаваться команды на кратковременное изменение активной мощности (FastFrequency Response, FFR), что позволит не только отключать нагрузку, но и добавлять дополнительную инерцию, удерживая частоту без лишних разгрузок. Дополнением к этому станет предиктивная аналитика на базе моделей машинного обучения, построенных на архивах СВИ [8]: такой модуль сможет заблаговременно оценивать вероятность потери синхронизма либо генерации и переводить алгоритм от реактивного управления к превентивному, заранее корректируя уставки или активируя резервы. Завершающим элементом данной концепции является динамическая оптимизация объема разгрузки. Она предполагает решение задачи минимизации ущерба в реальном времени с учетом нескольких факторов: тарифной значимости потребителей, топологических ограничений электрической сети и ожидаемой реакции источников на основе ВИЭ. Такой подход позволяет формировать управляющие воздействия более адресно, избегая избыточных отключений и обеспечивая экономически обоснованный выбор объема разгрузки.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Развитие и внедрение алгоритмов противоаварийного управления, использующих данные синхронных векторных измерений, можно рассматривать как один из значимых этапов повышения надежности и устойчивости энергосистем. Главное преимущество такого подхода — более точная и достоверная оценка текущего состояния отдельных узлов сети. В отличие от традиционных решений, которые часто опираются на заранее заданные пороги или упрощенные статические модели, рассматриваемый алгоритм анализирует набор параметров в режиме, близком к реальному времени. В их число входят векторные значения напряжения и тока, фазовые соотношения между ними, коэффициент мощности, уровень гармонических искажений, а также изменение частотных характеристик. За счет такого набора признаков появляется возможность как фиксировать отклонения, так и более точно определять характер нагрузки и генерации в конкретном узле энергосистемы. Алгоритм позволяет различать пассивные, активные, инверторные и гибридные объекты, после чего действия систем противоаварийного управления могут корректироваться с учетом фактической ситуации в сети. Это делает управляющие воздействия более своевременными и обоснованными.

Рисунки к статье предоставлены автором.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1.

Мокеев А.В. Повышение надежности и эффективности работы энергосистем на основе технологии синхронизированных векторных измерений // Электричество. 2018. № 3. С. 4–10. DOI: 10.24160/0013-5380-2018-3-4-10.

2.

Применение технологии синхронизированных векторных измерений для управления, защиты и автоматики / А.В. Мокеев, В.Н. Бовыкин, Е.И. Хромцов, А.В. Миклашевич, А.И. Попов, А.В. Родионов, Д.Н. Ульянов // Релейщик. 2019. № 3 (35). С. 32–37.

3.

Artsishevsky Y. L. Development of the Theory of Vector Measurements Applied in Relay Protection and Automation / Y.L. Artsishevsky, T.G. Klimova, A.I. Rashcheplyayev // Power Technology and Engineering. 2024. Vol. 57. P. 930–939. DOI: 10.1007/s10749-024-01760-8.

4.

Usman M. U. Applications of synchrophasor technologies in power systems / M.U. Usman, M.O. Faruque // Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 2019. Vol. 7. P. 211–226. DOI: 10.1007/s40565-018-0455-8.

5.

IEEE Std 519-2022. IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems. New York : Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2022.

6.

IEEE Std 2800-2022. IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Inverter-Based Resources Interconnecting with Associated Transmission Electric Power Systems. New York : Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2022.

7.

Denholm P. Inertia and the Power Grid: A Guide Without the Spin / P. Denholm, T. Mai, R.W. Kenyon, B. Kroposki, M. O'Malley. Golden : National Renewable Energy Laboratory, 2020. 48 p. NREL/TP-6A20-73856. DOI: 10.2172/1659820.

8.

Zhang S. A Critical Review of Data-Driven Transient Stability Assessment of Power Systems: Principles, Prospects and Challenges / S. Zhang, Z. Zhu, Y. Li // Energies. 2021. Vol. 14. № 21. Article 7238. DOI: 10.3390/en14217238.



ВАКУУМНЫЕ И ЭЛЕГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ ПЕРЕМЕННОГО И ПОСТОЯННОГО ТОКА: УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ШУЛЬГА Р.Н.
ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ, 2024. 220 С.

Рассмотрены переходные процессы генераторных, конденсаторных, гибридных выключателей переменного тока в коммутационных и аварийных режимах. Приведены результаты моделирования, управляемой и синхронной коммутации. Описаны методики коммутационных испытаний и испытательные стенды указанных выключателей. Выполнены исследования приводов с использованием полупроводниковых приборов. Сравниваются схемотехника и испытательные стенды выключателей постоянного тока.

Для студентов и специалистов направления подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» по курсу «Специальные вопросы электрической части электроустановок».



ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ И ТРАНСПОРТА. РАЗРАБОТКА И ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН: УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ШУЛЬГА Р.Н., ЛАБУТИН А.А.
ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ, 2024. 136 С.

Исследованы динамика, особенности и методы испытаний быстроходных электрических машин. Разработан геометрический метод расчета и их моделирования. Предлагаются новые материалы и технологии изготовления электрических машин. Рассмотрены вопросы выбора изоляции, диагностики и испытаний. Предлагаются решения по выбору систем управления электрических машин.

Для студентов по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», а также для слушателей профессиональной переподготовки.



ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ И ТРАНСПОРТА. ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН: УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ШУЛЬГА Р.Н., ЛАБУТИН А.А.
ВОЛОГДА: ИНФРА-ИНЖЕНЕРИЯ, 2024. 156 С.

Исследованы динамика, особенности и методы испытаний быстроходных электрических машин. Разработан геометрический метод расчета и моделирования указанных машин. Предлагаются новые материалы и технологии изготовления электрических машин. Рассмотрены вопросы выбора изоляции, диагностики и испытаний. Предлагаются решения по выбору систем управления электрических машин.

Для студентов по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника», а также для слушателей профессиональной переподготовки.

УДК 681.58:621.316.1
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

РАЗРАБОТКА СКРИПТА ДЛЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ФОРМИРОВАНИЯ ТИПОВОЙ ТАБЛИЦЫ ДОПУСТИМЫХ ТОКОВЫХ НАГРУЗОК ЛЭП И ЭЛЕКТРОСЕТЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

При управлении режимом электроэнергетической системы необходимо поддержание в актуальном состоянии информации о допустимых токовых нагрузках ЛЭП и электросетевого оборудования. Таблица с вышеперечисленными данными формируется вручную специалистами Службы электрических режимов на основании информации, находящейся в Единой информационной модели (ЕИМ), куда данные поступают из СИМ-портала.

