

ЭНЕРГИЯ ЕДИННОЙ СЕТИ

№ 1 (80) МАРТ 2026 г. | 12 +

ISSN 2306-8345

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Стр. 12

Системы оперативного
постоянного тока
подстанций с литий-ионными
аккумуляторными батареями

Стр. 44

Влияние характеристик
резистора в нейтрали
электрической сети 20 кВ
мегаполиса на параметры
срабатывания устройств РЗА

Стр. 50

Возможности использования
гексагональных
фазоповоротных
трансформаторов
в питающей сети
Белорусской энергосистемы



ПЕРВЫЙ ЭЛЕКТРОСЕТЕВОЙ



@ROSSETI_OFFICIAL

Подписывайтесь через
приложение MAX
или QR-код



реклама

Дорогие читатели, авторы, коллеги!

Первый номер журнала 2026 г. выходит в период приема заявок в программу НИОКР ПАО «Россети» на 2027–2029 годы. Главными направлениями научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ на этот период станут: информационная безопасность, применение технологий искусственного интеллекта, развитие «умного» учета энергии, технологии импортозамещения, вопросы развития СНЭ и их интеграции в электрические сети, вопросы экологической и технологической безопасности, решения в области локализации высокотехнологичных производств.

Прием предложений продлится до 30 апреля 2026 г. через личный кабинет в системе «Управление НИОКР».

В статьях блока научных публикаций номера рассматривается ряд проблем, связанных с исследованиями надежности работы больших систем энергетики:

- возможности, преимущества и перспективы применения литий-ионных аккумуляторных батарей в составе систем оперативного постоянного тока на подстанциях электросетевого комплекса;
- эффективность применения асимметричных и гексагональных фазоповоротных трансформаторов в питающей сети Белорусской энергосистемы, связанной с ЕЭС России, для преодоления ограничений пропускной способности сети;
- влияние характеристик резистора в нейтрали электрической сети мегаполиса 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали на параметры срабатывания устройств релейной защиты и автоматики;
- другие актуальные вопросы.

Уважаемые авторы, коллеги! Этот номер стал 80-м выпуском рецензируемого научно-технического журнала «Энергия единой сети». Благодарим вас за выбор нашего издания для публикации научных идей, исследований, разработок и за многолетнее высокопрофессиональное сотрудничество.

Ждем ваших новых публикаций!

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:	Редакционная коллегия:
МУРОВ А.Е.	АНТОНОВ А.В.
МОЛЬСКИЙ А.В.	АСТАШЕВ М.Г. → д. т. н.
ХАРИТОНОВ В.В.	БЕЛОТЕЛОВ А.К. → к. т. н.
ЕПИФАНОВ А.М.	ВАХНИНА В.В. → д. т. н.
Главный редактор:	ВАРИВодОВ В.Н. → д. т. н.
ШЕРЕМЕТ С.Н.	ВИНИЦКИЙ Ю.Д. → д. т. н.
Научный редактор:	ДЕМЕНТЬЕВ Ю.А.
ХРЕННИКОВ А.Ю. → д. т. н.	КУЛИКОВ А.Л. → д. т. н.
Корректурa	ЛАЗАРЕВ Г.Б. → к. т. н.
ИЗЮМОВА Е.Н.	ЛАЧУГИН В.Ф. → д. т. н.
Выпускающий редактор:	ЛЬВОВ М.Ю. → д. т. н.
ДЕНИСОВА Е.В.	МАКОКЛЮЕВ Б.И. → д. т. н.
	МОРЖИН Ю.И. → д. т. н.
	МУРАЧЕВ 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@fsk-ees.ru	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	Размещение рекламы: тел.: +7 (495) 727-19-09, доб. 1304 editor@ntc-power.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	Сайт журнала: www.энергия-единой-сети.рф	Рисунки и фото к статьям предоставлены авторами. В журнале также использованы фото ©: фотобанк ПАО «Россети», фотобанк Росконгесс https://photo.roscongress.org, www.government.ru, www.cigre.org, ООО НПП «Микропроцессорные технологии», ООО НПП «ОВИСТ», НГТУ им. Р.Е. Алексеева, Архив ГК «КЭПС», НГТУ, www.vniitf.ru, ФГУП «НАМИ», АО «СО ЕЭС», ВЭИ — Филиал РФЯЦ ВНИИТФ им. академ. Е.И. Забабахина, Филиал ПАО «Россети» — МЭС Центра, АО «НТЦ ЕЭС», ФГБУН «Институт космических исследований РАН», АО «Россети Научно- инжиниринговый центр», АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания», ЮУРГАУ, Брединский РЭС ПО «МЭС» Филиал ПАО «Россети Урал» — «Челябэнерго», НИУ «МЭИ», ВУНЦ СВ «ОВА ВС РФ», А.А. Колесников, Кирилл Прохоров, Кирилл Казачков, Вячеслав Викторов, Антон Антонов, фотобанк www.vniitf.ru, фотобанк https://ru.freepik.com/
Редакция: editor@ntc-power.ru, info@ntc-power.ru	Отпечатано в ООО «КОНСТАНТА-принт» Юридический и почтовый адрес: 308519, Белгородская область, пос. Северный, ул. Березовая, д. 1/12	Мнение редакции может не совпадать с мнением автора статьи
Журнал включен в Перечень рецензируемых научных изданий Высшей аттестационной комиссии при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации, включен в РИНЦ ISSN: 2306-8345	Распространение: подписка (подписной индекс Е70526), адресная рассылка, бесплатная цена	СС BY 4.0
Журнал внесен в «Белый список» Единого государственного перечня научных изданий (ЕГПНИ)	Подписка: ООО «Агентство «Книга-Сервис» тел.: +7 (495) 680-94-92	

НОВОСТИ РНК СИГРЭ

4

НОВОСТИ ОТРАСЛИ

6

АКТИВНО-АДАПТИВНЫЕ СЕТИ, СНЭЭ И КОМПОНЕНТЫ

12

- Системы оперативного постоянного тока подстанций с литий-ионными аккумуляторными батареями

ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И КОМПЛЕКСЫ

20

- Регистрация электромагнитных процессов в широкой полосе частот при однофазном замыкании в электрической сети 6–35 кВ

ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

34

- Симметричные составляющие токов и напряжений нагрузочных и аварийных режимов работы радиальной электрической сети 0,4 кВ
- Влияние характеристик резистора в нейтрали электрической сети 20 кВ мегаполиса на параметры срабатывания устройств РЗА

ТРАНСФОРМАТОРЫ

50

- Возможности использования гексагональных фазоповоротных трансформаторов в питающей сети Белорусской энергосистемы

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

56

- Применение комплексов программ КАСКАД-НТ и РТ РЕТРЕН для восстановления доаварийных режимов электрической сети

МЕРОПРИЯТИЯ

66

- СИМ в России и мире — 2026

ДАЙДЖЕСТ

70

- Аннотации статей на английском языке





@Фотобанк РНК СИГРЭ

**ПОДВЕДЕНЫ ИТОГИ РАБОТЫ
РОССИЙСКОГО НАЦИОНАЛЬНОГО
КОМИТЕТА СИГРЭ В 2025 ГОДУ**

В Москве состоялась ежегодная встреча научно-технических партнеров Российского национального комитета (РНК) СИГРЭ, которую провел его председатель, первый заместитель генерального директора ПАО «Россети» Андрей Муров. Участники обсудили итоги деятельности организации в 2025 г. и планы по ее развитию.

«Российский национальный комитет активно вовлечен в глобальную повестку СИГРЭ. Внедрение новых методик работы, участие в создании и совершенствовании международных отраслевых стандартов, развитие компетенций специалистов, расширение направлений деятельности и продвижение продукции отечественных производителей за рубежом — ключевые направления работы членов РНК», — отметил Андрей Муров.

В настоящее время комитет приступил к подготовке к главному событию 2026 года — 51-й Сессии СИГРЭ. Осенью в рамках Российской энергетической недели под эгидой РНК состоялась конференция, где были представлены исследования молодых ученых и определены кандидаты для участия от России в ключевом мероприятии крупнейшей международной научно-технической ассоциации в электроэнергетике.



@Фотобанк РНК СИГРЭ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ КОМИТЕТ D1 РНК СИГРЭ ПРИНЯЛ УЧАСТИЕ В РАБОТЕ МФЭС-2025

Представители НИК D1 РНК СИГРЭ на выставочной площадке Международного форума «Электрические сети — 2025» в составе группы «Изолятор» представили развернутую экспозицию продукции и приняли активное участие в деловой программе.

В частности, модератором дискуссии «Технологический суверенитет: наука, производство, внедрение» выступил глава группы «Изолятор», член НИК D1, д. т. н., Александр Славинский, открывший встречу погружением в исторические и стратегические предпосылки, которые сделали технологический суверенитет ключевой задачей для России.

Он также выступил спикером панельной дискуссии «Отраслевой заказ. Управление спросом на инновации», которая была посвящена рассмотрению предложений по модернизации механизма отраслевого заказа: развитию нормативной базы, повышению открытости процедуры и ответственности участников, а также оптимизации управления отраслевым спросом для повышения гибкости энергетической системы.



ИТОГИ КРУГЛОГО СТОЛА НИК D2 РНК СИГРЭ НА МФЭС-2025

Круглый стол Национального исследовательского комитета D2 РНК СИГРЭ «Информационные системы и телекоммуникации в электроэнергетике. Проблемы, решения, векторы и драйверы развития» состоялся в декабре 2025 г. на площадке Международного форума «Электрические сети». Мероприятие объединило представителей отрасли и исследовательского сообщества, а также разработчиков цифровых решений, продемонстрировав растущую роль информационных технологий, киберустойчивости и интеллектуальных систем в развитии электроэнергетики.

Модератор круглого стола Федор Непша, к. т. н., ученый секретарь НИК D2 РНК СИГРЭ, открыл заседание обзором ключевых направлений деятельности международного и национального исследовательских комитетов D2 и обозначил ключевые технологические направления, которые сегодня формируют повестку СИГРЭ и контекст предстоящей 51-й Сессии.

Подводя итоги, он отметил высокую практическую значимость представленных докладов и подчеркнул, что развитие цифровых технологий в энергетике требует дальнейшего взаимодействия электроэнергетических компаний и научно-исследовательских организаций.



@Фотобанк РНК СИГРЭ

ЦИФРОВЫЕ МЕЖДУНАРОДНЫЕ ОТНОШЕНИЯ 2025: ЧЕЛОВЕК В ФОКУСЕ ЦИФРОВОГО РАЗВИТИЯ

В рамках пленарного заседания на IV Международной научно-практической конференции с докладом на тему «Роль ИИ в электроэнергетике в странах БРИКС» выступила представитель от России в НИК В3 СИГРЭ, к. э. н., Юлия Жилкина.

Конференция объединила более 4000 участников и стала ключевой площадкой для стратегического диалога о будущем цифрового мира в разных отраслях экономики, включая энергетику.

За время проведения конференции:

- выступили более 200 ведущих спикеров: представители органов власти, вузов, научных центров и высокотехнологичного бизнеса, иностранные эксперты и послы;
- представители более чем 40 стран приняли активное участие в дискуссиях и фиджитал-турнире по шахматам в рамках заседания Дипломатического клуба;
- проведены мероприятия в более чем 15 форматах: панельные дискуссии, круглые столы, лекции, презентации проектов.



@Фотобанк РНК СИГРЭ

↓ Открыта регистрация на 51-ю Сессию СИГРЭ

ОТКРЫТА РЕГИСТРАЦИЯ НА 51-Ю СЕССИЮ СИГРЭ

На сайте РНК СИГРЭ доступен раздел с информацией о 51-й Сессии СИГРЭ, которая пройдет с 23 по 28 августа 2026 г. в Париже (Франция).

Регистрация делегатов и оплата участия в научной программе производится через Национальные комитеты СИГРЭ (для граждан России — через РНК СИГРЭ).

При регистрации в качестве делегата предоставляется:

- предварительный онлайн-доступ к материалам Сессии (краткий обзор и тексты докладов);
- доступ к церемонии открытия;
- участие в открытии научной части программы;
- доступ ко всем 16 групповым и постер-сессиям международных исследовательских комитетов;
- участие в тематических и обучающих семинарах;
- доступ на техническую выставку СИГРЭ;
- доступ к ежедневным сводкам мероприятий исследовательских комитетов по направлениям;
- доступ к прямым трансляциям и видеозаписям мероприятий;
- участие в званом вечере СИГРЭ.

По вопросам регистрации и участия в 51-й Сессии обращаться на адрес электронной почты исполнительного дирекции РНК СИГРЭ cigre@cigre.ru с темой сообщения «Регистрация 51-я Сессия СИГРЭ».

ТЕХНИЧЕСКИЙ КОМИТЕТ РНК СИГРЭ ИНФОРМИРУЕТ О СОЗДАНИИ

B1 — новой рабочей группы (WG): WG B1.102 Specific tests and characteristics of cable systems with conductor cross sections larger than 2500mm².

B1 — новой рабочей группы (WG): WG B1.94 Impact of the energy transition, including increased switching and load changes, on the reliability of AC cable systems.

B1 — новой рабочей группы (WG): WG B1.107 Cable accessory failure hazard mitigation.

B1 — новой рабочей группы (WG): WG B1.105 Enhancing Thermal Monitoring, Dynamic Rating and Digital Integration by use of Fibre Optic Elements in Power Cable Systems.

B2 — новой рабочей группы (WG): WG B2.97 Galloping effect on overhead line (OHL) components and mitigations.

B5 — новой рабочей группы (WG): WG B5.90 Guidelines for commissioning and testing of fully digital PACS.

B5 — новой рабочей группы (WG): WG B5.91 Monitoring and Diagnostic of PACS in Digital Substation.

A3/B3/D2 — новой совместной рабочей группы (JWG): JWG A3/B3/D2/IEEE_PES.54 Global database for circuit breaker testing data.

B4/C4 — новой совместной рабочей группы (JWG): JWG B4/C4.100 Guide for Electromagnetic Transient Studies of VSC-HVDC connected offshore or onshore islanded wind farms.



↓ «Россети» реконструировали подстанцию для развития северной части Санкт-Петербурга

«РОССЕТИ» РЕКОНСТРУИРОВАЛИ ПОДСТАНЦИЮ ДЛЯ РАЗВИТИЯ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

Губернатор Санкт-Петербурга Александр Беглов и глава Группы «Россети» Андрей Рюмин после масштабной реконструкции ввели подстанцию 220 кВ «Парголово».

Как отметил Александр Беглов, это суперсовременная автоматизированная подстанция с цифровыми системами для дистанционного управления. Автоматизирован алгоритм ввода резерва собственных нужд, существенно повышающий надежность установки. Больше 80 % оборудования — отечественного производства. Оно размещено в закрытых помещениях для защиты от внешнего воздействия и снижения уровня шума. Мощность оборудования увеличена почти втрое и составляет 153 МВА.

«Санкт-Петербург меняется: строятся современные и комфортные жилые кварталы, модернизируется инфраструктура, создаются наукоемкие предприятия. И сетевой комплекс развивается вместе с городом. Подстанция «Парголово» — магистральный объект, ее реконструкция влияет на устойчивость всей энергосистемы. Проект также позволит обеспечить мощностью новостройки в микрорайонах Парголово и Шувалово, повысить надежность электроснабжения крупнейшего в регионе логистического парка «Осиновая роща», — отметил Андрей Рюмин.

МАСШТАБНЫЙ ПРОЕКТ ДЛЯ РАЗВИТИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО КЛАСТЕРА В ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

«Россети» завершили инфраструктурный проект, направленный на развитие промышленности и логистического комплекса Ленинградской области. Энергетики реконструировали системообразующий питающий центр Кингисеппского района, ввели в работу порядка 70 км ЛЭП, включая новый транзит 330 кВ до портовой зоны в Усть-Луге.

На подстанции мощностью 450 МВА было расширено открытое распределительное устройство 330 кВ, к которому подключили построенную ЛЭП. Использовалось отечественное оборудование с высокими эксплуатационными характеристиками. Более 200 км приходится на компактированный провод нового поколения, который позволяет передавать больший ток и снижать потери электроэнергии из-за коронного разряда.

Реализация проекта дала дополнительный стимул развитию Кингисеппского района. Будут обеспечены необходимой мощностью строящиеся промышленные гиганты — например, новый завод по производству газохимических продуктов с резервуарами для их хранения и отгрузки в страны Юго-Восточной Азии, Индию, Вьетнам, Бразилию.



«РОССЕТИ» И ТУРЕЦКАЯ КОРПОРАЦИЯ TEİAŞ ОБСУДИЛИ НАПРАВЛЕНИЯ СОТРУДНИЧЕСТВА

Делегация турецкой корпорации TEİAŞ посетила энергообъект Группы «Россети» в Москве — подземную подстанцию 220 кВ, которая обеспечивает электроснабжение инновационного центра «Сколково». В рамках визита состоялась рабочая встреча заместителя генерального директора по инвестициям и капитальному строительству ПАО «Россети» Алексея Мольского с заместителем генерального директора TEİAŞ Денизом Кошкуну.

Алексей Мольский рассказал о ключевых компетенциях Группы «Россети», приоритетных инвестиционных проектах и инновационных разработках, реализуемых в электросетевом комплексе России. В свою очередь, Дениз Кошкун представил информацию о деятельности TEİAŞ, включая опыт интеграции объектов ВИЭ в энергосистему Турции. Достигнута договоренность о проработке возможностей двустороннего сотрудничества.

Türkiye Elektrik İletim A. Ş. (TEİAŞ) — государственная компания, отвечающая за передачу электроэнергии, строительство энергообъектов и развитие электросетевой инфраструктуры Турции с применением передовых технологий.



↓ Встреча Андрея Рюмина с губернатором Ямало-Ненецкого автономного округа Дмитрием Артюховым

АНДРЕЙ РЮМИН ПРОВЕЛ РЯД ВСТРЕЧ С ГЛАВАМИ РЕГИОНОВ

Генеральный директор ПАО «Россети» провел рабочие встречи с главами ряда регионов. Обсуждены вопросы прохождения зимнего сезона и планируемые инвестиции компании в развитие территорий.

В 2026 г. «Россети» планируют поставить под напряжение новый транзит 220 кВ «Шушенская-опорная — Туран», который укрепит энергетические связи Тувы и Хакасии. Будет построена магистральная ЛЭП для электроснабжения Ак-Сугского месторождения, которое входит в пятерку крупнейших в России по запасам меди.

Более 4,7 млрд рублей энергетики направят на развитие электросетевой инфраструктуры Ямало-Ненецкого автономного округа в 2026 году. Многие крупные проекты Группы «Россети» связаны с электроснабжением производственных кластеров и повышением надежности передачи в регион мощности крупнейшей генерации Западной Сибири, включающей Уренгойскую и Сургутскую ГРЭС.

С губернатором Вологодской области Андрей Рюмин обсудил решение ключевых инфраструктурных задач и подготовку Вологды, Череповца и Великого Устюга к юбилеям, которые состоятся в 2027 году.

«РОССЕТИ» СТАЛИ ЛУЧШИМ РАБОТОДАТЕЛЕМ РОССИИ СРЕДИ КОМПАНИЙ ТЭК

HeadHunter представил результаты ежегодного исследования лучших работодателей страны. По итогам 2025 г. «Россети» заняли первое место в категории «Энергетика и добыча сырья» среди крупнейших организаций и укрепили позиции в общем рейтинге компаний. Всего оценивалось около 1,8 тыс. организаций, в том числе 169 с численностью персонала более 5 тыс. человек.

«Кадровая политика — наш безусловный приоритет. Создание привлекательных условий для кандидатов, социальная защита персонала, охрана труда и предоставление возможностей для самореализации — это особенно актуальные задачи. Мы уделяем большое внимание их решению — от этого напрямую зависит надежность сетевой инфраструктуры, обеспечивающей электроэнергией население и субъекты экономики, а также строительство новых энергообъектов и внедрение современных технологий. Полученная оценка подтверждает эффективность проводимой работы, которая, безусловно, будет продолжена», — прокомментировал заместитель генерального директора — руководитель аппарата ПАО «Россети» Владимир Харитонов.



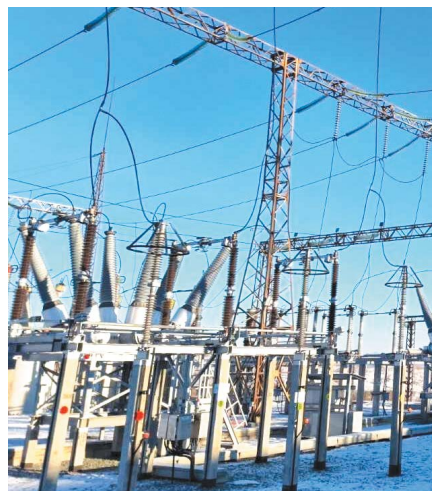
«РОССЕТИ» ОБСУДИЛИ УНИФИКАЦИЮ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБМЕНА НА КОНФЕРЕНЦИИ CIM

Специалисты Группы «Россети» приняли участие в Международной научно-технической конференции «CIM в России и мире», организованной Системным оператором при поддержке Минэнерго России. Обсуждалась унификация информационного обмена в электроэнергетике.

На открытии мероприятия выступил заместитель министра энергетики РФ Эдуард Шереметцев. В рамках конференции были представлены доклады представителей ПАО «Россети», филиалов и дочерних обществ, посвященные автоматизации оперативно-технологического управления в электросетевом комплексе, развитию искусственного интеллекта и другим актуальным темам.

«Россети» реализуют масштабный проект по переводу информационного взаимодействия с субъектами энергетики и внутренних процессов на использование общей цифровой модели. Для доработки платформы под современные требования компании совместно с производителем создается Центр компетенций.

Кроме того, участники конференции обсудили изменения в законодательстве об электроэнергетике в части информационных моделей и автоматизированного обмена.



НА ЗАПАДЕ ТУВЫ МОДЕРНИЗИРОВАН КРУПНЫЙ ПИТАЮЩИЙ ЦЕНТР

Завершилась реконструкция подстанции 220 кВ «Ак-Довурак», которая обеспечивает электроснабжение одноименного города республиканского значения на западе Тувы и близлежащих районов с общим населением более 30 тыс. человек. Проект реализовали специалисты филиала ПАО «Россети» — МЭС Сибири.

Взамен устаревших отделителей и короткозамыкателей энергетики смонтировали два высоконадежных элегазовых выключателя 220 кВ. Современные коммутационные аппараты отечественного производства характеризуются длительным сроком службы, пожаро- и взрывобезопасностью. Благодаря встроенным трансформаторам тока они более компактны. Также при модернизации была обновлена релейная защита и автоматика, установлены новые разъединители.

«Россети» продолжают реализацию проектов, направленных на развитие энергетического комплекса региона. В 2025 г. компания ввела после реконструкции три подстанции Тувинского энергокольца. Обновленные объекты обеспечили условия для развития центральных и восточных районов республики, передачи дополнительной мощности от Саяно-Шушенской ГЭС.



«РОССЕТИ» ПОВЫСИЛИ НАДЕЖНОСТЬ КЛЮЧЕВОЙ ПОДСТАНЦИИ НИЖНЕГО ТАГИЛА

В Свердловской области завершилась реконструкция подстанции сверхвысокого напряжения 500 кВ, которая является ключевым элементом схемы электроснабжения Нижнего Тагила. Это крупнейший промышленный центр Урала, где сосредоточены металлургические, химические и машиностроительные производства. Проект позволил повысить надежность энергообъекта.

Специалисты филиала ПАО «Россети» — МЭС Урала установили на открытом распределительном устройстве 500 кВ новое коммутационное оборудование: восемь выносных элегазовых выключателей. Такие устройства позволяют без полного обесточивания подстанции отключать определенный участок сети для проведения планового ремонта. В случае короткого замыкания они прерывают ток, предотвращая выход из строя линий электропередачи и подстанционного оборудования.

Модернизация проводилась без ограничения электроснабжения потребителей. Использовались выключатели 500 кВ, выпущенные в столице региона — Екатеринбурге. Новое оборудование проще в эксплуатации, характеризуется длительным сроком службы, а также пожаро- и взрывобезопасностью.



«РОССЕТИ» МОДЕРНИЗИРУЮТ ЭНЕРГООБЪЕКТ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЙ ЭНЕРГИЕЙ УГОЛЬНЫЕ ПРОИЗВОДСТВА НА ЗАПАДЕ КУЗБАССА

На подстанции 220 кВ «Краснополянская» внедряют современные цифровые защиты российского производства. Стоимость работ составит более 560 млн рублей. Энергообъект обеспечивает электроснабжение 90 тыс. жителей города Ленинска-Кузнецкого и пяти крупных угольных шахт.

Вместо устаревших устройств релейной защиты и автоматики специалисты филиала ПАО «Россети» — МЭС Сибири установят 59 микропроцессорных шкафов релейной защиты и противоаварийной автоматики. В числе их преимуществ — высокая точность, многофункциональность и встроенная система самодиагностики.

Цифровые комплексы обеспечат защиту от повреждений двух автотрансформаторов суммарной мощностью 250 МВА и 14 линий 110–220 кВ, в том числе двух транзитов, участвующих в выдаче мощности Беловской ГРЭС на север Кемеровской области.

Угольная промышленность играет ключевую роль в экономике Кузбасса. Для обеспечения надежного электроснабжения производств «Россети» развивают и модернизируют сетевую инфраструктуру. Так, ранее энергетики реконструировали подстанцию, питающую шахты на севере Кемеровской области.



«РОССЕТИ» И НИУ «МЭИ» ОБСУДИЛИ СОВМЕСТНУЮ РАБОТУ В ИННОВАЦИОННОЙ СФЕРЕ

«Россети» и НИУ «МЭИ» провели круглый стол, на котором обсудили реализацию совместных проектов и расширение сотрудничества по перспективным направлениям технологического развития, включая проработку решений для сетевого комплекса с использованием технологий искусственного интеллекта, роботизации и VR.

Взаимодействие сторон строится в рамках подписанного в 2023 г. генерального соглашения, которое предусматривает широкий перечень направлений работы, в том числе в части научной деятельности.

В настоящее время реализуется восемь совместных проектов, направленных на разработку решений в области повышения безопасности кабельных линий электропередачи, создания интерактивных инструкций по обслуживанию и ремонту оборудования, формирования алгоритмов анализа надежности электросетевых объектов. Разрабатываются и другие технические решения для повышения наблюдаемости и управляемости объектов электросетевого комплекса.

Участники обсудили наращивание сотрудничества НИУ «МЭИ» с центрами компетенций Группы — «Россети Научно-технический центр», Интеллектуальной лабораторией цифровых сетей и компанией «Россети Цифра».



«РОССЕТИ» РЕКОНСТРУИРОВАЛИ КЛЮЧЕВОЙ ЦЕНТР ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РЯЗАНСКОЙ ОБЛАСТИ

На подстанции 220 кВ, питающей восток Рязанской области, внедрили современное коммутационное оборудование и цифровые защиты. Энергообъект участвует в выдаче мощности двух крупных электростанций — Рязанской ГРЭС и Сасовской газотурбинной ТЭЦ. Проект стоимостью более 240 млн рублей повысил надежность электроснабжения региона, а также укрепил энергетические связи с Мордовией и Нижегородской областью.

Работы выполнили специалисты филиала ПАО «Россети» — МЭС Центра. Они смонтировали на подстанции девять элегазовых выключателей 110 кВ и одиннадцать микропроцессорных комплектов релейной защиты. Новое оборудование произведено в России. Модернизация проходила в условиях действующего объекта.

«Россети» реализуют еще один крупный проект в Рязанской области — модернизацию подстанции сверхвысокого напряжения 500 кВ, которая играет важную роль в перетоках мощности с Московской энергосистемой. Проект предусматривает оптимизацию схемы энергообъекта, что позволит увеличить пропускную способность системообразующей сети.



«РОССЕТИ» РАСШИРИЛИ КРУПНЕЙШИЙ ПИТАЮЩИЙ ЦЕНТР ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

На подстанции 500 кВ «Амурская» завершился монтаж оборудования открытого распределительного устройства (ОРУ) 110 кВ. Проект позволит увеличить на 37 МВт мощность, выдаваемую из Единой национальной электрической сети для развития города Свободного и Свободненского района. Здесь формируются один из самых масштабных в стране центров газопереработки и строятся новые микрорайоны для работников предприятий.

«Амурская» — первый объект класса напряжения 500 кВ и ключевой питающий центр Дальнего Востока. По линиям 500 кВ и 220 кВ она получает энергию Зейской и Бурейской ГЭС, в числе ее потребителей находятся промышленные предприятия, космодром Восточный, трубопроводы «Восточная Сибирь — Тихий океан» и «Сила Сибири», тяговые подстанции Транссиба.

Ранее на объекте уже действовали два распределительных устройства — 500 кВ и 220 кВ. К новому ОРУ подключены линии электропередачи 110 кВ. Оно оснащено высоконадежными элегазовыми выключателями, современными трансформаторами тока и напряжения. Все оборудование произведено в России.

ДЕСЯТИЛЕТИЯ НА БЛАГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ



25 февраля 2026 г. исполнилось 65 лет доктору технических наук, профессору Александру Леонидовичу Куликову.

В 1982 г. Александр Леонидович окончил Горьковское высшее зенитное ракетное командное училище ПВО, а в 1992 г. — Военную инженерную радиотехническую академию ПВО им. Маршала Советского Союза Л.А. Говорова. Там же спустя год защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук по специальности 05.12.04 — «Радиолокация и радионавигация».

В 1998 г. защитил диссертацию на тему «Управление экономической надежностью хозяйственных систем» в Волго-Вятской академии государственной службы по специальности 08.00.05 — «Экономика и управление народным хозяйством» с присвоением ученой степени канд. экон. наук.

В 2007 г. защитил диссертацию на соискание ученой степени доктора технических наук на тему «Дистанционное определение мест повреждений высоковольтных линий электропередачи средствами цифровой обработки сигналов» в ИГЭУ им. В.И. Ленина по специальности 05.14.02 — «Электрические станции и электроэнергетические системы».

В 1998–2005 гг. работал в ОАО «Нижновэнерго» заместителем главного инженера, а затем директором филиала «Магистральные сети». С 2004 по 2014 г. — директором филиала

«Нижегородское предприятие магистральных электрических сетей» ПАО «ФСК ЕЭС». С 2009 г. по настоящее время — профессор кафедры «Электроэнергетика, электроснабжение и силовая электроника» в НГТУ им. Р.Е. Алексеева.

В 2020 г. Александру Леонидовичу присвоено ученое звание профессора. В настоящее время он является членом диссертационных советов НГТУ им. Р.Е. Алексеева, АО «Россети Научно-технический центр», а также членом постоянно действующего Программного комитета Международного научного семинара «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики им. Академика Ю.Н. Руденко» СО РАН.

Куликов входит в состав редколлегий научно-технических изданий «Энергия единой сети», «Энергетик», «Релейная защита и автоматизация», «Вестник Чувашского государственного университета», «Релейщик» и «Интеллектуальная электротехника».

Имеет свыше 500 научных публикаций, в том числе 380 по научной специальности 05.14.02 — «Электрические станции и электроэнергетические системы», из них 192 — в журналах, рекомендованных ВАК, более 100 — в изданиях, индексируемых в международных базах научного цитирования Scopus и Web of Science. В число публикаций также входят более 110 патентов на изобретения и полезные модели, выполненные как единолично, так и в соавторстве.

Награжден почетным дипломом губернатора Нижегородской области, является победителем и лауреатом конкурсов объектов интеллектуальной собственности в Женеве и Нижнем Новгороде, награжден серебряной и золотой медалью им. И.П. Кулибина. Является обладателем правительственных и отраслевых наград: юбилейной медали «70 лет Вооруженных Сил СССР», медали «За безупречную службу», нагрудного знака «Изобретатель СССР», почетных грамот Министерства образования и науки РФ, Министерства энергетики РФ, ПАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Нижновэнерго» и др.

В 2020 г. А.Л. Куликов вместе с группой ученых удостоен премии Правительства РФ в области науки и техники.

В 2022 г. награжден медалью «За заслуги в электротехнике», а в феврале 2026 г. — медалью «За вклад в развитие электротехники».

В 2024 г. — признан лауреатом общенациональной премии «Профессор года». Является действительным членом Академии электротехнических наук РФ.

Указом Президента РФ № 728 от 15 октября 2025 г. Александру Леонидовичу Куликову за «многолетнюю плодотворную изобретательскую деятельность» присвоено почетное звание «Заслуженный изобретатель Российской Федерации».

Коллектив редакционной коллегии журнала «Энергия единой сети» сердечно поздравляет Александра Леонидовича Куликова с юбилеем и желает ему здоровья, активного долголетия, новых творческих успехов и научных побед!

ЧЕЛОВЕКО-МАШИННЫЙ ИНТЕРФЕЙС РАБИНОВИЧА. МАРКУ АРКАДЬЕВИЧУ — 85



В феврале 2026 г. исполнилось 85 лет главному научному сотруднику Департамента НТС и НТИ АО «Россети Научно-технический центр», доктору технических наук Рабиновичу Марку Аркадьевичу.

Марк Аркадьевич окончил в 1969 г. Московский физико-технический институт по специальности «кибернетика». С 1972 по 1986 г. работал в Институте «Энергосеть-проект». Защитил кандидатскую диссертацию на тему «Цифровое моделирование канала связи с частотной модуляцией».

С 1986 г. работал во ВНИИЭ, а затем в ОАО «НТЦ Электроэнергетики», где под его руководством были проведены научно-исследовательские работы в области системного и объектного моделирования, разработаны режимные динамические тренажерные программные комплексы «КАСКАД-НТ 2.0» и «РЕТРЕН-НТ 2.0» для оперативно-диспетчерского персонала электроэнергетических систем и энергообъединений.