В статье представлены разработанные алгоритмы и скрипт для выгрузки информации о допустимых токовых нагрузках ЛЭП и электросетевого оборудования из ЕИМ. По мнению автора, использование скрипта позволит сократить трудовые затраты специалистов при сопоставлении информации, представленной в таблице и в ЕИМ.

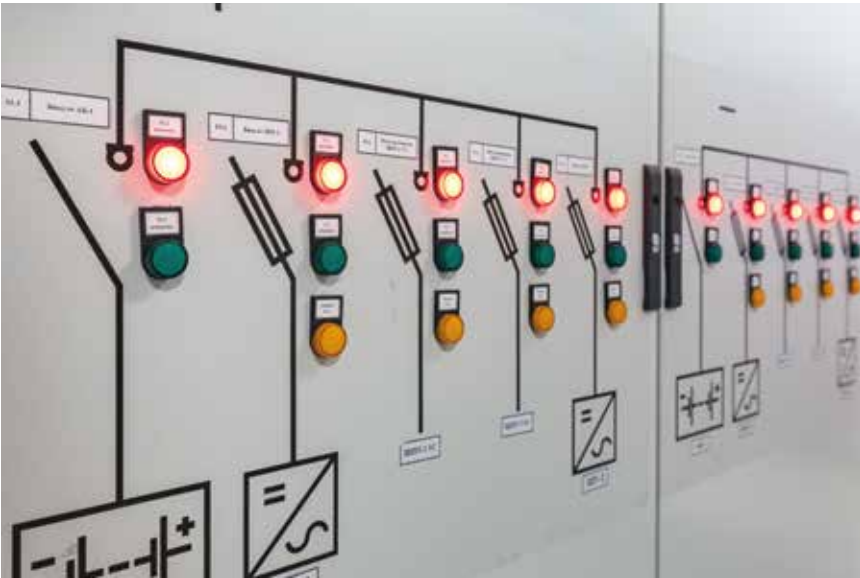
АВТОР:
В.В. Кутявин,
ORCID 0009-0005-0702-1167,
kutyaivin_v@mail.ru,
главный специалист Службы
электрических режимов,
филиал АО «СО ЕЭС»
«Региональное диспетчерское
управление энергосистем
Новосибирской области,
Алтайского края и Республики
Алтай», Новосибирск, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#скрипт; #допустимые токовые
нагрузки ЛЭП и электросетевого
оборудования

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:

Кутявин В.В. Разработка скрипта для автоматического формирования типовой таблицы допустимых токовых нагрузок ЛЭП и электросетевого оборудования // Энергия единой сети. 2026. № 2 (81). С. 50–56.

©©



Источник: фотобанк ПАО «Россети»

ВВЕДЕНИЕ

До недавнего времени данные о допустимых токовых нагрузках линий электропередачи (ЛЭП) и электросетевого оборудования предоставлялись субъектами электроэнергетики в виде файлов формата XLSX. На основе этих данных формировалась таблица с токовыми нагрузками ЛЭП и электросетевого оборудования, находящихся в диспетчерском управлении и ведении соответствующей операционной зоны (далее – Таблица).

Начиная с 1 января 2024 г. предоставление в диспетчерские центры вышеперечисленной информации осуществляется субъектами электроэнергетики посредством СИМ-портала. Таблица с этого времени формируется вручную специалистами Службы электрических режимов (далее – Сотрудники) на основании данных, находящихся в Единой информационной модели (ЕИМ), куда они поступают из СИМ-портала.

Программный комплекс СК-11 содержит в себе функциональность, позволяющую формировать Таблицу по данным ЕИМ. Однако полученная Таблица не соответствует подходам по организации контроля токовых ограничений (ТО) сетевых элементов средствами мониторинга токовых нагрузок в ОИК СК-11 и оформлению приложений к Положению по управлению режимами работы энергосистем, согласно которым токовые ограничения

по секционным выключателям и ремонтным переключателям (РП) должны контролироваться отдельно от токовых ограничений по ЛЭП.

Для автоматизированного формирования Таблицы в АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири был разработан программный комплекс «Программа автоматизации вывода информации». Работа комплекса требует подготовки и поддержания в актуальном состоянии большого объема исходных данных, что увеличивает трудозатраты сотрудников и повышает вероятность появления ошибок при формировании Таблицы.

Необходимо средство автоматизации, которое позволит автоматически формировать Таблицу по данным ЕИМ.

ОБОСНОВАНИЕ ПОДХОДА

Таблица содержит ТО проводов участков ЛЭП и ошиновок, выключателей, разъединителей, трансформаторов тока (ТТ), высокочастотных заградителей (ВЧЗ) и устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА).

Информация о ТО вышеперечисленных объектов хранится и постоянно актуализируется в ЕИМ – цифровой модели Единой энергетической системы (ЕЭС) России, которая детально описывает ее основные элементы, их свойства и связи в виде стандартизованных определений