В комплексе «КАСКАД-НТ 2.0» большое внимание уделено моделированию аварийных режимов в ЭЭС. Разработаны методы моделирования сценариев таких событий, а также средств восстановления топологии энергообъектов и их нормальных режимов. Марк Аркадьевич

создал удобный инструмент для визуального формирования приложений и человеко-машинного интерфейса пользователя (ММИ) в оперативно-информационных комплексах, системах обучения и тренажа, а также в прикладных вычислительных системах (в электроэнергетике, нефтехимии, транспорте, связи и др.), который за четыре десятилетия не потерял своей эффективности и актуальности.

Человеко-машинный интерфейс интегрируется с базами данных с SQL-доступом (MS SQL, ORACLE и др.) и базами данных реального времени типа СК, КОТМИ, ДИСПЕТЧЕР, КИО-3, DC-ALPHA.

На базе комплекса «КАСКАД-НТ 2.0» создан ряд прикладных систем отображения информации на индивидуальных и коллективных средствах визуализации (мониторах, видеостенах и диспетчерских щитах) в СО ЕЭС России, ФСК ЕЭС, ОДУ Центра, РДУ «Башкирэнерго», «Мосэнерго» и на ряде других объектов. Компоненты комплекса «КАСКАД-НТ» информационно связаны со стандартными программами (Excel, Access, Word и др.). Предусмотрена возможность удаленного доступа средствами Интернета. В комплексе «КАСКАД-НТ» реализован принцип полного импортозамещения. «РЕТРЕН-НТ» и «КАСКАД-НТ» широко применяются в филиалах ПАО «Россети». На базе «РЕТРЕН-НТ» регулярно проводятся соревнования оперативно-диспетчерского персонала ПАО «Россети».

В 2004 г. Марк Аркадьевич защитил докторскую диссертацию на тему «Цифровая обработка, анализ и отображение оперативной информации в задачах АСДУ энергосистем и энергообъединений».

Член CIGRE с 1993 г., неоднократно выступал с докладами на зарубежных конференциях, активно участвовал в двух проектах TACIS.

Им опубликовано более 120 научных работ, в том числе 4 книги; получено 40 авторских свидетельств и патентов на изобретения.

За выдающиеся успехи в работе М.А. Рабинович награжден медалью «В память 850-летия Москвы» (Указ Президента РФ 1997 г.), почетными грамотами ПАО «ЕЭС России», ОАО «НТЦ Электроэнергетики» (2011 г.) и АО «НТЦ ФСК ЕЭС» (2019 г.).

Коллектив редакционной коллегии журнала «Энергия единой сети» сердечно поздравляет Марка Аркадьевича Рабиновича с юбилеем и желает ему здоровья, активного долголетия и новых творческих успехов!

УДК 681.11.031.1
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА ПОДСТАНЦИЙ С ЛИТИЙ–ИОННЫМИ АККУМУЛЯТОРНЫМИ БАТАРЕЯМИ

В статье рассматриваются возможности и перспективы применения литий-ионных аккумуляторных батарей (ЛИАБ) в составе систем оперативного постоянного тока (СОПТ) на подстанциях. Применение ЛИАБ в составе СОПТ имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными свинцово-кислотными аккумуляторными. В отечественной практике ЛИАБ в составе СОПТ находятся в эксплуатации с 2013 года. Несмотря на то, что литий-ионные аккумуляторные батареи являются современной и эффективной технологией накопления энергии с высокой степенью технологической зрелости, в электрических сетях ПАО «Россети» применение таких систем до сих пор не получило широкого распространения.

При устранении существующих барьеров системы оперативного постоянного тока с ЛИАБ имеют высокий потенциал для практического внедрения на подстанциях электросетевого комплекса. Основные результаты статьи были представлены на 97-м заседании научного семинара имени Ю.Н. Руденко «Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики».

Цель статьи – анализ перспектив применения СНЭЭ на основе литий-ионных аккумуляторных батарей в составе СОПТ подстанций, а также разработка рекомендаций, направленных на снятие барьеров применения ЛИАБ в электрических сетях ПАО «Россети».

АВТОРЫ:
Д.В. Сорокин, к. т. н.,
ORCID 0000-0002-7676-853X
Sorokin_dv@ntc-power.ru,
АО «Россети Научно-технический центр», Москва, Россия
К.А. Зимин,
ORCID 0009-0004-1694-0352,
АО «Россети Научно-технический центр», Москва, Россия
А.А. Королев,
заместитель главного инженера
ПАО «Россети», Москва, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#система оперативного
постоянного тока; #система
накопления электрической
энергии; #литий-ионная
аккумуляторная батарея;
#свинцово-кислотная
аккумуляторная батарея; #опытно-
промышленная эксплуатация

↓ для цитирования:

Сорокин Д.В., Зимин К.А.,
Королев А.А. Системы
оперативного постоянного тока
подстанций с литий-ионными
аккумуляторными батареями //
Энергия единой сети. 2026. № 1 (80).
С. 12–18.



ВВЕДЕНИЕ

Технологии накопления электрической энергии — одно из приоритетных направлений развития электросетевого комплекса России, что отражено во многих нормативных правовых актах и документах, в том числе в Стратегии научно-технологического развития РФ [1], Дорожной карте развития высокотехнологичной области до 2030 г. [2], Единой технической политике ПАО «Россети» [3] и др. Наибольшее распространение как в мировой, так и в отечественной практике получили системы накопления электрической энергии (СНЭЭ) на основе применения литий-ионных аккумуляторных батарей (ЛИАБ). В распределительных сетях системы накопления электрической энергии применяются для:

- обеспечения надежности электроснабжения потребителей (в качестве резервного или аварийного источника электропитания);
- обеспечения требуемого качества электрической энергии (в большинстве случаев в СНЭЭ реализуется функция регулирования напряжения);
- подключения «быстрых» и «ультрабыстрых» зарядных станций (мощностью 150–250 кВт и более) к электрическим сетям и др.

В СНЭЭ могут быть также реализованы следующие функции: участие в регулировании частоты, снижение колебаний потоков мощности («поддержка» возобновляемых источников энергии), сглаживание пиков потребления, функция «ценового арбитража», обеспечивающая возможность снижения расходов на оплату электрической энергии, и др. [4].

Одним из перспективных вариантов применения систем накопления электрической энергии является использование их на базе литий-ионных аккумуляторных батарей в составе систем оперативного постоянного тока подстанций (СОПТ). По сравнению с использованием традиционно применяемых свинцово-кислотных аккумуляторных батарей (СКАБ) это имеет ряд существенных преимуществ, в том числе: большая плотность энергии, компактность ЛИАБ, большой циклический ресурс, меньшее время заряда, лучшие разрядные характеристики и т. д. В то же время применение литий-ионных батарей в составе СОПТ сопряжено с рядом барьеров (в первую очередь связанных с отсутствием разрешительной нормативно-технической документации), что существенно ограничивает возможности использования таких систем.

▼ **Цель статьи** — анализ перспектив применения СНЭЭ на основе литий-ионных аккумуляторных батарей в составе СОПТ подстанций, а также разработка рекомендаций, направленных на снятие барьеров применения ЛИАБ в электрических сетях ПАО «Россети».

СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА

СОПТ обеспечивают питание постоянным оперативным током устройств вторичной коммутации как в нормальном режиме, так и в течение заданного времени при исчезновении напряжения на шинах собственных нужд [5]. Потребителями СОПТ являются устройства

релейной защиты, телемеханики и связи, автоматики установок противопожарной защиты, приводы высоковольтных выключателей и др. Надежное электроснабжение этих потребителей должно быть обеспечено, в том числе при возникновении технологических нарушений, приводящих к отключению основного питания собственных нужд. СОПТ должна обеспечить питание этих потребителей в течение не менее двух часов при отключении собственных нужд подстанции. Таким образом, системы оперативного постоянного тока относятся к наиболее ответственным элементам подстанции, от надежного функционирования которых зависит работа всего энергообъекта как в нормальных, так и в аварийных режимах.

Упрощенно типовую структуру СОПТ на подстанции можно представить в виде схемы на рис.1. В состав системы оперативного постоянного тока входят: АКБ — аккумуляторная батарея, ЗВУ — зарядно-выпрямительное устройство, ЩПТ — щит постоянного тока, ШРОТ — шкаф распределения оперативного постоянного тока, питающий нагрузки потребителей. В целом замена СКАБ на ЛИАБ не изменяет структуру СОПТ, однако может потребовать пересмотра требований к отдельным элементам системы (например, к ЗВУ, системе защиты от сверхтоков и т. д.).

Важным с точки зрения выбора параметров АКБ является наличие на подстанции так называемой толковой (импульсной) нагрузки. К такой нагрузке относятся, например, электромагнитные приводы высоковольтных масляных выключателей, потребляющие значительный ток при коммутациях. Величина тока электромагнитного привода может достигать десятков и даже сотен ампер [6].

НЕДОСТАТКИ СВИНЦОВО-КИСЛОТНЫХ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

В настоящее время на подстанциях ПАО «Россети» основным резервным источником постоянного тока являются свинцово-кислотные аккумуляторные батареи. Данное требование закреплено в различных нормативно-правовых документах (стандартах организации), основными

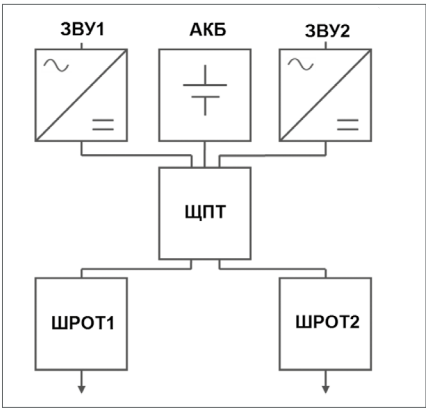


Рис. 1. Упрощенная типовая структура СОПТ на подстанции, где: АКБ — аккумуляторная батарея, ЗВУ — зарядно-выпрямительное устройство, ЩПТ — щит постоянного тока, ШРОТ — шкаф распределения оперативного постоянного тока, питающий нагрузки потребителей

из которых являются: «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС)» [7] и «Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока ...» [6].

Свинцово-кислотные батареи имеют более чем 100-летнюю историю эксплуатации и за это время заслужили репутацию достаточно надежного устройства. Существенным преимуществом является обширная нормативная база, подробно регламентирующая практически все аспекты применения СКАБ на всем жизненном цикле, включая батареи различных типов и областей применения. Например, в базе данных Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) содержится перечень не менее чем из 20 действующих государственных стандартов по СКАБ (не считая стандартов ПАО «Россети») [8]. Существует достаточно большое количество отечественных заводов-изготовителей свинцово-кислотных батарей (ООО «Курский аккумуляторный завод», ООО «Рязанский аккумуляторный завод “Тангстоун”», ООО «Великолукский аккумуляторный завод “Импульс”» и др.), которые предлагают большой ассортимент СКАБ с различными техническими характеристиками по конкурентным ценам.

Вместе с тем применение СКАБ сопряжено с рядом существенных недостатков:

1. При эксплуатации СКАБ может выделяться водород, образующий вместе с воздухом взрывоопасную смесь. В связи с этим СКАБ размещают в отдельном помещении (аккумуляторной), отвечающем специальным требованиям, таким как: наличие вентиляции, взрывобезопасных светильников, огнестойких дверей и др.
2. Электролитом в СКАБ является водный раствор серной кислоты, поэтому пол в помещении аккумуляторной должен быть с кислотостойким покрытием. Также особые требования предъявляются к безопасности персонала, который обслуживает такие батареи.



Рис. 2. Отдельное помещение аккумуляторной со свинцово-кислотными батареями ПС 220 кВ Сварочная

3. Необходимо регулярно обслуживать и контролировать состояние батареи (проверка параметров и уровня электролита).
4. Заряд батареи после аварийного режима (время восстановления системы оперативного тока) занимает не менее 8 часов.
5. Для размещения всех компонентов СОПТ со СКАБ требуется значительное пространство. В частности, это связано с тем, что для обеспечения возможности и удобства обслуживания СКАБ должны размещаться в один ярус (в крайних случаях – в стесненных условиях – в два яруса). Внешний вид отдельного помещения аккумуляторной ПС 220 кВ Сварочная (филиала ПАО «Россети» – МЭС Урала) изображен на рис. 2.

ЛИТИЙ-ИОННЫЕ БАТАРЕИ – ПЕРСПЕКТИВНАЯ ЗАМЕНА СКАБ

Литий-ионные аккумуляторные батареи – относительно новый тип химического источника тока, переносчиком заряда в которых являются положительно заряженные ионы лития Li⁺. Развитие технологии началось в 1990-е годы и в настоящее время достигло технической зрелости. Основным драйвером роста спроса на ЛИАБ стало развитие электротранспорта. В настоящее время литий-ионные аккумуляторные батареи применяются также в системах накопления электрической энергии, различных электронных устройствах, мобильных телефонах и т. д. По оценкам Bloomberg, мировой спрос на ЛИАБ продолжит расти. При этом за счет строительства новых заводов по их изготовлению («гигафабрик») средняя удельная стоимость таких батарей из года в год снижается и на декабрь 2024 г. составила рекордно низкую величину – 115 долл./кВт·ч [9].

ЛИАБ обладает рядом существенных преимуществ по сравнению со СКАБ. Сравнение основных технических характеристик ЛИАБ и СКАБ приведено в таблице 1. Там же представлены усредненные значения параметров. Числовые данные для ЛИАБ приведены для батарей типа LFP (литий-железо-фосфатных). Как видно из таблицы 1, литий-ионные батареи обладают значительно лучшими техническими характеристиками.

Согласно действующей нормативно-технической документации, для размещения СКАБ требуется отдельное помещение с классом взрывоопасности В-1а, оснащенное специализированными инженерными системами (вентиляции, пожаротушения и т. д.) и соответствующее дополнительным требованиям: наличие кислотостойких покрытий, расположение батарей, обеспечивающее удобство обслуживания и безопасную доливку электролита, и др. В отличие от свинцово-кислотных аккумуляторных батарей ЛИАБ не требуют специального обслуживания и, ввиду большей плотности энергии, являются значительно более компактными и могут быть размещены в стандартном электротехническом шкафу (шкафах).

Следует отметить, что стоимость отдельной ЛИАБ обычно выше стоимости СКАБ той же емкости. Однако суммарная стоимость владения ЛИАБ в составе СОПТ в течение

Таблица 1. Сравнение свинцово-кислотных и литий-ионных аккумуляторных батарей

Параметр	СКАБ	ЛИАБ	Ссылка на источник
Циклический ресурс	300÷500	2000÷3000	[10], [11]
Удельная энергия, Вт·ч/кг	30÷50	120÷180	[10]
Время заряда, ч	8÷10	1÷2	[11]
Саморазряд в месяц, %	4÷6	1÷3	[12]
Выделение вредных веществ при эксплуатации	Да	Нет	[15], [16]
Компактность размещения	Требуется отдельное помещение	Значительно компактнее. Могут быть размещены в стандартном электротехническом шкафу (шкафах)	[15], [16]
Система контроля и управления	Отсутствует	Есть (BMS)	[15], [16]

срока жизни батареи (не менее 20 лет) может быть ниже, чем при применении СКАБ [13]. Более того, при наличии значительных толчковых токов даже стоимость отдельной ЛИАБ требуемой емкости оказывается ниже стоимости СКАБ специального назначения (типа GroE и др.).

ПРИМЕРЫ ПРАКТИЧЕСКОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ СОПТ НА ЛИАБ

В России первый проект, в котором применялись ЛИАБ в составе СОПТ, был реализован в 2013 г. при реконструкции главной понизительной подстанции (ГПП) 220 кВ АО «УЭХК» (АО «Уральский электрохимический комбинат», входит в состав Топливной компании Росатома «ТВЭЛ»). На сегодняшний день СОПТ с ЛИАБ установлены также на ГПП-3 и ГПП-4 АО «УЭХК» [14]. В 2014 г. аналогичный проект реализован на одной из компрессорных станций Комсомольского ЛПУ ООО «Газпром Трансгаз Югорск» [15]. Пилотные проекты с применением СОПТ с ЛИАБ: для распределительной сети – реконструкция в 2020 г. ПС 110 кВ КАЗ (ПАО «Россети Урал»), для магистральной сети – реконструкция в 2021 г. ПС 220 кВ Сварочная (ПАО «Россети» – МЭС Урала) [15, 16]. В 2022 г. введена в эксплуатацию СОПТ с ЛИАБ на ПС 110 кВ Кош-Агачская (ПАО «Россети Сибирь» – «Алтайэнерго»), в 2024 г. – на ПС 110 кВ Звенигород (ПАО «Россети Московский регион»). В ходе реализации всех проектов был получен положительный опыт использования литий-ионных аккумуляторов в системе оперативного постоянного тока.