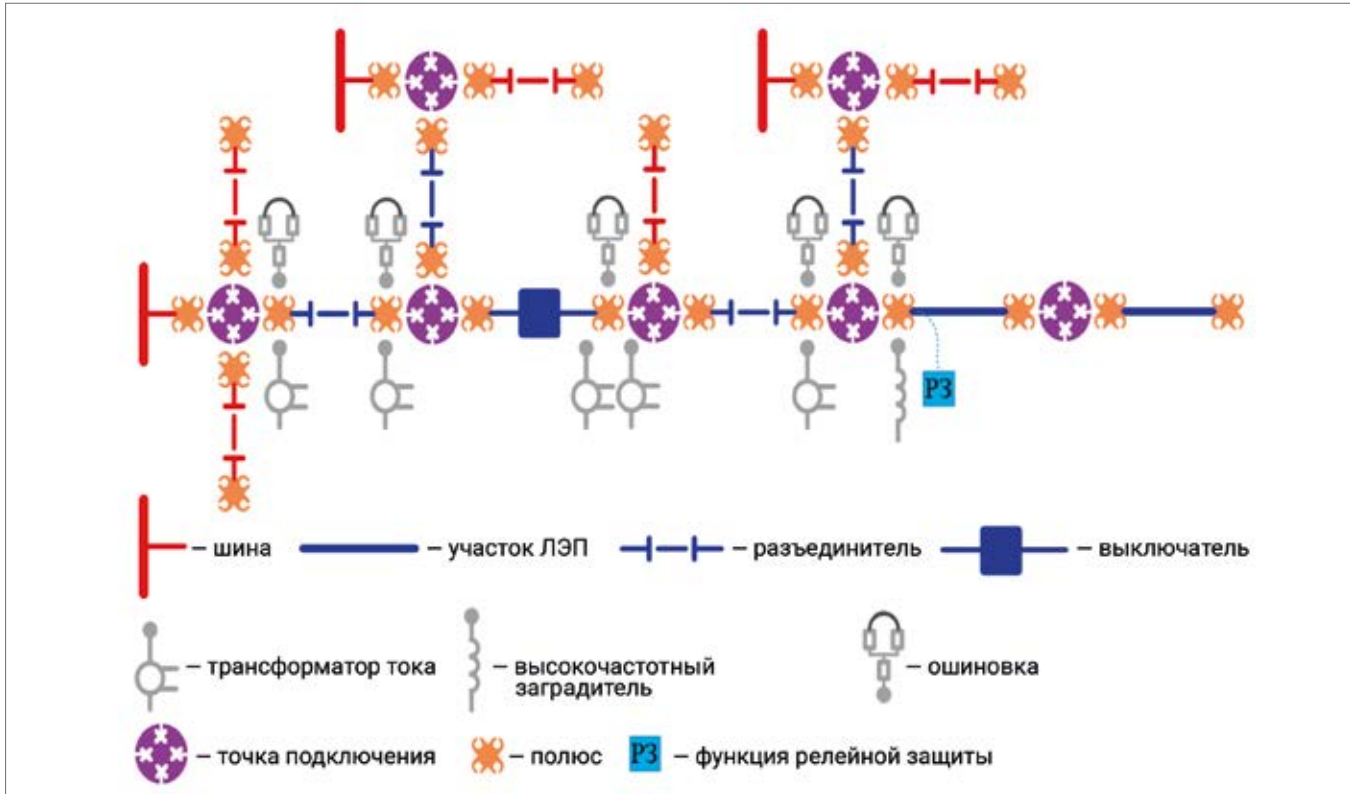


Рис. 1. Схема связи МТЗ, основного и вспомогательного оборудования в ЕИМ

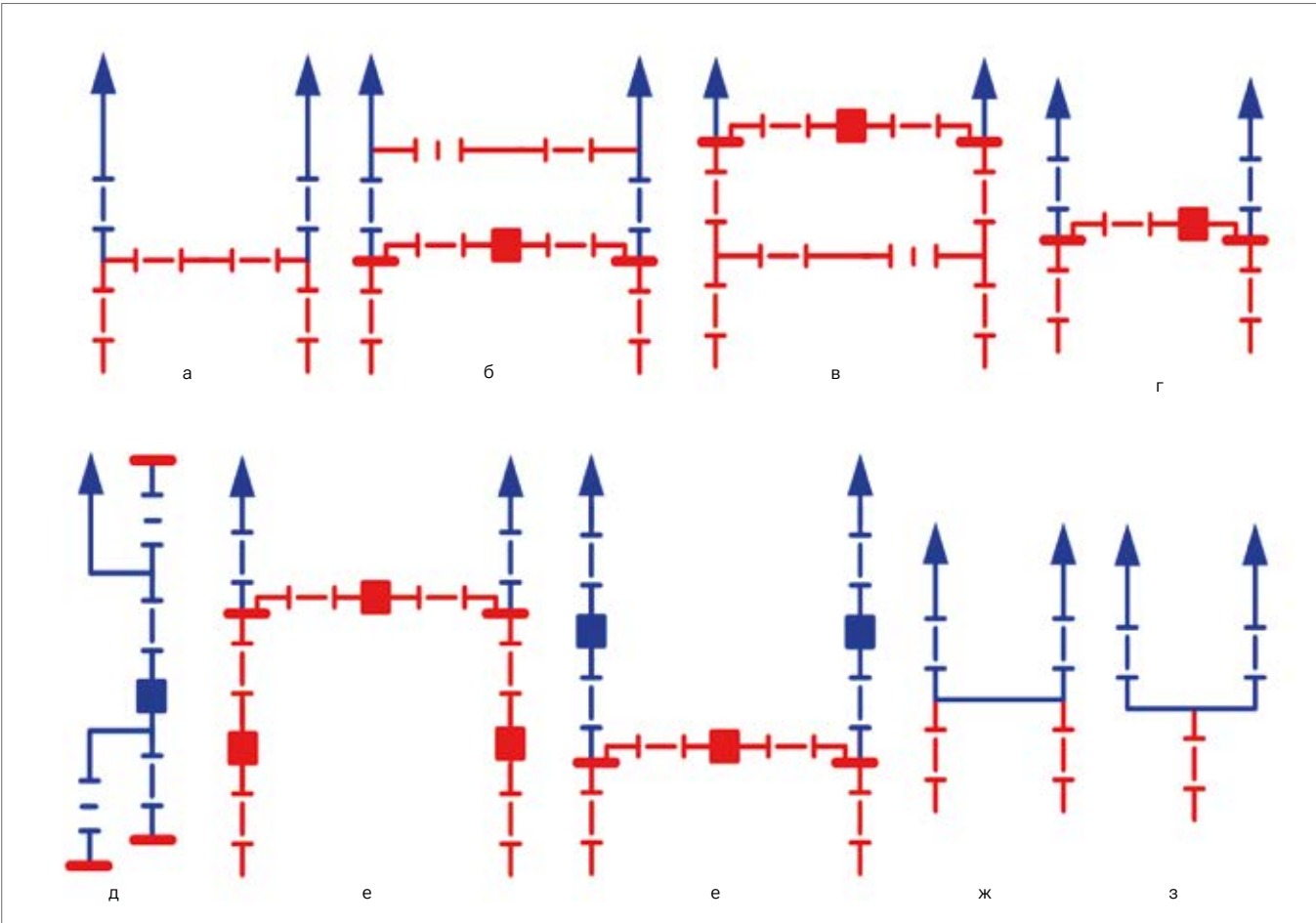


Рис. 2. Основные схемы распределительного устройства с номинальным напряжением 110 кВ

и понятий в соответствии с международными стандартами МЭК 61970 и МЭК 61968 (CIM) [1].

Участки ЛЭП и соответствующее им коммутационное и вспомогательное оборудование в дереве объектов ЕИМ принадлежат разным родительским объектам и не имеют прямых связей между собой. Выявление соответствия между участками ЛЭП и относящимся к ним оборудованием требует понимания структуры хранения данных в ЕИМ, а также иерархии классов, их связей и атрибутов CIM-модели.

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ И СВЯЗЬ ОБЪЕКТОВ В ЕИМ

В Таблице учитываются ТО оборудования, соединяющего участок ЛЭП с шиной или с точкой разделения перетока мощности на составляющие в том случае, если шина в схеме РУ не предусмотрена (далее – основное оборудование).

Помимо ТО основного оборудования в Таблице учитываются и ТО вспомогательного оборудования, к которому относятся ТТ, ВЧЗ и ошиновка.