Разработкой СОПТ с ЛИАБ для ПС 220 кВ Сварочная занимались специалисты АО «Россети Научно-технический центр» в рамках научно-исследовательской и опытно-конструкторской работы (НИОКР) по разработке и апробации инновационных технологий по снижению расхода на собственные нужды подстанций в рамках реализации мероприятий дорожной карты национального проекта «Энергоэффективная подстанция» [15, 16].

В соответствии с утвержденными требованиями был изготовлен опытный образец системы оперативного постоянного тока, который состоит из следующих основных элементов:

- литий-ионная аккумуляторная батарея LT-LFP номинальной емкостью 170 А·ч в шкафном исполнении с системой контроля и управления;
 - два зарядно-выпрямительных устройства НРТМ 60.220+40.48;
 - шкаф коммутации, обеспечивающий подключение разработанной СОПТ в существующую систему оперативного постоянного тока (на базе СКАБ) и включающий в себя защитно-коммутационные аппараты, предназначенные для работы в сети постоянного тока, а также блок заряда, систему контроля и управления ЛИАБ, систему мониторинга.
- Опытный образец успешно прошел испытания на заводе-изготовителе, комплексные испытания и опытно-промышленную эксплуатацию (ОПЭ) на ПС 220 кВ Сварочная. По результатам ОПЭ было установлено, что потери электрической энергии в ЛИАБ в цикле заряд-разряд в три раза меньше потерь в СКАБ.
- Внешний вид СОПТ на ПС 220 кВ Сварочная, размещенной в релейном зале общеподстанционного пункта управления (ОПУ), изображен на рисунке 3. Видно, что требуемая для такой системы площадь размещения значи-



Рис. 3. Внешний вид СОПТ на ПС 220 кВ Сварочная

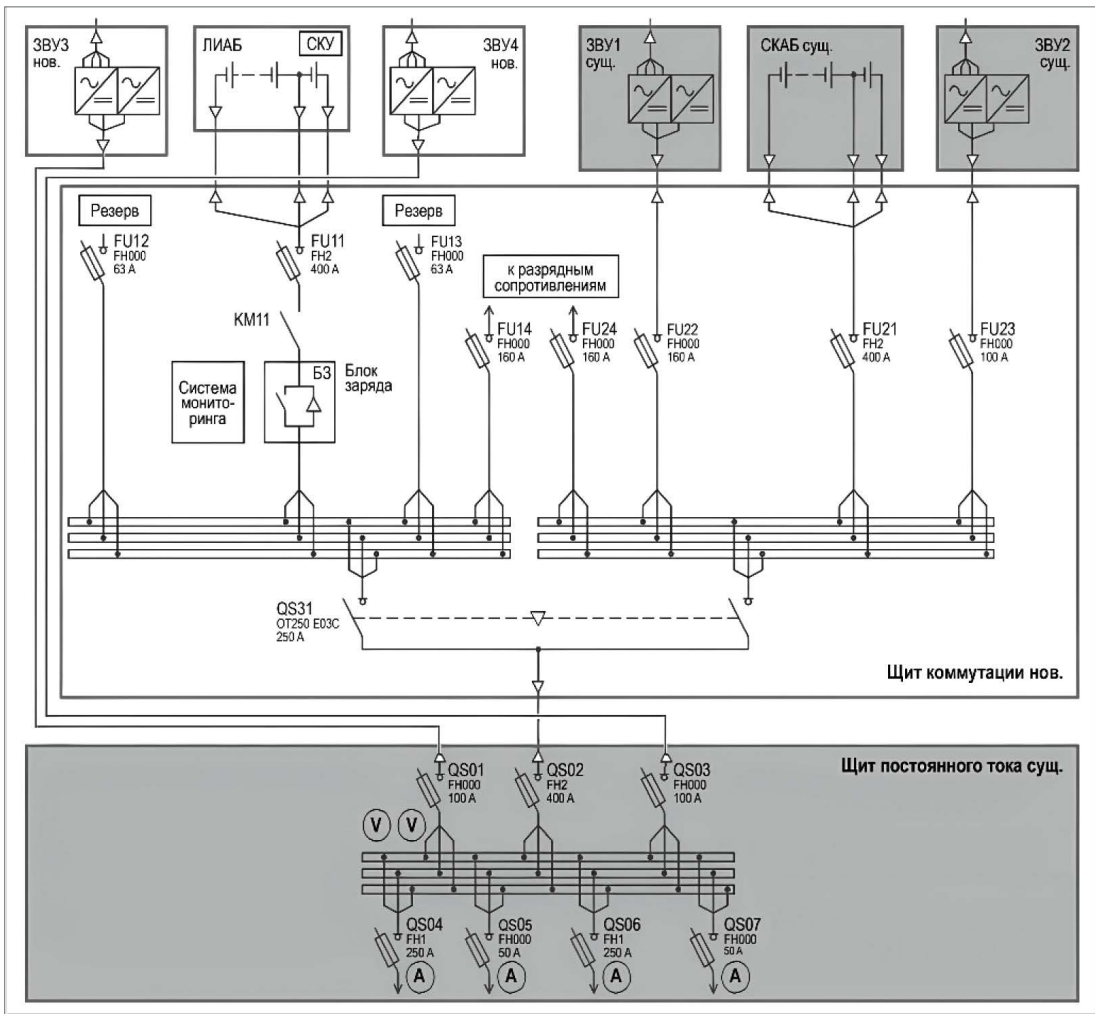


Рис. 4. Схема подключения СОПТ с ЛИАБ на ПС 220 кВ Сварочная

тельно меньше, чем в случае СОПТ с применением СКАБ (рис. 2). Схема подключения СОПТ показана на рис. 4.

В настоящее время система оперативного тока с ЛИАБ работает стабильно и надежно, обеспечивая оперативное управление и контроль оборудования подстанции, что подтверждается эксплуатационным персоналом. Неоднократные коммутации масляных баковых выключателей подтверждают работоспособность внедренной системы. Обеспеченная надежность работы ЛИАБ позволила отключить установленные на подстанции СКАБ. Данный факт подтверждается не только расчетами, проведенными на этапе проектирования СОПТ, но и результатами комплексных испытаний, ОПЭ и успешной эксплуатацией СОПТ вплоть до настоящего времени [15, 16]. Другие характеристики аккумуляторных батарей представлены в таблице 2.

По итогам трехлетнего эксплуатационного периода было отмечено отсутствие отказов при работе системы оперативного постоянного тока на ЛИАБ, а также обеспечена стабильная и надежная работа системы, подтверждены преимущества применения в СОПТ литий-ионных батарей вместо свинцово-кислотных.

СУЩЕСТВУЮЩИЕ БАРЬЕРЫ ВНЕДРЕНИЯ СОПТ С ЛИАБ

Несмотря на техническую зрелость технологии ЛИАБ и ее широкое применение в электротранспорте (в частности, в автомобилях, электробусах, речном транспорте), системах накопления электрической энергии, различных электронных устройствах, мобильных телефонах и др., ЛИАБ в составе СОПТ и систем гарантированного питания на подстанциях ПАО «Россети» в настоящее время практически не применяется. Существует ряд барьеров, которые препятствуют дальнейшему развитию технологии и ее полноценному использованию при сооружении и реконструкции подстанций. Можно выделить основные:

1. **Отсутствие достоверной информации о сроке службы ЛИАБ**

Согласно [5], аккумуляторные батареи в СОПТ должны обеспечивать срок службы не менее 20 лет. Однако существующий в отечественной практике срок эксплуатации не превышает 12 лет, что не позволяет однозначно гарантировать требуемые сроки службы. Срок службы батареи определяется, в первую очередь, условиями эксплуатации

Таблица 2. Сравнение характеристик свинцово-кислотных и литий-ионных аккумуляторных батарей в составе СОПТ на ПС 220 кВ Сварочная [15]

Параметр	Vb 2311+ (СКАБ)	LT-LFP 170 (ЛИАБ)
Номинальная емкость, А·ч	550	170
Количество ячеек в батарее, шт.	123	82
Номинальное напряжение, В	2,0	3,2
Масса одной ячейки, кг	52,9	6,7
Масса батарей (без стеллажа), кг	6 507	550
Требуемая площадь, м²	Около 30	0,6

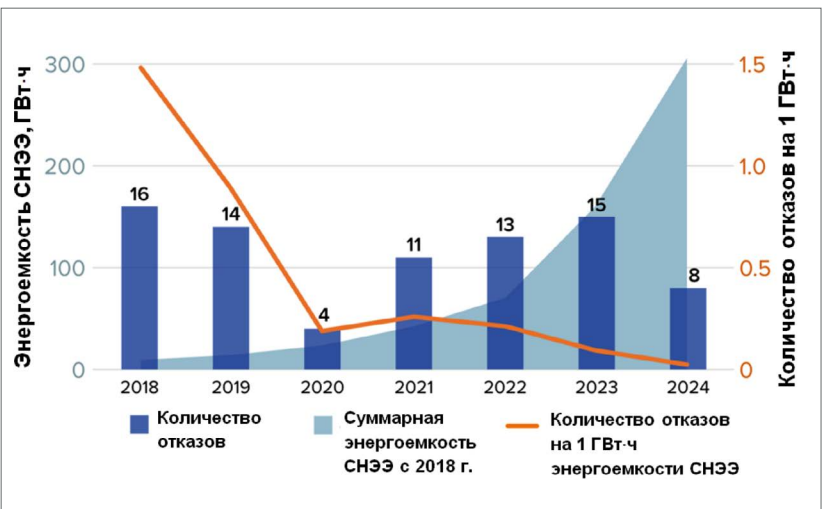


Рис. 5. Статистика отказов СНЭЭ в мире

(температурой батареи, глубиной разряда, степенью заряда, высокими токами заряда и разряда, напряжением ячеек и др.). Для аккумуляторных батарей в составе СОПТ режимы работы не предполагают частых и глубоких разрядов, способствующих ускоренной деградации батареи. В связи с этим срок службы ЛИАБ продолжительностью 20 и более лет может быть на практике достижим, однако требуются дополнительные исследования.

2. Вопросы пожаробезопасности ЛИАБ

Применение ЛИАБ, как и СКАБ, не исключает возможности возникновения пожара. Основная причина возможного возгорания литий-ионных батарей — тепловой разгон, представляющий собой каскадный процесс неконтролируемого увеличения температуры батареи вследствие протекания химических реакций. В свою очередь, можно выделить несколько основных причин теплового разгона, а именно: механические (повреждение батареи, прокол ячейки и т. д.), электрические (внутреннее короткое замыкание, перезаряд, разряд при отрицательных температурах и др.), термические (внутренний или внешний перегрев ячеек и батареи) [17]. Таким образом, обеспечение нормальных условий эксплуатации ЛИАБ (надежная работа BMS¹, систем охлаждения батарей и т. д.), а также исключение нарушений технологии производства оборудования (в том числе за счет проведения заводских и приемочных комплексных испытаний, аттестации оборудования) создают условия для безопасного использования ЛИАБ.

На рис.5 приведена статистика отказов СНЭЭ в мире в период с 2018 по 2024 г. по данным отчета исследовательского института EPRI² [18]. В отчете указано, что для получения статистики использованы данные из открытых источников. При этом в большинстве случаев учтены

отказы, приводящие к тепловому разгону батареи и/или возникновению пожара. Как отмечается в этом и другом [19] отчете, тепловой разгон не во всех случаях приводит к пожару. Из приведенного рисунка видно: несмотря на существенный рост суммарной установленной энергоемкости СНЭЭ, удельное количество отказов СНЭЭ (количество отказов на 1 ГВт·ч установленной мощности) в период с 2018 по 2024 г. сократилось на 98 %. Это обусловлено совершенствованием технологий производства, обслуживания и эксплуатации СНЭЭ.

3. Отсутствие разрешительной нормативно-технической документации

Во многих стандартах ПАО «Россети» указывается, что в составе СОПТ могут применяться только свинцово-кислотные аккумуляторные батареи. Это существенно ограничивает возможности применения ЛИАБ в составе СОПТ на подстанциях организации. Очевидно, стандарты [20], [21], [22] и др. требуют корректировки.

Анализ выявленных ограничений показывает, что существующие барьеры применения литий-ионных аккумуляторных батарей в составе СОПТ могут быть устранены. Однако для этого требуется дополнительное обоснование, а также проведение исследований и практических работ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Литий-ионные аккумуляторные батареи являются современной и эффективной технологией накопления энергии с высокой степенью технологической зрелости. В составе систем оперативного постоянного тока подстанции ЛИАБ демонстрируют значительные преимуще-

¹ BMS (англ. Battery Management System) — система управления аккумуляторной батареей.

² EPRI (англ. Electric Power Research Institute) — научно-исследовательский институт электроэнергетики США.

ства по сравнению со свинцово-кислотными батареями (высокую удельную плотность энергии, сокращение времени заряда батареи, отсутствие необходимости в отдельном помещении со специальной инфраструктурой и др.). Пилотные проекты внедрения СОПТ на ЛИАБ в электрических сетях и на промышленных предприятиях (ПАО «Россети», АО «УЭХК», ООО «Газпром Трансгаз Югорск») подтверждают надежность и эффективность технологии.

Несмотря на преимущества, широкомасштабному применению ЛИАБ в СОПТ препятствуют:

- нормативные ограничения (действующие стандарты ПАО «Россети» регламентируют использование только СКАБ);
- вопросы обеспечения требуемых сроков службы ЛИАБ (отсутствие достоверных данных о 20-летнем сроке службы);
- вопросы пожарной безопасности (наличие риска теплового разгона).

Для масштабирования технологии в качестве первоочередных мер необходимо:

1. Скорректировать и утвердить нормативно-техническую базу (стандарты ПАО «Россети»), регламентирующую применение ЛИАБ в составе СОПТ.
2. Провести дополнительные исследования, направленные на подтверждение (уточнение) срока службы ЛИАБ в условиях, максимально приближенных к условиям эксплуатации литий-ионных аккумуляторных батарей в составе СОПТ.
3. Разработать рекомендации по обеспечению надежности функционирования и пожаробезопасности литий-ионных аккумуляторных батарей, включающие в том числе методику проведения испытаний на пожаробезопасность, рекомендации по системам пожаротушения, методику проведения функциональных испытаний СОПТ с ЛИАБ, а также рекомендации по применению различных технических решений, снижающих риски возникновения и распространения пожара (например, применение жидкостных систем охлаждения батарей, взрывозащищенных шкафов, термостойких корпусов, материалов, перегородок и др.).
4. Провести технико-экономическое обоснование применения ЛИАБ для подстанций различного класса напряжения и с различным составом «толковой» (импульсной) нагрузки.
5. Обеспечить содействие в развитии компетенций по проектированию и применению систем накопления электрической энергии, в том числе на базе вузов, научно-технических центров, центров компетенций, проектных организаций и т. д.

Устранение нормативных и технических барьеров обеспечит возможность применения литий-ионных аккумуляторных батарей в составе СОПТ в электрических сетях ПАО «Россети», что, в свою очередь, станет отдельным драйвером развития технологии литий-ионных аккумуляторных батарей в России в соответствии с целями Стратегии научно-технологического развития РФ [1].

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Стратегия научно-технологического развития РФ (утв. распоряжением Правительства РФ от 9 июня 2020 года №1523-р).
2. Дорожная карта развития высокотехнологичной области «Технологии создания систем накопления электроэнергии, включая портативные» до 2030 года (утв. распоряжением Правительства РФ от 28 февраля 2022 г. № 356-р).
3. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике» (утв. Советом директоров ПАО «Россети», протокол от 28.12.2024 № 673).
4. Сорокин Д.В. Выбор мест установки и параметров систем накопления электрической энергии в распределительных сетях. // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики, 2024, № 75.
5. СТО 56947007–29.120.40.262–2018. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения. Дата введения: 18.12.2018.
6. Гуриков О.В., Шавловский С.В. и др. Применение накопителей энергии с использованием литий-ионных аккумуляторных батарей в системах оперативного постоянного тока // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2015. №2 (73).
7. СТО 56947007–29.240.10.248–2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35–750 кВ (НТП ПС). Дата введения: 25.08.2017.
8. Официальный сайт Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт): <https://protect.gost.ru/document.aspx?control=13&catalogid=1261&search=&page=0> (Дата обращения: 01.06.2025).
9. Официальный сайт Bloomberg: «Lithium-Ion Battery Pack Prices»: <https://about.bnef.com/insights/commodities/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/> (Дата обращения: 01.06.2025).
10. Xiang L., at al. Modeling the correlation relationship of aqueous battery parameters based on regression analysis // 4th International conference on energy and power engineering (EPE 2021). 2021. No 898.
11. Sardar I.H., at al. A short review of lithium-ion battery technology // International journal of scientific research in science. 2020. Vol. 7.
12. Dhanaselvam J., at al. A critical review on key issues of performance degradation factors for lithium-ion batteries // International conference on smart and sustainable energy systems. 2021. No 1375.
13. Ворошилов А.Н. и др. Экономические аспекты использования литий-ионных аккумуляторных батарей в составе СОПТ // Энергоэксперт. 2023. № 1.
14. Официальный сайт АО «УЭХК»: <http://www.ueip.ru/press-center/news/Pages/20230503.aspx> (Дата обращения: 01.06.2025).
15. Лебедев Д.Е., Потапенко А.М., Иваницкий С.С. Система обеспечения резервного питания подстанции с помощью литий-ионных батарей // Энергия единой сети. 2021, №5–6. С. 60–61.
16. Лебедев Д.Е., Потапенко А.М., Иваницкий С.С., Семягин А.С. Система обеспечения резервного питания подстанции с помощью литий-ионных батарей. Комплексные испытания и опытно-промышленная эксплуатация опытного образца // Энергия единой сети. 2022. №5–6. С. 66–67.
17. Dai Y., Panahi A. Thermal runaway process in lithium-ion batteries: A review // Next Energy. 2025. Vol. 6.
18. Официальный сайт EPRI, отчет «Insights from EPRI's Battery Energy Storage Systems (BESS) Failure Incident Database»: Analysis of Failure Root Cause: <https://www.epri.com/research/products/000000003002030360> (Дата обращения: 01.06.2025).
19. Официальный сайт EPRI, отчет «The difference between thermal runaway and ignition of a lithium ion battery»: <https://restservice.epri.com/publicdownload/000000003002025283/0/Product>.
20. СТО 56947007–29.120.40.262–2018. Руководство по проектированию СОПТ ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения. Дата введения: 18.12.2018.
21. СТО 56947007–29.120.40.216–2016. Методические указания по выбору оборудования СОПТ. Дата введения: 18.03.2016.
22. СТО 56947007–29.120.40.041–2010. СОПТ. Технические требования. Дата введения: 29.03.2010.



ДЕФЕКТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ ИЛЛЮСТРИРОВАННЫЙ КАТАЛОГ

ДОЛИН А.П.
М.: ИЗДАТЕЛЬСТВО «ЗНАК», 2024. 200 С., ИЛ. ISBN 978-5-87789-087-9

Рассмотрены основные дефекты силовых трансформаторов напряжением 35 кВ и выше, а также некоторые дефекты трансформаторов 6–10 кВ, результаты диагностического контроля, осмотров активной части при капитальных ремонтах и расследованиях технологических нарушений. Даны иллюстрированные примеры и диагностические образы характерных дефектов. Обобщен многолетний опыт проведения комплексных диагностических обследований, анализов причин отказов.

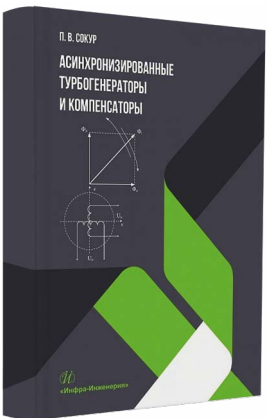
Для специалистов в области электроэнергетического оборудования, выполняющих эксплуатацию, диагностирование, ремонт и производство силовых трансформаторов, а также для студентов высших учебных заведений в качестве учебного пособия по курсу «Диагностика электрооборудования».



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 надежностных 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.



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 эксплуатируемому и проектируемому асинхронизированному 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 621.316, 621.316.8
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

РЕГИСТРАЦИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПРОЦЕССОВ В ШИРОКОЙ ПОЛОСЕ ЧАСТОТ ПРИ ОДНОФАЗНОМ ЗАМЫКАНИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 6–35 кВ

Представлены нормативные требования, методы и средства измерения тока замыкания на землю, определения его активной и реактивной, а также высших гармонических составляющих посредством цифровой регистрации переходных и установившихся процессов, сопровождающих однофазные повреждения в электрических сетях 6–35 кВ различного назначения. Акцент сделан на методику и результаты практического применения способов с созданием искусственного управляемого замыкания на землю и асимметрированием фазы с помощью дополнительной емкости. Приведены примеры с описанием схемы подключения, состава и характеристик измерительного оборудования и визуализацией результатов натурных испытаний в действующих электроустановках. В качестве альтернативного способа регистрации электромагнитных процессов, который не предусматривает запись тока в месте повреждения и предназначен для исследования перенапряжений, а также оценки эффективности первичного оборудования в нейтрали и проверки действия релейной защиты от однофазных замыканий, предложен мониторинг перенапряжений в распределительной сети на основе широкополосных преобразователей.



Источник: фотобанк ООО «Болид»

АВТОРЫ:
А.И. Ширковец, к. т. н.,
ORCID ID 0009-0003-5145-9700,
shirkovets@pnpbolid.com,
доцент ФГБОУ ВО «Новосибирский
государственный технический
университет»,
заместитель директора
ООО «Болид», Новосибирск,
Россия

А.В. Егошин, главный инженер
«Восточные электрические сети»
филиал «Россети Новосибирск»
(АО «Региональные электрические
сети»), Новосибирск, Россия

А.А. Челазнов, д. т. н.,
руководитель проекта
АО «Объединенная энергетическая
компания», Москва, Россия

А.Г. Лиске, ведущий инженер
ООО «Болид», Новосибирск,
Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#электромагнитный процесс;
#однофазное замыкание
на землю; #методы натурного
измерения; #емкостный ток;
#режим заземления нейтрали;
#осциллографирование
сигналов; #делители напряжения;
#гармонический анализ;
#мониторинг перенапряжений

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:

Ширковец А.И., Егошин А.В.,
Челазнов А.А., Лиске А.Г.
Регистрация электромагнитных
процессов в широкой полосе
частот при однофазном замыкании
в электрической сети 6–35 кВ //
Энергия единой сети. 2026. № 1 (80)
С. 20–33.



ВВЕДЕНИЕ

Измерения емкостного тока однофазного замыкания на землю (ОЗЗ) в электрической сети напряжением до 35 кВ включительно регламентируются действующими Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации [1, п. 571, п. 621]. Согласно указанным Правилам, в электрических сетях 6–35 кВ не реже чем один раз в 6 лет необходимо проводить измерение емкостных токов, токов дугогасящих реакторов, токов замыкания на землю и напряжения смещения нейтрали. При этом допускается определение емкостных токов выполнять расчетным путем «для сети с простой конфигурацией или сети, не подвергавшейся значительным изменениям конфигурации». Однако большинство кабельных и кабельно-воздушных распределительных сетей с дугогасящими реакторами (ДГР) имеет разветвленную структуру, в связи с чем необходимо проводить рассматриваемые измерения как минимум при вводе в эксплуатацию новых реакторов или при замене ранее установленных устройств компенсации, исчерпавших свой ресурс, например, аппаратов ступенчатого типа.

Следует отметить, что для сетей сложной конфигурации получить достоверные результаты по величине емкостного тока ОЗЗ расчетным путем крайне затруднительно. Для протяженных электрических сетей 6–35 кВ промышленных предприятий и городов с линиями электропередачи на основе кабелей и проводов различных типов, разного сечения и длины, технологическими электродвигателями, распределительными и трансформаторными подстанциями (РП и ТП) характерна ситуация с нормальным и резервным электроснабжением от разных центров питания. Как правило, прилегающие сети таких центров, к которым относятся шины среднего напряжения электросетевых подстанций 110–220 кВ и схемы выдачи мощности электростанций, принадлежат или находятся в оперативном управлении нескольких независимых собственников. Ввиду этого, а также из-за отсутствия информации о фактических параметрах линий сети, которая может быть утеряна или не актуализирована, провести корректный расчет емкостного тока в ряде случаев становится невозможно. Нормативное требование [1, п. 621] в части периодичности выполнения измерений не реже 1 раза в 6 лет зачастую не соблюдается из-за отсутствия у эксплуатирующего персонала опыта таких испытаний (либо наличием негативного опыта с аварийными отключениями при измерениях), подробной методики и необходимой измерительной аппаратуры.

В современных условиях использования систем компенсации емкостного тока (КЕТ) на основе разных видов и конструкций ДГР, а также принципов их автоматического управления, внедрения новых схем резистивного и комбинированного заземления нейтрали актуальной задачей становится контроль правильности их работы (в том числе точности настройки) с проведением искусственных управляемых ОЗЗ с глухим «металлическим» замыканием или при помощи искрового промежутка, моделирующего горение перемежающейся дуги. Существуют также способы определения емкостного тока методом инъекции тестового сигнала в контур нулевой последо-

вательности, которые реализованы в форм-факторе переносных защищенных кейсов [2]. Такие приборы не являются поверяемыми средствами измерения, внесенными в государственный реестр, и поэтому используются для определения некоторого «ожидаемого» значения емкостного тока с непрогнозируемой погрешностью.

В целом измерение емкостного тока и сопутствующих параметров сети с помощью натурного эксперимента нужно для выбора или проверки оборудования для заземления нейтрали. Так, это дает возможным оценить необходимость (достаточность) мощности существующих устройств КЕТ на предмет соответствия нормам [1], определить в количественных показателях точность настройки установленной системы КЕТ, а также проверить работоспособность и селективность штатных защит от замыканий на землю (включая фазировку вторичных цепей кабельных трансформаторов тока) либо шкафов автоматики определения поврежденного фидера.

МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ

Выбор способа и методики проведения испытаний выполняется исходя из объема ожидаемых результатов, с учетом требований бесперебойного электроснабжения потребителя, безопасности и информативности измерений. Основные методы измерения емкостного тока ОЗЗ представлены в РД 34.20.179 (ТИ 34–70–070–87) [3]. На сегодняшний день указанная типовая инструкция как нормативный документ не имеет четкого статуса, но формально не отменена. Следует отметить, что с 2015 г. указанный документ перерабатывается и актуализируется для нужд ПАО «Россети» силами сторонней организации, однако новая редакция документа до настоящего времени не утверждена и не опубликована.

На практике используются преимущественно следующие методы определения емкостного тока:

- создание несимметрии фазных напряжений с помощью подключения проводимости (обычно емкостной) к одной фазе сети;
- создание искусственного «металлического» ОЗЗ с помощью гибкого медного многожильного провода или шины, рассчитанных на ток двухфазного короткого замыкания (КЗ);
- введение в нейтраль сети тока непромышленной частоты 25 Гц или иной, с возбуждением свободных колебаний и регистрацией «отклика» в контуре нулевой последовательности;
- построение «резонансной» кривой зависимости напряжения смещения от тока ДГР — например, переключением ответвлений ступенчатого реактора или изменением положения плунжера от максимального до минимального значения индуктивности (в конструкциях с немагнитным зазором).

Каждый метод имеет свои особенности, определяющие оптимальную область его применения, информативность и безопасность. При проведении натурных измерений в большинстве случаев используется специальное оборудование, испытанное должным образом и удовлетворяющее следующим техническим требованиям:

- цифровые многоканальные осциллографы с разрешением АЦП 12 бит, полосой пропускания с максимальным значением не хуже 500 кГц (реже 1,0–10 МГц), с одновременным измерением не менее шести входных сигналов;
- емкостные и компенсированные делители напряжения с номинальным рабочим напряжением 10 и 35 кВ, диапазоном рабочих частот 0,02–500 кГц, погрешностью коэффициента деления на частоте 50 Гц в диапазоне (0,1–2,0)U не более 2,5 %;
- опорные трансформаторы тока с коэффициентом трансформации от 20/5 (1) до 2000/5 (1), со вторичной обмоткой классом точности не хуже 0,5;
- высоковольтные косинусные конденсаторы номинальным напряжением 10 кВ, позволяющие варьировать подключаемую асимметрирующую емкость;
- вспомогательное оборудование: активные сопротивления – безындуктивные мощные шунты для подключения во вторичные обмотки ТТ, измерительные коаксиальные провода, осциллографические щупы, токовые клещи и другие устройства.

Необходимость регистрации квазистационарных и переходных процессов, возникающих при ОЗЗ и характеризующихся колебаниями напряжения в широком частотном диапазоне с правильным отображением амплитуды перенапряжений и пиковых значений тока, диктует дополнительные требования к измерительной аппаратуре. Следует исключить применение трансформаторов тока нулевой последовательности, токовых клещей (в том числе от приборов контроля качества электроэнергии), серийных трансформаторов напряжения, не обладающих необходимыми амплитудно-частотными характеристиками для корректного преобразования сигналов.

Для полноценной реализации метода искусственного ОЗЗ требуется применить комплект измерительных приборов. Предположим, будут использоваться цифровые или стрелочные амперметры, вольтметры, ваттметры. При измерении тока ОЗЗ с помощью только амперметра, без применения других приборов, достоверный результат в части значения емкостного тока ОЗЗ можно получить лишь с допущениями о низком уровне активной проводимости сети на землю (1–2 % от емкостной) и малом гармоническом искажении от нагрузки (1–2 % от полного тока замыкания). При наличии в токе ОЗЗ значительного уровня высших гармоник, которые в эквиваленте могут достигать десятков процентов от составляющей промышленной частоты [4], действующие значения тока, полученные с помощью стрелочных и цифровых амперметров, ввиду геометрического сложения измеряемого сигнала частотой 50 Гц со всеми его гармониками, будут недостоверны. Следовательно, необходим иной методологический подход к измерению тока ОЗЗ.

Наличие высших гармоник в токе ОЗЗ можно установить при измерении тока специальным дорогостоящим анализатором либо путем осциллографирования сигнала тока с его дальнейшей математической обработкой и фильтрацией. Оптимальный вариант – цифровое осциллографирование исследуемых сигналов в достаточно широком частотном диапазоне. Для сигнала

тока в качестве верхней границы диапазона задается частота 5 кГц, соответствующая проверенной границе неискаженной передачи опорными трансформаторами тока и в 2,5 раза перекрывающая 40-ю гармонику (2 кГц) из стандартов качества электроэнергии. Для сигналов напряжения целесообразно использовать пределы частот переходных процессов при ОЗЗ, составляющие, как правило, от сотен герц до десятков килогерц. Учитывая потребность регистрации, в этом случае имеет смысл, помимо дуговых замыканий на землю, коммутационных переходных процессов в цепях с вакуумными выключателями, зафиксировать необходимые пределы регистрации по частоте для каналов напряжения: нижний – от 0 до 20 Гц, верхний – от 100 до 500 кГц или шире. Такие серьезные требования продиктованы необходимостью полноценной регистрации не только квазистационарных режимов при резонансных и феррорезонансных процессах, но и переходных процессов при коммутациях, а также всех видах замыканий в сетях среднего напряжения.

С учетом изложенного, специалистами из Новосибирска на основе положений РД 34.20.179 (ТИ 34–70–070–87) [3] разработаны и апробированы методики инструментальных измерений с цифровой регистрацией переходных процессов, созданы программы обработки сигналов, а также накоплен большой опыт изучения и обработки фиксируемых событий, который основан на детальном анализе натурных осциллограмм [5]. Указанные методики измерений прямым и косвенным способами включены в состав заявленных видов испытаний и измерений электротехнической лаборатории ООО «Болид», зарегистрированной в Сибирском управлении Ростехнадзора.

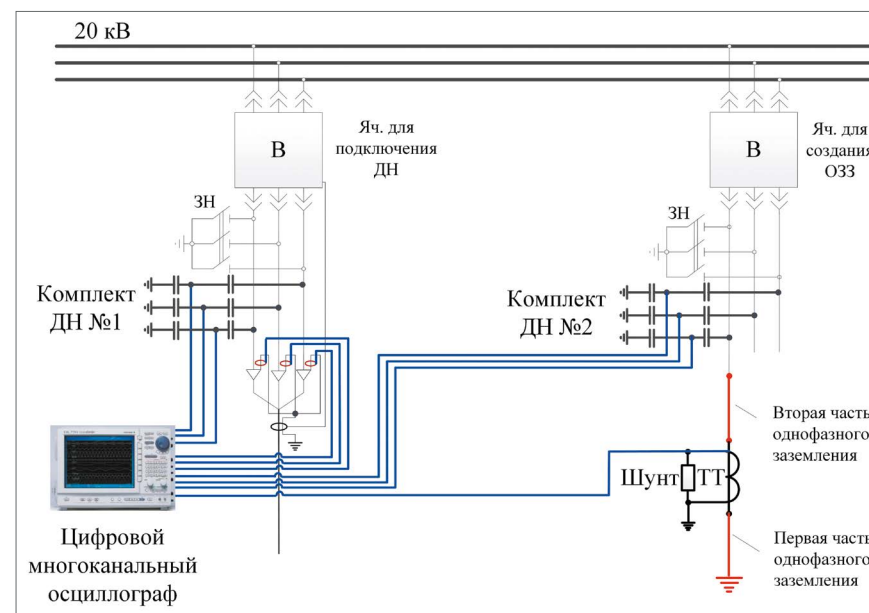
Для исследования и иных задач при подготовке и постановке экспериментальных измерений прорабатываются вопросы по анализу конфигурации сети, эксплуатационным режимам, порядку и схемам коммутации вводных и секционных выключателей, настройке релейной защиты задействованных в опытах присоединений и их ячеек, мер безопасного подключения измерительных датчиков, а также способов заземления нейтрали трансформаторов. Сборка схемы для измерений в высоковольтной сети выполняется по наряду-допуску на работы в электроустановках, на обесточенном и выведенном в ремонт оборудовании, по согласованной и утвержденной рабочей программе.