На некоторых ЛЭП по условиям обеспечения необходимой чувствительности не удастся отстроить максимальную токовую защиту (МТЗ) от нагрузочных режимов. Для предотвращения ложного срабатывания МТЗ в нормальном режиме токовая нагрузка ЛЭП ограничивается величиной, которая учитывается в ТО участка ЛЭП.

Схема связи МТЗ, основного и вспомогательного оборудования в ЕИМ представлена на рисунке 1.

Основное оборудование имеет свои полюсы, которые присоединяются к точкам подключения, соединяя элементы между собой. Вспомогательное оборудование подключается к полюсам основного оборудования. МТЗ в ЕИМ определяется классом RelayProtection (Функция релейной защиты) и имеет связь ProtectionEquipments (Устройства Защиты) с участком ЛЭП.

Эксплуатационные ограничения (ЭО) элементов сети определяются классом OperationalLimitSet (НаборЭксплОграничений). Полюса основного оборудования имеют связь OperationalLimitSet (ЭксплПределы) с ЭО. Связь OperationalLimitSetType (ТипГруппыЭксплПределов) указывает на тип ЭО.

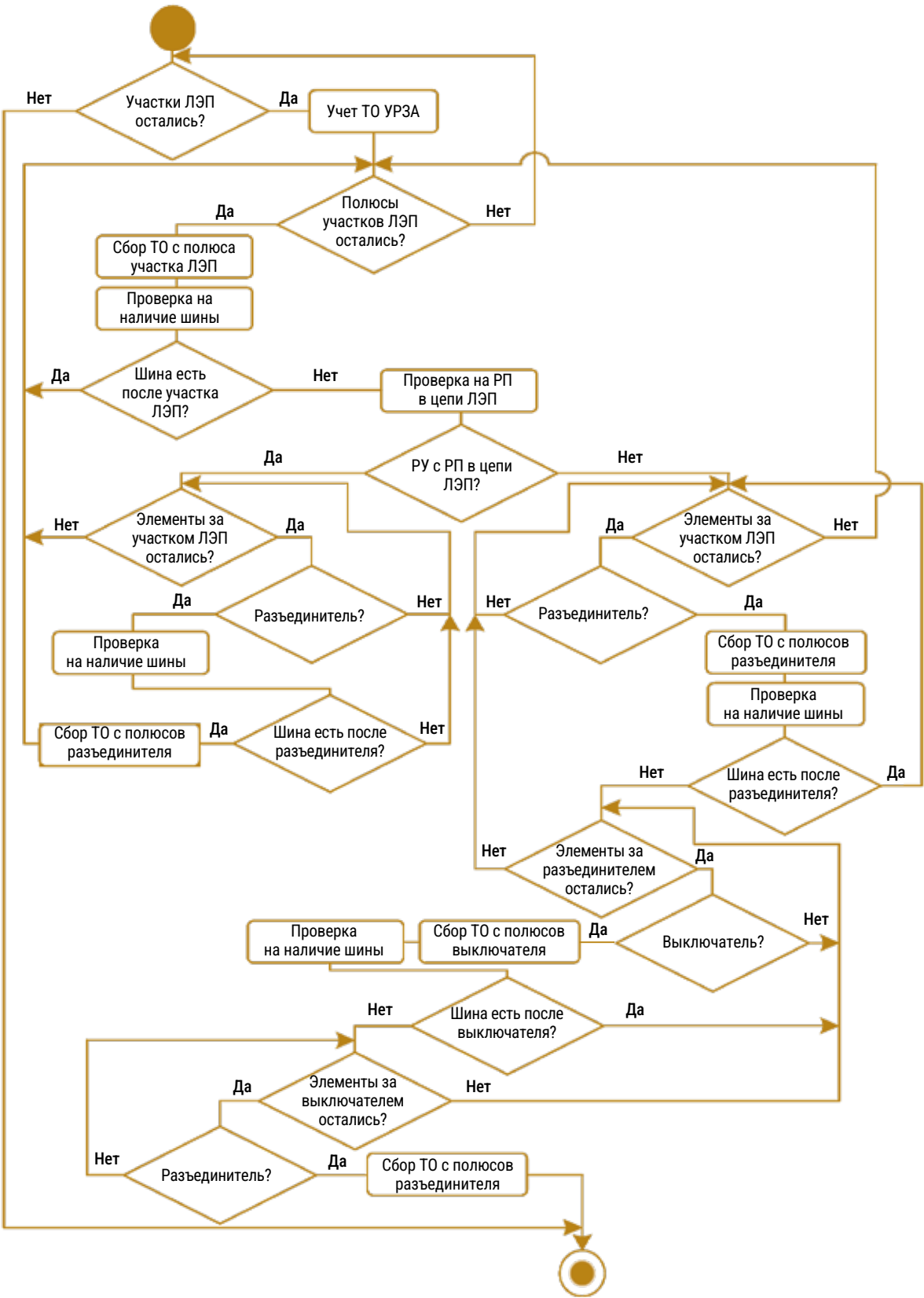


Рис. 3. Алгоритм циклического обхода по объектам ЕИМ для сбора информации о ТО

ЛЭП могут иметь как один участок, так и несколько. Подходы к хранению ТО для ЛЭП с одним участком и с несколькими участками различаются. Если у ЛЭП один участок, то он соединяется с двумя ПС, в связи с чем требуется разделение информации о ТО оборудования на первой и второй ПС. Скрипт проверяет количество участков у ЛЭП: если участок один, то ТО по каждой ПС записываются в отдельную строку (ВЛ 1 в таблице 1). Важно, чтобы в первой строке хранилась информация о ТО оборудования той ПС, которая находится в начале наименования ЛЭП. Скрипт определяет принадлежность оборудования к той или иной ПС и проверяет наличие наименования ПС в наименовании ЛЭП. По результату отнесения ПС к началу или к концу наименования ЛЭП скрипт записывает ТО в соответствующей последовательности. На ЛЭП с несколькими участками каждый участок соединяется не более чем с одной ПС, поэтому для каждого участка записывается только одна строка с ТО по оборудованию (ВЛ 2 в таблице 1).

Выходной файл формата CSV сохраняется по пути, указанному пользователем с помощью диалогового окна.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработан скрипт на языке программирования С#, запускаемый в Редакторе скриптов модели СК-11, для выгрузки данных по ТО ЛЭП и электросетевого оборудования из ЕИМ. Алгоритм средства автоматизации основан на циклическом обходе элементов электрической сети по их связям с сохранением информации об элементах в требуемом виде.

Скрипт позволяет сократить трудовые затраты сотрудников при сопоставлении информации, представленной в Таблице и в ЕИМ. Средство автоматизации может служить основой для автоматического формирования Таблицы установленной формы по данным ЕИМ. Способ формирования Таблицы с помощью скрипта не требует подготовки и поддержания в актуальном состоянии информации о ТО в дополнительных базах данных.

В статье рассмотрены подходы к выгрузке данных по ТО ЛЭП с номинальным напряжением 110 кВ. Для сетей 220 и 500 кВ подходы отличаются в связи с возможным наличием дополнительного разъединителя в цепи ЛЭП. В таком случае циклический обход осуществляется по цепочке элементов «разъединитель — разъединитель — выключатель — разъединитель».

Рисунки к статье предоставлены автором.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Беляев Н.А. Сопровождение и развитие Единой информационной модели ЕЭС России в иерархической структуре диспетчерского управления АО «СО ЕЭС» //

Руководящие материалы по проектированию и эксплуатации электрических сетей. 2021. URL: <https://rum.cis-ees.ru/news/edinaya-informacionnaya-model-ees-rossii-i-eyo-razvitie-tema-otnosheniya-k-razvitiyu-energeticheskoy-sistemy-rossii/> (Дата обращения 25.05.2025).



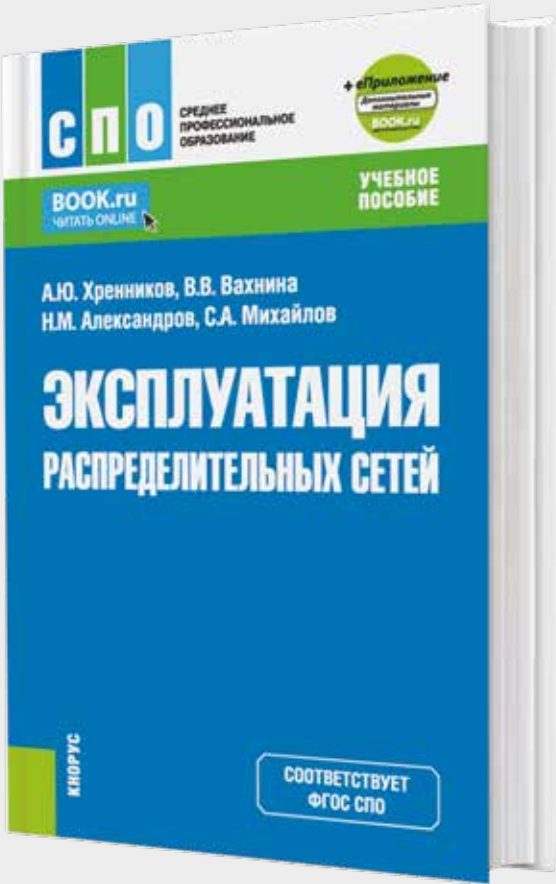
УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

ПАПКОВ Б.В., ОСОКИН В.Л.
М.: ТОНКИЕ НАУКОЕМКИЕ ТЕХНОЛОГИИ, 2023. 440 С.

Поставлены задачи управления электропотреблением в условиях перехода электроэнергетики к интеллектуальным системам с активно-адаптивной сетью в целях обеспечения надежности, безопасности и эффективности систем электроснабжения (СЭС) потребителей. Показаны сложность современных СЭС и необходимость учета системности проблемы анализа и расширения надежности свойств интеллектуальных электрических систем. Приводится формализованное описание современных СЭС, отмечена необходимость расширения понятия «надежность», рассмотрены вопросы кибербезопасности. Определены особенности рационального управления объектами современной СЭС, включая системы распределенной генерации с возобновляемыми источниками энергии и активные элементы потребителей. Особое внимание уделено вопросам экономики надежности СЭС и управления электропотреблением.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ. УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ХРЕННИКОВ А.Ю., ВАХНИНА В.В , АЛЕКСАНДРОВ Н.М., МИХАЙЛОВ С.А.
МОСКВА; КНОРУС, 2026. — 304 С.
ISBN: 978-5-406-15645-2



Учебное пособие раскрывает схемы подстанций, схемы собственных нужд, оперативного тока, электромагнитной блокировки; трансформаторные подстанции и распределительные пункты; ячейки комплектных распределительных устройств (КРУ); испытания, дефекты трансформаторов, выключателей, сборных шин и изоляторов, трансформаторов тока и напряжения; устройство, эксплуатация воздушных линий (ВЛ) 0,4–20 кВ, 35–110 кВ, неисправности и диагностика ВЛ; низковольтное оборудование ТП и РП до 1000 В, его испытания и неисправности. Показано устройство кабелей 0,4–10 кВ, 35–110 кВ, испытания, дефекты, ремонт кабелей; раскатка и прокладка, монтаж муфт, заземление, электробезопасность, защита от перенапряжений. Рассмотрены виды релейной защиты: повреждения в распределительных сетях, защита от коротких замыканий, поиск мест повреждения и замыканий на землю в сетях 6–35 кВ, обнаружение мест повреждения (ОМП) ВЛ, оперативные переключения и переговоры, типовые бланки переключений, автоматизированные рабочие места (АРМ), переключения на подстанциях нового поколения, АРМ зарядных станций электромобилей в условиях мегаполисов, действия диспетчера РЭС в аварийных ситуациях, электрические измерения, испытания и учет электроэнергии. Учебное пособие соответствует ФГОС СПО последнего поколения.

Основано на многолетнем опыте работы в электроэнергетической отрасли. В конце каждой главы имеется список контрольных вопросов и тем для подготовки рефератов и докладов, а также список литературных источников для более глубокого изучения специальности.

Предназначено для специалистов технических служб предприятий электрических и распределительных сетей и электрических станций, для аспирантов, студентов электроэнергетических специальностей.

АНАСТАСИЯ МАЛИМОН

ЛИДЕР КЛУБА «Я — УЧЕНЫЙ» МОЛОДЕЖНОГО СООБЩЕСТВА «ДВИЖЕНИЕ ЗАРЯЖЕННЫХ ЛЮДЕЙ» ГРУППЫ «РОССЕТИ»



Ведущий инженер отдела электрических режимов центра управления сетями АО «Россети Тюмень». Ведущий инженер направления «Научная и инновационная деятельность» молодежного сообщества АО «Россети Тюмень». Лидер клуба «Я — ученый» молодежного сообщества «Движение заряженных людей» Группы «Россети».

Лауреат первой премии Международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа, за проект «Комфортный север: применение современных технологий через развитие инженерной и социальной инфраструктуры в арктическом регионе» (2024 год).

Лауреат премии «Колба» для женщин в науке и технологиях, номинация «Инженерия» (2024 год). Победитель международной премии «Талантливая женщина в современной индустрии», номинация «Лидер будущего» (2025 год).