Квалификация специалистов, выполняющих измерения, должна быть подтверждена удостоверениями и протоколами, которые содержат сведения о группе допуска по электробезопасности до и выше 1000 В, разрешения на проведение высоковольтных испытаний, удостоверения по пожарной безопасности и т. д. Проведение необходимых инструктажей, допуск и работа на объекте выполняются по письму о командированном персонале с правами ответственного руководителя, производителя работ, членов бригады.

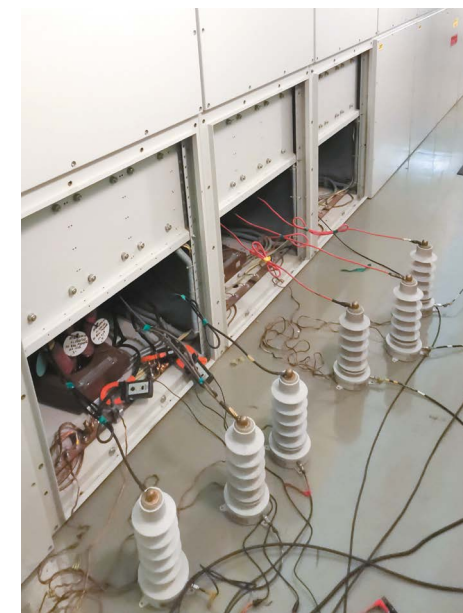
На практике наиболее простой схемой является подключение в одну ячейку КРУ или КСО 6–10 кВ специального устройства для создания управляемого ОЗЗ, состоящего из трехфазного комплекта широкополосных делителей напряжений, однополюсного вакуумного

выключателя с блоком управления, опорного трансформатора тока и элементов связи между ними. Еще одним распространенным вариантом схемы измерений является применение двух ячеек с трехполюсными силовыми выключателями для отдельного подключения делителей напряжения и устройств искусственного заземления фазы, чаще применяемое в сетях 20 и 35 кВ [6]. Пример схемы измерений и подключаемого испытательного оборудования в сети 20 кВ изображен на рис. 1.

Для организации защиты от нештатного КЗ и автоматического отключения с заданной выдержкой времени в схеме испытательной установки дополнительно монтируется терминал релейной защиты, настраиваемый при наладке измерительного оборудования. Если в ходе опыта в сети по какой-либо причине произойдет пробой любой фазы на другой линии, устройство релейной защиты обеспечит мгновенное автоматическое отключение искусственного замыкания.



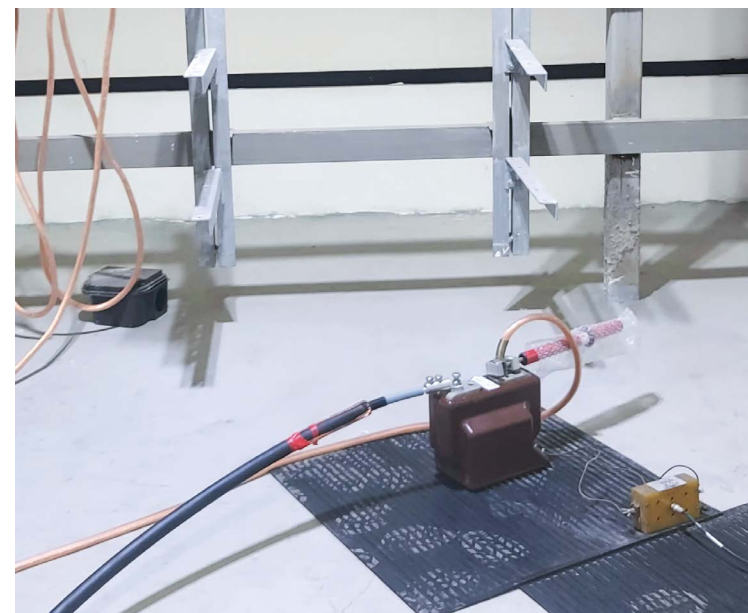
а)



б)



в)



г)

Рис. 1. Схема измерений (а) и внешнее подключение двух комплектов делителей напряжения (б), токовых клещей (в) и опорного трансформатора тока с активным шунтом в цепи управляемого замыкания на землю (г)

В сети с изолированной нейтралью оптимальная длительность искусственного замыкания составляет 0,5–1 с. В сети с КЕТ, в зависимости от вида ДГР и его текущей настройки, принципа работы автоматики управления и ряда других условий, длительность контролируемого ОЗЗ обычно больше и составляет в среднем 1–5 с.

Применение метода искусственного контролируемого ОЗЗ ограничено условиями конкретной электрической сети предприятия. Несмотря на малую длительность замыкания (доли и единицы секунд), при увеличении напряжения на двух фазах в $\sqrt{3}$ раз остается вероятность возникновения ОЗЗ на другой фазе и на другой линии, особенно в кабельных сетях 6–10 кВ с изношенной изоляцией, а также в сетях собственных нужд станций с электрическими машинами, которые обладают сниженным уровнем прочности статорной изоляции. Не выявленные вовремя дефекты, связанные с деградацией изоляции и нарушениями технологии ремонта и монтажа электрооборудования, способны привести к междофазному пробое при развитии ОЗЗ. Вероятность нештатной ситуации при правильной организации опытов ОЗЗ достаточно мала и не превышает в среднем 0,05. Для кабельных сетей 20 кВ с резистивно-заземленной нейтралью, эксплуатируемых преимущественно в мегаполисах, указанный метод измерения является оптимальным, поскольку режим замыкания на землю здесь является штатным случаем отключения повреждения релейной защитой за время 0,5...5,0 с. За счет несработавшего еще ресурса изоляции оборудования, а также существенного ограничения любого ОЗЗ по времени, риск отказа при измерениях емкостного тока в таких сетях чрезвычайно мал. Возникновение двойного замыкания на землю или двухфазного КЗ в процессе испытаний с искусственным ОЗЗ можно считать редким событием, вероятность которого менее 0,01.

Кратковременное и управляемое однофазное замыкание по влиянию на изоляцию является крайне щадящим способом испытания, оказывая существенно меньшее воздействие, чем реальные дуговые замыкания на землю. Согласно отраслевым нормативным документам для сетей 6–35 кВ, ОЗЗ до настоящего времени не идентифицируется как аварийное событие и поэтому не требует быстрого отключения.

При этом, время удержания замыкания на землю в большинстве случаев, прежде всего в сетях с изолированной нейтралью и компенсацией емкостного тока, не должно превышать 2 часа. Это нельзя признать условием, отвечающим современным требованиям безопасности и должной эксплуатационной надежности, особенно для высоковольтного оборудования с твердой невосстанавливаемой изоляцией.

При эксплуатации по техническому состоянию важно не только своевременно проводить периодические испытания и диагностику силового оборудования неразрушающими методами, но и внедрять принцип селективного отключения всех однофазных повреждений — как это сделано, например, в опорных сетях 20 кВ Московской энергосистемы и сетях 6–20 кВ с резистивно-заземленной нейтралью в Санкт-Петербурге. Такое решение позволяет безаварийно и точно выполнить измерения емкостного тока с помощью искусственных ОЗЗ, которые могут

рассматриваться как допустимые воздействия при тестировании изоляции оборудования. Важно, что в этом случае можно создать измерительную схему необходимой конфигурации — это дает широкие возможности для проверки работоспособности и эффективности реализованных схемно-технических мероприятий по управлению режимом нейтрали.

МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ С АСИММЕТРИРУЮЩЕЙ ЕМКОСТЬЮ

Помимо риска повреждения оборудования с ослабленной изоляцией, опасность которого в целом можно считать преувеличенной, энергетики промышленных предприятий оценивают опасность потери питания технологических установок и недовыпуска товарной продукции. Для электросетевых предприятий негативным сценарием будет являться обесточивание ответственных потребителей и недоотпуск электроэнергии с соответствующими финансовыми потерями, для электрических станций — отключение генераторов и приводных электродвигателей сети собственных нужд, что приведет к упущенной выгоде от недовыработки электроэнергии и потерям на балансирующем рынке из-за простоя энергоблоков.

Для предупреждения таких ситуаций, очевидно, в любой сети настроены и действуют устройства релейной защиты и автоматики. Тем не менее для определения емкостного тока путем контролируемого замыкания на землю требуется согласование эксплуатирующей организации. Если такое согласование по каким-либо причинам не выдано, предусматриваются измерения другими методами. Один из них — косвенный метод с посадкой напряжения на одной фазе сети, но не до нуля, как при ОЗЗ, а до уровня 0,85–0,90, что при длительности посадки в пределах 1–5 с практически незаметно для оборудования, не нагружает изоляцию и не «чувствуется» устройствами РЗА.

Подключение измерительной аппаратуры при измерении тока ОЗЗ косвенным методом показано на рис. 2. Схема отличается включением в цепь однополюсного коммутационного аппарата и заземляемого трансформатора тока, включаемого последовательно в цепь силовых конденсаторов. Эквивалентная емкость конденсаторов за счет их соединения последовательно или параллельно подбирается таким образом, чтобы обеспечить снижение напряжения на одной фазе в пределах 10–15 %. В этом случае также необходимо зарегистрировать ток через емкость, что позволит получить минимальную ошибку при расчете емкостного тока 50 Гц с помощью измеренных параметров.

Измерения косвенным методом с дополнительной емкостью должны проводиться в сетях с изолированной нейтралью либо при временном выводе ДГР из работы при их наличии. Это связано с тем, что нарушение симметрии фазных напряжений с помощью включенного на короткое время конденсатора наложится на смещение нейтрали, обусловленное ростом несимметрии, пропорционально добротности реактора. Следовательно, пересчет емкостного тока, выполняемый на основе измеренных значений напряжений, будет неверным. Причем определить и компенсировать такую ошибку достаточно слож-

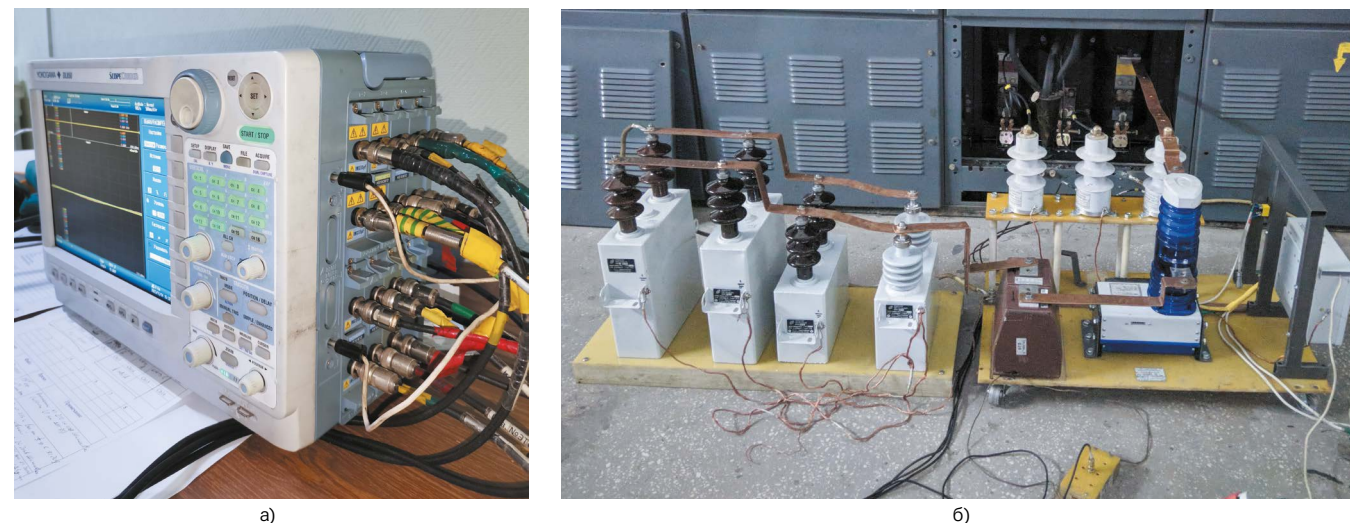


Рис. 2. Внешний вид цифрового осциллографа (а) и испытательной установки с однополюсным выключателем и комплектом асимметрирующих конденсаторов на фазе (б)

но — требуется специальный математический аппарат [7]. Как и в случае с искусственным ОЗЗ, для получения корректного результата целесообразно осциллографировать фазные напряжения и ток асимметрирующей емкости, подключаемой на фазу сети 6 (10) кВ. Преимущество метода: достаточно безопасное для оборудования и точное определение текущего значения емкостного тока однофазного замыкания в сети — при условии выделения гармоник 50 Гц в измеряемых величинах. До начала опыта требуется получить несколько относительно достоверных значений расчетного емкостного тока, чтобы правильно подобрать значение подключаемой емкости с помощью имеющихся конденсаторов. Ошибки в исходных данных, а точнее — их отсутствие в требуемом объеме, могут привести к установке избыточной асимметрирующей емкости на фазу сети, что, в свою очередь, может вызвать перекося фазных напряжений выше ожидаемого уровня и срабатывание сигнализации по $3U_0$. Чем менее достоверные сведения о параметрах сети представлены для подготовки опыта, тем большее число итераций с переключением конденсаторов потребуется для определения емкостного тока.

Объективный недостаток метода — отсутствие возможности определить гармонический состав тока ОЗЗ и выделить в нем активную составляющую, а также записать ток ДГР и проверить работу систему КЕТ. На основе измеренных значений можно лишь рассчитать емкостную составляющую тока ОЗЗ частотой 50 Гц. Опыт сравнительных испытаний показал, что при правильной постановке измерений косвенным методом разница в значении емкостного тока, измеренного путем искусственного замыкания и рассчитанного после включения асимметрирующей емкости в сети с изолированной нейтралью, не превышает 0,1 А.

Для сетей 6–20 кВ с низкоомным заземлением нейтрали, в том числе для городских распределитель-

ных сетей крупных агломераций, применение метода с асимметрирующей емкостью может быть ограничено (помимо необходимости перевода на изолированный режим нейтрали на время измерений, что, например, для сетей 20 кВ Москвы неприемлемо) связанными между собой факторами: суммарной емкостью высоковольтной сети на землю и емкостью подключаемых в момент испытаний конденсаторов. Известно, что последние должны кратковременно обеспечить несимметрию со снижением рабочего фазного напряжения А, В или С на 10–15 % от его номинального значения, что затруднительно для сети с большим емкостным током. Например, набор силовых конденсаторов единичной емкостью от 0,84 до 4,0 мкФ, имеющийся в настоящее время в распоряжении электролаборатории ООО «Болид», позволяет методически корректно провести измерения при емкостном токе участка (секции) сети: до 120 А на номинальном напряжении 6 кВ и до 200 А — на напряжении 10 кВ. Для развитых сетей 20 кВ с емкостным током в сотни ампер такие измерения невозможны: с одной стороны, из-за необходимости применения большого набора тяжелых и габаритных конденсаторов эквивалентной емкостью в десятки микрофарад (что означает сложность транспортировки и тем более ручного перемещения), а с другой — из-за очевидной проблемы согласования режима изолированной нейтрали на время испытаний (защиты от замыканий на землю, рассчитанные на большой ток от резистора в нейтрали, окажутся временно неработоспособны).

ПРИМЕР НАТУРНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ С ОРГАНИЗАЦИЕЙ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ

На построенной и введенной в эксплуатацию в 2023 г. ПС 110/10 кВ, предназначенной для питания крупного объекта транспортной инфраструктуры, во исполнение

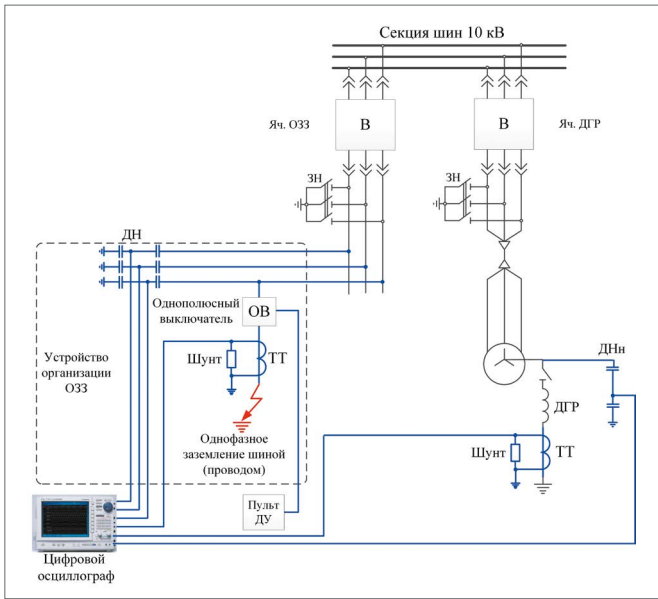


Рис. 3. Схема подключения измерительной аппаратуры при измерениях в сети 10 кВ (а) и внешний вид масляного дугогасящего агрегата с трансформатором тока в цепи искусственного замыкания и делителем напряжения в нейтрали (б)

требований ПТЭ ЭСС РФ [1, п. 571, п. 621] выполнен комплекс измерений по методике искусственного металлического ОЗЗ с регистрацией тока замыкания на землю, тока ДГР, фазных напряжений и напряжения на нейтрали.