Победитель национальной премии «Молодой специалист года» (2025 год).

Занесена на Доску почета города Сургута (2025 год).

Стипендиат России. Победитель конкурса на получение стипендии Правительства РФ для студентов, курсантов и слушателей, обучающихся по образовательным программам высшего образования, за достижения в области образования и значительный вклад в науку (2025 год).

— **Какие цели стоят перед молодежным сообществом «Движение заряженных людей» Группы «Россети», какие задачи решает клуб «Я — ученый»?**

Клуб «Я — ученый» — это часть большого молодежного сообщества Группы «Россети». Миссия клуба: разрушить стереотип, что наука — это сложно и скучно. В клубе создано живое пространство для обмена знаниями, развития критического мышления и инженерного творчества, развития как «жестких», так и «мягких» навыков — через лектории, книжный клуб, встречи с действующими учеными и другие активности. Ключевая задача — интеграция с молодежной секцией РНК СИГРЭ. Путь в нее открыт для каждого, кто стремится к развитию в области научно-исследовательской деятельности.

— **Какие основные события ждут клуб «Я — ученый» в 2026 году? На чем сосредоточиться?**

В этом году клуб «Я — ученый» сосредоточится на укреплении внутреннего сообщества. Планируем продолжить традицию организации лекториев с учеными и работу книжного клуба для обсуждения научно-популярной литературы. Важным проектом станет формирование второй части сборника с биографиями и достижениями молодых ученых из числа работников Группы «Россети». Для обмена знаниями клуб будет выпускать дайджест научных открытий.

Кроме того, знаковым событием станет научно-техническая конференция на площадке Молодежного слета технологичных компаний.

— **Какие темы наиболее интересны сообществу молодых ученых?**

Мы фокусируемся на направлениях, определяющих будущее энергетики. Одно из ключевых — цифровизация и ИИ: машинное обучение для прогнозирования отказов кабелей (проект уже внедрен), выявление несанкционированных подключений через интеллектуальные системы учета. Это превращает данные в инструмент управления и повышает надежность сетей.

Особый интерес вызывают технологии будущего: системы накопления энергии, распределенная генерация, зарядная инфраструктура для электротранспорта.

Но мы не замыкаемся на технике: в лектории и книжном клубе обсуждаем фундаментальную науку, междисциплинарность, природоподобные технологии (бионику, биомиметику), астрофизику, психологию и работу мозга. Это помогает бороться с выгоранием и развивать критическое мышление. Ведь современный лидер в энергетике должен сочетать профессионализм с умением работать со сложными системами и неопределенностью.

— **Как проявляется, на ваш взгляд, заинтересованность молодых ученых в работе клуба?**

Интерес высокий, но мы конкурируем за свободное время сотрудников, поэтому используем креативный менеджмент и упаковываем знания в увлекательные и полезные форматы.

Молодые люди хотят быть со-творцами, а не пассивными слушателями. Согласно опросам, более половины сотрудников, еще не занятых наукой, хотели бы ею заниматься, но не знают, с чего начать, или испытывают нехватку времени. Задача клуба — дать «бесшовный»

вход в науку через понятные форматы. Когда идеи находят отклик, люди готовы посвящать этому даже свободное от работы время — ими движет живой интерес и желание самореализации.

— **Что дает молодым специалистам участие в клубе?**

Переход от узкого специалиста к лидеру изменений. Наука учит работать с неопределенностью и нести ответственность за принятые решения. Участие в клубе открывает специалистам широкие возможности для профессионального развития: публикации в журналах «Энергия единой сети» и «РУМ», участие в конференции МС РНК СИГРЭ, премиях «Колба» и «Молодой специалист года». Все это помогает участникам становиться «инженерами будущего» — специалистами, способными мыслить системно и работать на стыке дисциплин. Подтверждением такого пути может служить и мой собственный опыт: поступление в магистратуру НИУ ВШЭ по направлению «Управленческие стратегии».

Фотографии предоставлены Анастасией Малимон.



БОЛЕЕ 50 ЛЕТ ПРЕДАННОСТИ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМУ КОМПЛЕКСУ

В марте 2026 года исполнилось 75 лет со дня рождения к.т.н. Попова Сергея Григорьевича — известного российского специалиста в области автоматизированных систем управления в энергетике.



ПОПОВ СЕРГЕЙ ГРИГОРЬЕВИЧ

В 1974 году Сергей Григорьевич окончил Московский энергетический институт по специальности «Кибернетика электрических систем» и поступил на работу в лабораторию устойчивости энергосистем ВНИИ Электроэнергетики, где до 1992 года прошел путь от инженера до заведующего сектором.

В 1979 году окончил МГУ им. М.В. Ломоносова, факультет вычислительной математики и кибернетики (инженерный поток), получил квалификацию математика.

В 1987 году защитил кандидатскую диссертацию на тему «Повышение эффективности аварийной разгрузки энергосистем при дефицитах активной мощности».

С 1992 по 2004 год работал в Южных сетях — АО «Мосэнерго» в должности начальника службы вычислительной техники и автоматизированных систем (СВТ и АСУ). Знания, полученные во ВНИИЭ, способствовали ускорению внедрения в практику АО «Мосэнерго» телемеханики и устройств РЗА на микропроцессорной базе.

В 2004 году Сергей Григорьевич вернулся во ВНИИЭ, где под его руководством выполнялась разработка НТД для нужд АО «ФСК ЕЭС» в области РЗА, связи и информационных технологий (первые редакции по CIM-моделям для создания единого информационного пространства в технологическом контуре автоматизированного управления энергосистемами). В этот период была создана лаборатория АСУ ТП ПС, в которой было положено начало работам по применению стандарта МЭК 61850; впоследствии на его базе была разработана технология «Цифровая подстанция».

С 2007 года С. Г. Попов перешел на работу в УК «Энергобаланс-Москва» на должность заместителя директора по информационным технологиям. В 2009 году переведен в АО «МОЭСК» на должность начальника управления балансовых расчетов, которое осуществило внедрение распределенной системы «КИС Баланс» по автоматизации учета электроэнергии юридических и физических лиц на территории Московской области, расчета технических и выявления коммерческих потерь (вследствие безучетного и бездоговорного потребления).

С 2011 года Сергей Григорьевич работает на различных должностях в АО «Россети Научно-технический центр»: руководителем подразделения «Опытный полигон "Цифровая подстанция"», заместителем начальника Центра информационно-управляющих систем — начальником отдела разработки технологии «Цифровая подстанция», начальником управления функциональных и сертификационных испытаний вторичного оборудования энергообъектов Центра по испытаниям и сертификации.