ПС 110/10 кВ имеет две секции шин 10 кВ, каждая из которых запитана от двухобмоточного трансформатора мощностью 25 МВА. Обмотки высокого напряжения соединены в звезду с выведенной нейтралью, обмотки низкого напряжения — в треугольник. Кабельная сеть новая, линии на 100 % состоят из кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, в основном типа АпБВнг (А)-LS/HF-10 3х240/70, общая протяженность линий — 9,7 км, прокладка подземная. От секций 10 кВ запитаны трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ. Расчетный емкостный ток обследуемого участка сети составляет 20,8 А. Компенсация емкостного тока на обеих секциях выполнена с помощью дугогасящих масляных агрегатов мощностью 500 кВА. Агрегат представляет собой нейтралеобразующий фильтр «зигзаг» и плунжерный ДГР в едином корпусе, пределы регулирования индуктивного тока — от 8 до 80 А. Регулирование индуктивного тока каждого агрегата выполняется с помощью системы автоматического управления (САУ).

Для регистрации тока однофазного замыкания и тока ДГР в цепях заземления устанавливались трансформаторы тока ТОЛ-10 с коэффициентами 150/5 А и 100/5 А, сигналы со вторичных обмоток класса 0,5S, которые шунтировались сопротивлением 0,6 Ом и 0,49 Ом соответственно, подавались на цифровой осциллограф-регистратор DL-850 Score Corder (Япония). Последний представляет собой многоканальную компьютеризированную систему сбора, обработки и хранения данных (рис. 2 а): 16 аналоговых каналов, мак-



б)

симальная частота выборки до 100 МГц, с памятью 25 миллионов точек на канал, вертикальное разрешение в 12 бит, интерфейсы PC Card, USB, GPIB, RS-232, SCSI, Ethernet.

Фазные напряжения и напряжение на нейтрали регистрировались с помощью высоковольтных компенсированных делителей напряжения типа ДНК-10/5000 с номинальным напряжением 10 кВ, коэффициентом преобразования 5000, диапазоном рабочих частот 0÷2500 кГц и допускаемой относительной основной погрешностью в этом диапазоне не хуже 1,5 %. Делители подключались к шинам исследуемой сети с помощью высоковольтных проводов. С низковольтного плеча делителей напряжения, через измерительный кабель, сигналы также поступали на осциллограф. Принципиальная схема подключения измерительной аппаратуры приведена на рис. 3а, фотография агрегата с подключенными первичными датчиками тока и напряжения на рис. 3б. Во время опыта фиксировались показания САУ ДГР, внешний вид которого приведен на рис. 4.

По итогам измерений, с учетом коэффициентов преобразования и сопротивления шунтов, полученные осциллограммы приводились к фактическим значениям токов и напряжений. С помощью программно-вычислительного комплекса выполнялась математическая обработка сигналов. В установившемся режиме (доли и единицы секунд) для этого используется дискретное преобразование Фурье. После обработки осциллограмм определялся гармонический состав установившегося тока ОЗЗ, количественные величины гармонических составляющих, включая основную, выделялись активная и реактивные составляющие тока с частотой 50 Гц;



Рис. 4. Автоматика управления дугогасящего агрегата 10 кВ в обследуемой сети

определялся уровень перенапряжений при металлическом замыкании на землю.

Значения напряжения несимметрии ($U_{НС}$) при изолированной нейтрали и напряжения смещения нейтрали ($U_{СМ}$) в сети с компенсацией емкостного тока представлены в таблице 1.

На основании результатов измерений для сети с изолированной нейтралью был определен коэффициент успокоения сети d , характеризующий активные утечки и потери в сети:

$$d = \frac{I_R}{I_C} = 0,0145,$$

где I_R — активная составляющая тока ОЗЗ; I_C — емкостная составляющая тока ОЗЗ.

По итогам спектрального анализа был выделен ряд гармоник, наиболее выраженных в токе ОЗЗ с превышением условного уровня в 0,5 А для участка сети 10 кВ — это гармоники № 5, 7, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31 (рис. 5). Также следует обратить внимание на наличие 2-й гармоники в токе ДГР (2,24 А). Ток гармонического искажения для участка сети 10 кВ в опыте с изолированной нейтралью составил 2,9 А, в опыте с компенсацией — 3,2 А в $I_{ОЗЗост}$ и 2,5 А в $I_{ДГР}$. Активная составляющая в полном токе $I_{ОЗЗ} = 19,3$ А невелика — всего $I_R = 0,28$ А.

В соответствии с [1, п. 624], «в сетях, работающих с компенсацией емкостного тока, напряжение несимметрии должно быть не выше 0,75 % фазного напряжения, напряжение смещения нейтрали допускается не выше 15 % фазного напряжения длительно». В рассматриваемой сети 10 кВ напряжение несимметрии составляет 0,22 % и не превышает норму. А вот при включенном источнике возбуждения нейтрали напряжение смещения достигает 21,2 %, что превышает нормативное значение.

Значительную часть напряжения смещения нейтрали (настройка в резонанс ДГР без блока возбуждения нейтрали — $U_{СМ} = 73,7$ В, с блоком — $U_{СМ} = 743,6$ В) в сети 10 кВ вносит источник возбуждения нейтрали ИВН, который входит в состав устройства автоматического регулирования компенсации с условным наименованием САУ. ИВН обеспечивает ввод тока возбуждения через обмотку управления ДГР в нормальном режиме работы электрической сети. Для регулировки тока возбуждения используется батарея конденсаторов общей емкостью 30 мкФ, разбитая на пять групп. Коммутация групп осуществляется вручную — переключателем «Регулировка

Таблица 1. Значения напряжения несимметрии и напряжения смещения нейтрали

$U_{НС}$ В	$U_{НС}$ %	$U_{СМ}$ В	$U_{СМ}$ %
12,5	0,22	1221,3	21,2

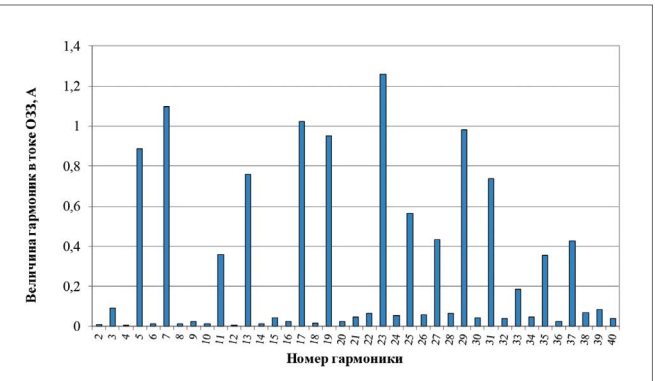


Рис. 5. Действующие значения гармоник тока ОЗЗ для участка сети 10 кВ

тока» на приборной панели. В ходе экспериментальных исследований в сети 10 кВ выполнить автоматическую настройку ДГР оказалось невозможно, так как при минимальной уставке тока возбуждения величина напряжения смещения нейтрали по показаниям прибора САУ превышала значение 30 В и прибор сигнализировал об ошибке.

Осциллограммы измерений представлены на рис. 6а, 6б, даны значения 50 Гц тока замыкания $I_{ОЗЗ}$ для опыта с изолированной нейтралью, остаточного тока $I_{ОЗЗост}$ и тока $I_{ДГР}$ для опыта с компенсацией. На осциллограммах кривые синего цвета — напряжение фазы А; зеленого цвета — напряжение фазы В; красного — напряжение фазы С; черного — ток ОЗЗ или остаточный ток ОЗЗ; фиолетового цвета — ток ДГР; голубого — напряжение на нейтрали.

Таблица 2. Степень расстройки компенсации емкостных токов ОЗЗ и погрешность определения емкостного тока

Наименование	Измеренный ток ОЗЗ и ДГР на момент эксперимента, А			Степень расстройки компенсации (υ)	Ток компенсации, определяемый устройством автоматического регулирования ДГР, А	Погрешность определения емкостного тока (δ)
	Полный	Активный	Реактивный			
$I_{ОЗЗост}$	2,83	1,34	2,43	15,6%	29,2 А	86,9%
$I_{ДГР}$	14,05	4,60	13,19			

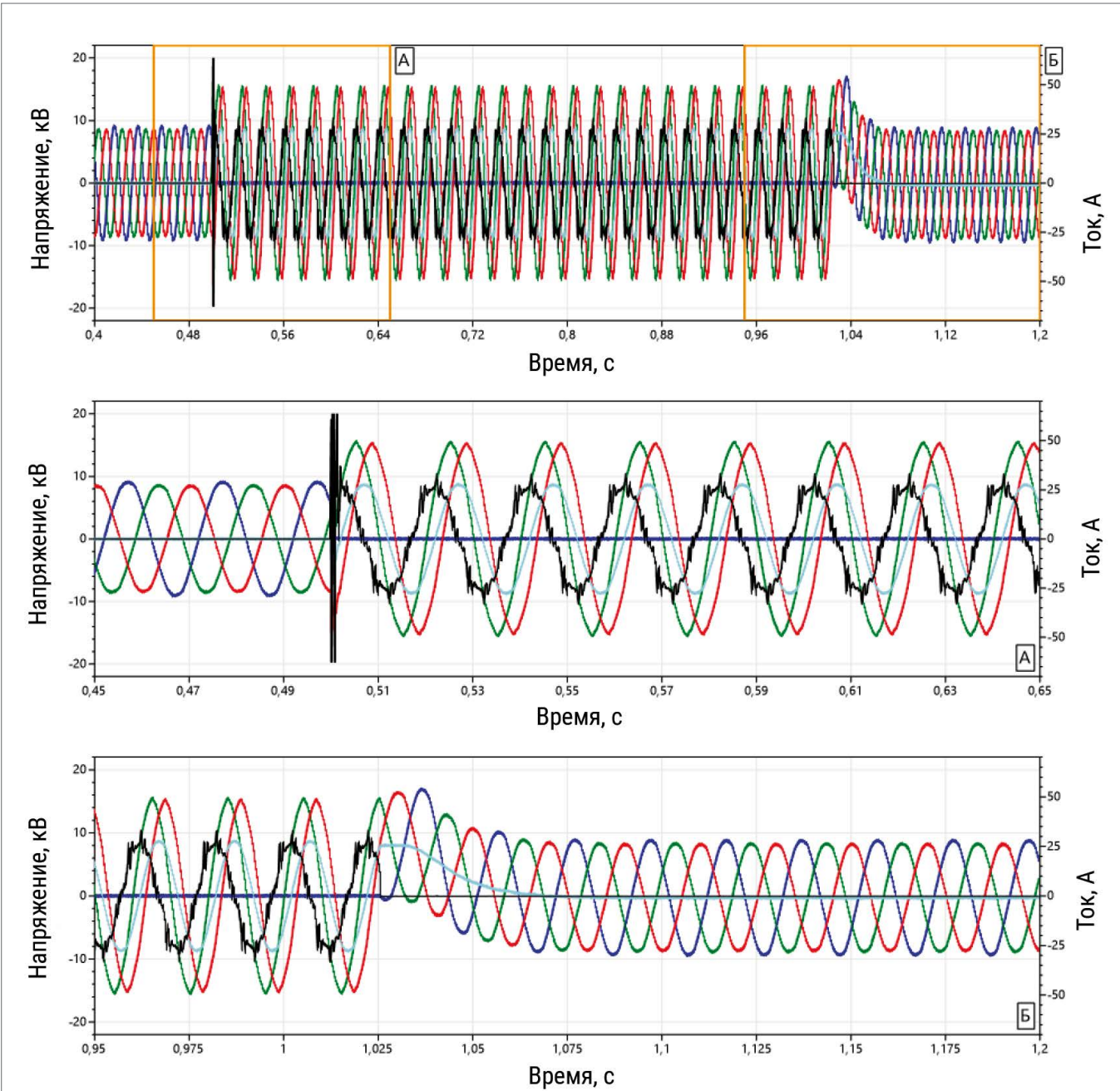


Рис. 6а. Натурные осциллограммы фазных напряжений, тока ОЗЗ, тока реактора и напряжения на нейтрали при ОЗЗ на секции 10 кВ с изолированной нейтралью $I_{O33} = 19,3$ А

Степень расстройки компенсации (ν , %) рассчитана на основании сопоставления реактивной составляющей основной гармоники остаточного тока в месте замыкания и суммы реактивной составляющей тока ДГР основной гармоники:

$$\nu = \left(1 - \frac{I_{ДГР}}{I_{ДГР} + I_{O33ост}}\right) \cdot 100 = \frac{100 \cdot I_{O33ост}}{I_{ДГР} + I_{O33ост}}.$$

(1)

Погрешность (δ , %) определения емкостного тока сети с помощью устройства автоматического регулирования токов компенсации рассчитывалась по следующей формуле:

$$\delta = \left| \frac{I_C - (I_{ДГР} + I_{O33ост})}{I_{ДГР} + I_{O33ост}} \right| \cdot 100, \quad (2)$$

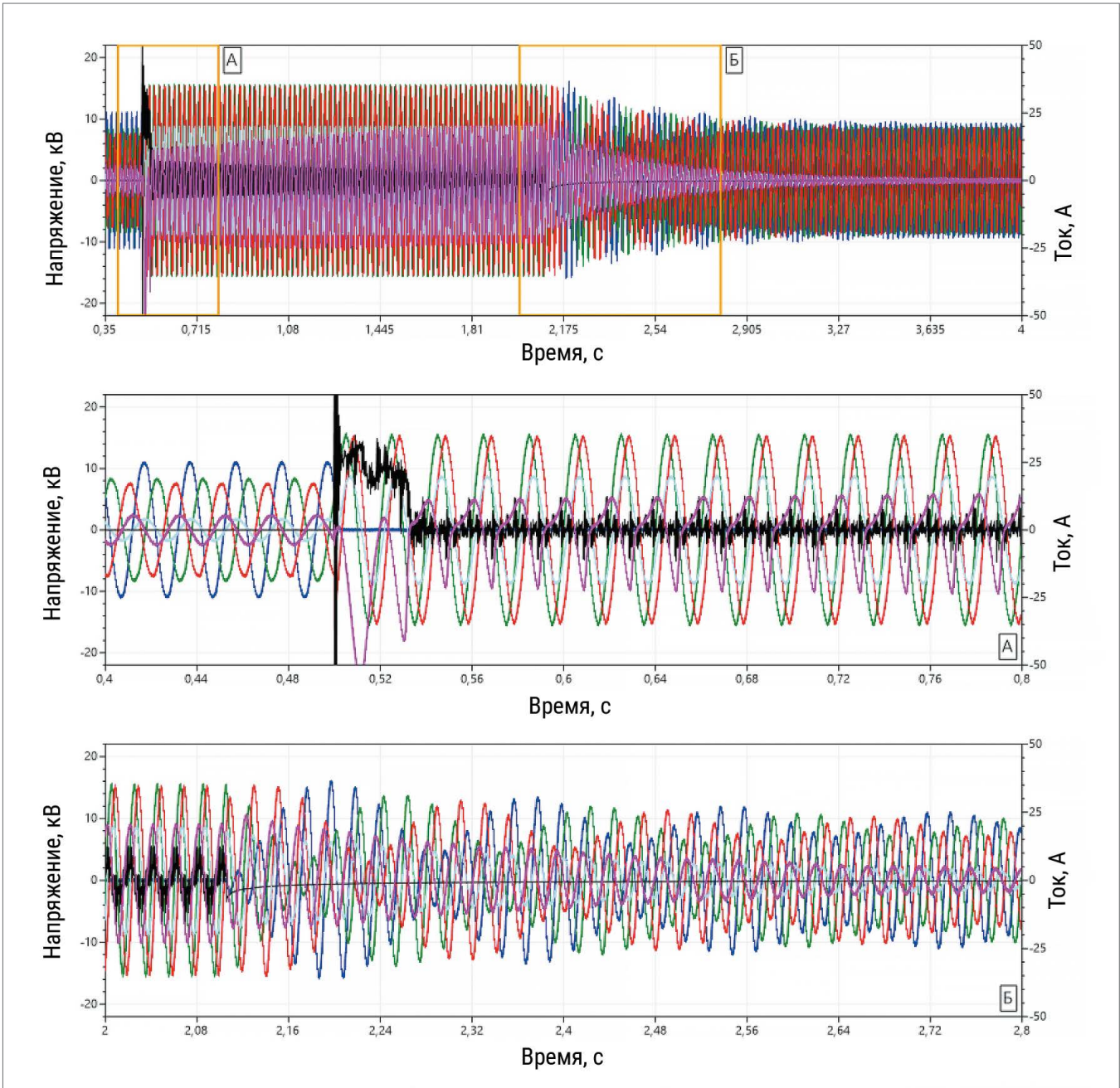


Рис. 6б. Натурные осциллограммы фазных напряжений, тока ОЗЗ, тока реактора и напряжения на нейтрали при ОЗЗ на секции 10 кВ с компенсацией емкостного тока $I_{O33ост} = 2,8$ А, $I_{ДГР} = 14,1$ А

где I_C — значение емкостного тока сети, определяемое устройством автоматического регулирования ДГР. В таблице 2 приведены измеренные значения остаточного тока ОЗЗ, тока ДГР, зафиксированные показания автоматики управления ДГР, а также рассчитанные по результатам измерений значения расстройки компенсации и погрешность определения емкостного тока автоматикой при «металлических» ОЗЗ в сети 10 кВ.