Под его руководством разработана Концепция создания технологии «Цифровая подстанция», выполнен ряд НИОКР, по результатам которых создан прототип «Циф-

ровой подстанции» на базе ПС 301, где был проведен ряд испытаний инновационного оборудования, подключенного к моделирующему ПАК реального времени RTDS, и создан испытательный полигон.

По инициативе Сергея Григорьевича Попова проведены две международные конференции по этой тематике (2017, 2019), представлены доклады на сессии СИГРЭ в Париже и в Копенгагене на международной конференции Технического университета Дании, посвященной разработке цифровых моделей энергосистем.

В сотрудничестве с международным испытательным центром «КЕМА» Сергей Григорьевич организовал совместную работу по сертификации вторичного оборудования энергообъектов, разработанного с использованием стандарта МЭК 61850, в результате которой международные сертификаты соответствия стандарту получили десятки отечественных производителей оборудования.

Возглавляемое С. Г. Поповым управление разрабатывало новое вторичное оборудование, применяемое в магистральных и распределительных электрических сетях и соответствующую НТД для повышения эффективности эксплуатации этого оборудования, проводило функциональные и сертификационные испытания продукции отечественных производителей, использующих современную микропроцессорную элементную базу.

В 2025 году АО «Россети Научно-технический центр» было аккредитовано в системе добровольной сертификации АО «СО ЕЭС» (СДС СО ЕЭС) для проведения сертификации устройств релейной защиты на соответствие функциональных требований ГОСТ Р.

При «Россети Научно-технический центр» создан орган по добровольной сертификации (ОДС) в СДС СО ЕЭС, экспертами которого являются сотрудники управления и Центра по испытаниям и сертификации.

Сергей Григорьевич — член Научно-технического совета АО «Россети Научно-технический центр», член редакционной коллегии научно-технического журнала «Энергия единой сети», участник межведомственных комиссий Минэнерго СССР, РАО «ЕЭС России». Автор более 30 публикаций в отраслевых технических изданиях, имеет четыре авторских свидетельства и патента.

Трудовая деятельность ветерана труда Попова С. Г. отмечена почетными грамотами и ведомственными наградами Главтехуправления Минэнерго СССР, Минэнерго РФ, ОАО «РАО ЕЭС», ПАО «ФСК ЕЭС» и др.

Редакционная коллегия научно-технического журнала «Энергия единой сети» поздравляет Сергея Григорьевича с юбилеем! Желаем новых достижений, здоровья и творческого долголетия!

COMPARATIVE TECHNO-ECONOMIC ANALYSIS OF OPEN SWITCHGEAR (AIS) AND GAS-INSULATED SWITCHGEAR (GIS) PERFORMANCE IN THE MOSCOW REGION

The article considers the problem of choosing equipment switchgear under conditions of intensive growth of energy consumption in the Moscow region. The aim of the study is a comparative technical and economic analysis of two main technologies – outdoor switchgear (OS) and gas-insulated switchgear (GIS). The research methodology is based on the calculation of capital and operating costs, net present value (NPV) and payback period. The results show that, despite its compactness, high reliability and low operating costs, GIS is inferior to OS in terms of economic efficiency over the life cycle horizon. This is due to significant costs for the purchase of equipment, as well as for construction, installation and commissioning.

A.V. Selishchev¹, ORCID ID 0009-0003-6498-6059, SelishchevAV@mpei.ru
I.V. Danilin¹, ORCID ID 0009-0003-6498-6059, DanilinIV@mpei.ru
A.V. Smirnova², ORCID ID 0009-0005-5381-3878
S.S. Zhulikov², Cand. Sci. (Tech.), ORCID ID 0009-0006-5969-3720, ZhulikovSS@mpei.ru
M.N. Myznikova², ORCID ID 0000-0002-6397-1475, yarspers@mail.ru

- 1. PJSC «Rosseti Moscow Region», Moscow, Russia
- 2. National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow, Russia

Keywords:
#switchgear; #outdoor switchgear (OS); #gas-insulated switchgear (GIS); #economic analysis; #NPV; #capital costs

RESEARCH ON THE JOINT OPERATION OF A WIND TURBINE AND A SUPERCAPACITOR-BASED ENERGY STORAGE SYSTEM WITHIN A POWER GRID

The aim of this work is to investigate the features of joint operation of a wind turbine (WT) and a supercapacitor-based (SC) energy storage system (ESS) under short-term variations in wind speed and load, as well as to evaluate the effectiveness of the supercapacitor-based ESS in compensating active power imbalance and supporting frequency in a power system. Simulation models of isolated and interconnected power systems (PS) were developed in MATLAB Simulink. These models include a Type IV WT based on a permanent magnet synchronous generator, an SC-based ESS, their control systems, transmission lines, loads, generating equipment, and an equivalent external power system. Experiments involving changes in wind speed and load in the power systems were carried out. The obtained results show that the SC-based ESS can compensate for short-term deviations in the active power of the wind turbine and participate in frequency support in an isolated power system.

R.R. Khisamov¹, ORCID ID 0009-0007-1989-2802, Khisamovrr@mpei.ru
R.V. Bulatov, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, ORCID ID 0000-0002-8334-9026
T.V. Ruzina, ORCID ID 0009-0001-8115-7004
P.A. Balayev ORCID ID 0009-0000-7577-9125

- 1. National Research University «Moscow Power Engineering Institute», Moscow, Russia

Keywords:
#power system; #wind turbine; #energy storage system; #supercapacitors; #power converters; #simulation

OPTIMIZATION OF THE DESIGN OF DUCTED WIND TURBINES IN ORDER TO INCREASE TURBINES EFFICIENCY

The article is devoted to the study of wind turbines with a diffuser concentrator and numerical modeling methods. Modern approaches to calculating the aerodynamic characteristics of a diffuser concentrator are considered to increase the efficiency of a wind turbine and reduce the size of wind turbines in comparison with classical designs. Special attention is paid to building a model family of diffuser wind turbines, creating meshes and setting boundary conditions to improve the accuracy of calculations CFD. The results obtained allow us to draw conclusions about the prospects for the development of ducted wind turbines. This article is of interest to design engineers, researchers and students.

A.A. Lebedev¹, Cand. Sci. (Tech.), Associate Professor, ORCID ID 0000-0001-9474-9001, laa7777@mail.ru
R.A. Lebedev²

- 1. Peter the Great St.Petersburg Polytechnic University, Saint Petersburg, Russia
- 2. MOBU "Murinskaya Secondary school No. 3", Murino, Leningrad Region, Russia

Keywords:
#wind turbines; #ducted wind turbine; #aerodynamics; #diffuser augmented wind turbines

PILOT INDUSTRIAL OPERATION OF PACKET DATA TRANSMISSION SYSTEMS BETWEEN SUBSTATIONS BASED ON THE IEC 61850 R-GOOSE PROTOCOL

The use of modern communication networks for transmitting industrial information within electric power systems is an important step towards the digitalization of the electric power network. This article describes the experience of carrying out R&D work titled "Development of standard solutions and pilot industrial operation of packet data transmission systems for relay protection and automation between substations based on the IEC 61850 protocol (MMS, R-GOOSE)" by the employees of ROSSETI R&D center. As part of the R&D work, studies were conducted on the applicability of the R-GOOSE information transmission protocol for organizing communication between highly automated substations. Currently, the technical solutions of the R&D work are at the stage of pilot operation; this article presents the interim results of the work.

E.L. Kokorin¹, Cand. Sci. (Tech.), ORCID ID 0000-0002-6317-5911, Kokorin_EL@ntc-power.ru
N.V. Fedorov¹, Svistunov_NV@ntc-power.ru
A.S. Shemetov², Shemetov-AS@rosseti.ru, A.S. Ivanov¹, Ivanov_AS@ntc-power.ru
V.S. Chaikin¹, Chaikin_vs@ntc-power.ru

- 1. JSC «Rosseti R&D Center», Moscow, Russia
- 2. «Rosseti», PJSC, Moscow, Russia

Keywords:
#R-GOOSE; #IEC 61850

USE OF SYNCHRONIZED PHASOR MEASUREMENTS TO IDENTIFY LOAD AND GENERATION CHARACTERISTICS IN EMERGENCY CONTROL APPLICATIONS

This paper examines the use of synchronized phasor measurement data to identify the characteristics of load and generation at power system buses in order to improve the effectiveness of emergency control. An approach is proposed for classifying power system buses based on the analysis of voltage, current, active and reactive power, phase angles, frequency-related parameters, rate of change of frequency, and total harmonic distortion. It is shown that the use of PMU-based synchronized measurements makes it possible to refine operating-condition parameters in real time, identify specific load and generation behavior patterns, and formulate more accurate control actions. Prospects for further development of the algorithm are also discussed, including the application of virtual inertia, predictive analytics, and dynamic optimization of the load-shedding amount.

Y.A. Zinkevich¹, Postgraduate Researcher, ORCID ID 0009-0001-2801-5269, yurizinkevich@mail.ru
A.V. Shirokov², M.I. Kushnir³

- 1. Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia
- 2. NSTU, Novosibirsk, Russia
- 3. PJSC RusHydro: Sayano-Shushenskaya Hydro Electric Power Station by P.S. Neporozhnev, Sayanogorsk, Republic of Khakassia, Russia

Domyshhev A.V., Cand. Sci. (Tech.), scientific employee Melentiev Energy Systems Institute of the Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Irkutsk, Russia

Keywords:
#synchronized phasor measurements; #emergency control; #adaptive algorithms; #distributed generation; #renewable energy sources

«DEVELOPMENT OF AN AUTOMATION TOOL FOR GENERATING A TYPICAL TABLE OF PERMISSIBLE CURRENT LOADS FOR POWER LINES AND ELECTRICAL NETWORK EQUIPMENT».

When managing the mode of the electric power system, it is necessary to keep the information about the permissible current loads of power lines and electrical grid equipment up to date. The table with the above-mentioned data is created by the specialists of the Electrical Modes Service based on the information in the Unified Information Model (EIM), where the data comes from the CIM-portal. The article presents the developed algorithms for automating the process of downloading information about the permissible current loads of power lines and electrical grid equipment from the EIM. According to the author, using an automation tool will reduce the labor costs of specialists when comparing the information presented in the Table and in the EIM.

V.V. Kutyavin¹, ORCID ID 0009-0005-0702-1167, kutyavin_v@mail.ru

- 1. Novosibirsk Regional Dispatch Directorate, Novosibirsk, Russia

Keywords:
#automation equipment; #permissible current loads of power lines and electrical grid equipment

ПАМЯТИ ТИМАШОВОЙ ЛАРИСЫ ВЛАДИМИРОВНЫ



11.04.1939 — 09.05.2026

**ЛАРИСА
ВЛАДИМИРОВНА
ТИМАШОВА**

9 мая 2026 года скончалась Лариса Владимировна Тимашова — человек, посвятивший всю свою жизнь электроэнергетике. Сразу после окончания в 1963 году кафедры техники высоких напряжений электроэнергетического факультета Московского энергетического института Лариса Владимировна пришла на работу во Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики (ВНИИЭ), где в 1983 году защитила диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук.

Настоящий профессионал своего дела, она была руководителем более 100 научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, а также разработок национальных и отраслевых стандартов в области электроэнергетики. За время работы во ВНИИЭ, преобразованном в ОАО «НТЦ электроэнергетики», а затем в АО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы», Ларисой Владимировной опубликовано более 150 работ, включая доклады на международных конференциях и симпозиумах.

Ее преданность работе, ответственность и самоотдача были достойным примером для коллег. Лариса Владимировна Тимашова награждена почетными грамотами Минэнерго СССР, РАО «ЕЭС России», ПАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «НТЦ электроэнергетики», а также медалями «Ветеран труда» и «В память 850-летия Москвы». Она была обладателем званий «Заслуженный работник ЕЭС России», «Ветеран энергетики» и «Почетный энергетик».

За заслуги в области энергетики и многолетний добросовестный труд ей в 2013 году присвоено высокое звание «Заслуженный энергетик Российской Федерации».

Мы выражаем искренние соболезнования семье и близким Ларисы Владимировны. Память о ней будет жить в наших сердцах.

Редакционная коллегия научно-технического
журнала «Энергия единой сети».



XVII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ имени Ясникова

ПЛАНИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ СИСТЕМАМИ

Филиал АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири
16-17 сентября 2026 года, Новосибирск

Всероссийская научно-практическая конференция для специалистов энергетических компаний, исследователей и учёных, проводится ежегодно с 2009 года

Направления:

- Управление электроэнергетическими режимами
- Релейная защита и автоматика
- Перспективные направления развития электроэнергетики
- Информационные технологии в электроэнергетике

Информационный партнёр
— научно-технический журнал «Энергия единой сети»



Подробнее о мероприятии: www.so-ups.ru/confsib

Тел.: (383)2024770

e-mail: confsib@osib.so-ups.ru





Российская
Энергетическая
Неделя 2026

РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЦВЗ «Манеж»

ВЫСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ТЭК

Гостиный двор



МОСКВА, РОССИЯ



14-16 ОКТЯБРЯ 2026 г.



Подробнее на сайте

Реклама

6+