Важно отметить: степень расстройки компенсации в сети 10 кВ составила 15,6 %, что нарушает требования [1, п. 623] — не более 5 %. Более того, зафиксировано, что сеть работает с недокомпенсацией — это тоже недопустимо из-за возможности возникновения резонанса, вплоть до появления «ложной земли» в нормальном режиме при отключении части присоединений сети в рамках перевода питания или работы релейной защиты и автоматики [8].

Очевидно, используемое устройство автоматического регулирования компенсации емкостных токов САУ неверно определяет ожидаемый емкостный ток секции шин 10 кВ: погрешность измерения автоматикой составила более 86 %, что неприемлемо и затрудняет принудительную настройку реактора в режим, близкий к резонансу по нормам [1]. Это приведет к резкому снижению эффективности дугогашения при всех видах однофазных повреждений. Сверхнормативная расстройка компенсации, в свою очередь, вызывает значительные перенапряжения и повреждения высоковольтного оборудования [9].

КОНТРОЛЬ РАБОТОСПОСОБНОСТИ
ОБОРУДОВАНИЯ НЕЙТРАЛИ

В ходе натурных измерений целесообразно производить осциллографирование полного процесса ОЗЗ, в том числе электромагнитных процессов при возникновении и устранении замыкания посредством принудительной коммутации, стационарного процесса — устойчивого замыкания, а также возвращения к нормальному эксплуатационному режиму после отключения искусственного замыкания. Для переходного процесса, который сопровождает ОЗЗ, определяется уровень перенапряжений в исследуемой сети, анализируется характер и время выхода тока установленных ДГР на установившийся режим (единицы и десятки секунд и минут) и фиксируются максимальные значения тока замыкания и тока реактора в переходном режиме (доли и единицы секунд). Изучив переходный процесс после отключения замыкания, по характеру восстановления фазных напряжений можно понять, насколько степень расстройки компенсации соответствует допустимым значениям, оценить риск развития резонансных процессов в обследуемой сети.

При натурных измерениях можно реализовать ряд исследовательских задач. Так, в случае с изолированной нейтралью опытным путем можно оценить подверженность участков сети с малыми емкостными токами и электромагнитным ТН возникновению феррорезонансных явлений. Это можно осуществить на основе анализа характера изменения фазных напряжений после отключения однофазного замыкания. При эксплуатации современных ДГР с плавным регулированием, оснащенных автоматикой настройки тока компенсации, максимальный объем проверки предусматривает изучение следующих параметров:

- точность настройки компенсации в режим резонанса и общая оценка корректности работы автоматики (по значению остаточного тока ОЗЗ в сравнении с зарегистрированным в предыдущем опыте полным током замыкания на землю);
- соответствие показаний автоматики — фактическому току реактора с трансформатора тока в цепи его заземления (сравнение основной гармоники индуктивного тока по осциллограмме и значения тока ДГР, определяемого алгоритмами терминала автоматики реактора);
- соответствие показаний автоматики в части ожидаемого емкостного тока — фактическому току

ОЗЗ с трансформатора тока в цепи искусственного заземления одной фазы (сравнение основной гармоники емкостной составляющей тока замыкания по осциллограмме и значения емкостного тока, определяемого алгоритмами терминала автоматики реактора);

- соответствие тока ДГР паспортным данным — току реактора по осциллограммам в положениях механической плунжерной системы или емкостной системы регулирования со вторичной обмотки, соответствующих минимальному и максимальному индуктивным токам.

Необходимый объем данных (помимо фазных напряжений, первичных сигналов тока в цепях заземления ДГР и резистора) удастся получить при натурных исследованиях с созданием замыканий на землю в сети с резистивным и комбинированным заземлением нейтрали при регистрации. В ходе опытов с любым режимом нейтрали, кроме изолированного, можно подтвердить отсутствие резонансных явлений, которые выражаются в биениях и характерном искажении фазных напряжений после отключения ОЗЗ.

Обследование систем компенсации с помощью серий искусственных «металлических» и дуговых ОЗЗ нужно, прежде всего, для проверки соответствия оборудования требованиям нормативных документов [10] — в первую очередь СТО 34.01–3.2–008–2017. Это связано с перенасыщением рынка устройств КЕТ предложениями от большого числа производителей ДГР (плунжерных, с подмагничиванием, с конденсаторным регулированием) и автоматики их управления на разных принципах (амплитудно-фазовый, наложением сигнала непромышленной частоты, по частоте собственных колебаний). Обоснование правильности того или иного технического решения постфактум выполняется на основе анализа натурных осциллограмм и вывода о сохранении или изменении режима нейтрали в соответствии с нормами [1]. Для эксплуатации важно получить справедливое заключение о работоспособности оборудования заземления нейтрали и достоверности показаний автоматики, точности настройки компенсации емкостного тока в исследованных условиях (при разной конфигурации сети, различных настройках ДГР и его автоматики). Также необходимо учитывать сведения о демпфирующем коэффициенте, добротность и другие параметры.

МОНИТОРИНГ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

В ряде случаев техническое задание заказчика предусматривает определение уровней перенапряжений при замыканиях на землю путем создания искусственных металлических и дуговых ОЗЗ в сети 6–35 кВ. По объективным причинам указанные измерения не всегда можно выполнить ввиду требований по обеспечению бесперебойного энергоснабжения технологических потребителей и предупреждению риска отключения. Это особенно актуально для сетей внутреннего электроснабжения промышленных предприятий с непрерывным циклом производства.

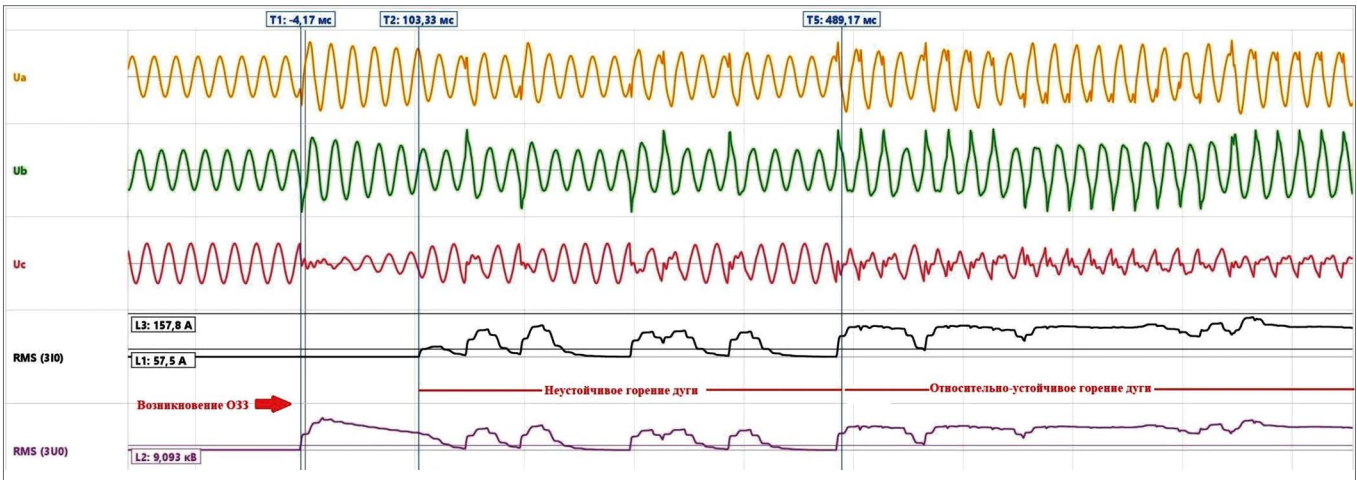


Рис. 7. Осциллограмма однофазного замыкания с микропроцессорного терминала РЗА на поврежденной линии

Для электросетевых объектов проблема может быть связана с отсутствием или недостаточной мощностью резерва, особенно в схемах с односторонним питанием. Очевидно, натурные измерения с искусственными замыканиями на землю несут риски нештатного отключения в сети, хотя их вероятность, за счет управления длительностью замыкания и дополнительной релейной защиты схемы измерения, как было показано, мала. Из опыта сотен подобных измерений в сетях до 35 кВ можно сделать вывод: незапланированное замыкание на другой фазе, в зависимости от состояния изоляции отдельного оборудования, возникает с вероятностью не более 5 %. Несмотря на это, в качестве альтернативы и для накопления более репрезентативной выборки данных, эксплуатирующие организации иногда отдают предпочтение непрерывному мониторингу перенапряжений. Задача такого мониторинга: детальный анализ и, при необходимости, исследование статистических параметров электромагнитных процессов в электрической сети за период от нескольких дней до нескольких месяцев, либо на постоянной основе — в случае установки стационарных систем мониторинга перенапряжений. Известно, что ограниченная полоса пропускания по частоте электромагнитных, емкостных и оптических трансформаторов напряжения, вместе с небольшой частотой дискретизации большинства серийных регистраторов аварийных событий и терминалов релейной защиты и автоматики (1–2 кГц), а также насыщение электромагнитных ТТ при КЗ не позволяют записывать электромагнитный переходный процесс в том качестве и объеме, который необходим для корректного определения амплитудно-частотных параметров перенапряжений и аварийных токов. Пример типовой осциллограммы, зарегистрированной штатными микропроцессорными терминалами РЗА в сети 35 кВ, приведен на рис. 7. Из-за недостаточной частоты дискретизации встроенных осциллографов

терминалов РЗА (обычно не более 3,6 кГц) и полосы пропускания серийных электромагнитных ТН, которая обычно не превышает по верхнему пределу 5 кГц, корректно оценить уровни перенапряжений при замыканиях на землю и их развитие в КЗ не представляется возможным.

Поэтому в некоторых случаях затруднительно точно идентифицировать причину повреждения электрооборудования при разборе и активировании технологических нарушений и аварийных ситуаций в сетях 6–35 кВ. Это усложняет разработку мероприятий по защите оборудования и предупреждению подобных инцидентов в будущем.

Мониторинг, как правило, выполняется тем же составом измерительных приборов и аппаратуры, что используется для регистрации электромагнитных процессов при искусственных ОЗЗ. Могут применяться и отдельные функциональные блоки высокочастотных регистраторов с возможностью записи напряжений на каждом участке (секции) распределительной сети в широкой полосе частот, соответствующей предельным частотам свободной составляющей переходного процесса. Отличие заключается в том, что в этом случае записаны и проанализированы могут быть только фазные напряжения и, при возможности подключения, токи в цепях однофазных устройств заземления нейтрали при «естественных» замыканиях в сети 6–35 кВ.

Недостатком такой методики является отсутствие натурных осциллограмм тока замыкания на землю, так как фиксировать сигналы с трансформаторов тока нулевой последовательности физически затруднительно и, более того, некорректно из-за непрогнозируемой погрешности по углу и амплитуде таких датчиков тока. Тем не менее, мониторинг позволит выполнить проверку работоспособности оборудования в нейтрали сети. Также станет доступной оценка эффективности принятой схемы нейтрали, поскольку кроме настроек силового оборудования можно проанализировать

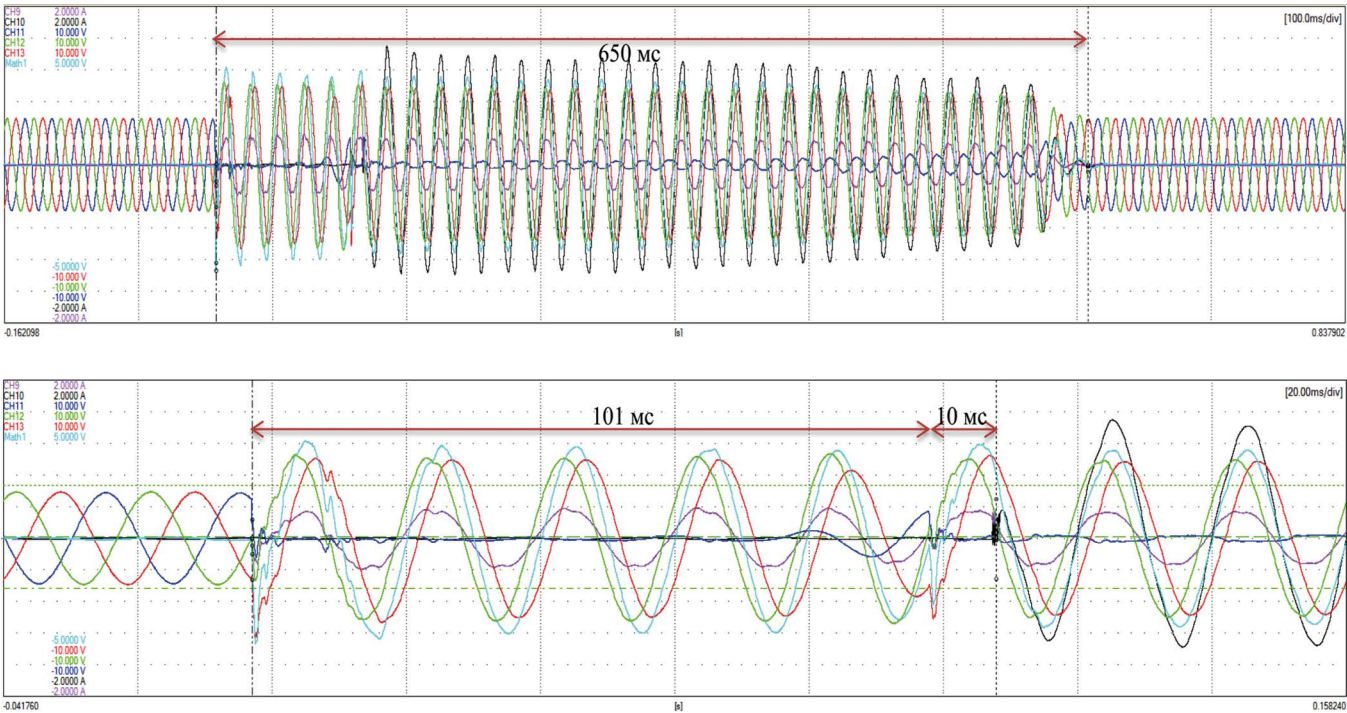


Рис. 8. Осциллограмма однофазного замыкания в кабельной сети 35 кВ с временно установленной системой мониторинга перенапряжений

результаты срабатывания устройств определения поврежденного фидера и комплектов релейной защиты (реализованных алгоритмов защиты от замыканий на землю в микропроцессорных терминалах РЗА). Это достигается благодаря периодическому сравнительному анализу данных цифрового осциллографа-регистратора и количества, видов и причин замыканий и аварийных отключений, записанных в оперативном журнале и журнале срабатываний РЗА. Пример полученной в ходе мониторинга в сети 35 кВ осциллограммы с определением длительности различных этапов процесса замыканий и максимального уровня перенапряжений при ОЗЗ (62,8 кВ) приведен на рис. 8.

Очевидно, получаемые при такой технологии измерений данные являются более информативными благодаря применению делителей напряжения и доступа к инструментарию гармонического и статистического анализа сигналов с помощью внешнего программного обеспечения, например MATLAB.

Приведенные аргументы подтверждают актуальность разработки и внедрения в распределительных сетях 6–35 кВ современных устройств цифрового осциллографирования на основе отечественных электронных узлов и комплексов с применением емкостных или компенсированных делителей напряжения для контроля, регистрации и первичного анализа переходных

электромагнитных процессов в широкой полосе частот [11, поз. 28].

Это позволит получить объективную и своевременную информацию о переходном электромагнитном процессе, его развитии и параметрах, а также последовательности действий по оперативным переключениям, выполненным автоматически или по команде диспетчера. Применение устройств цифрового осциллографирования обеспечит возможность полноценного анализа технологических нарушений и аварийных событий согласно требованиям Приказа Минэнерго России [12].

Такой анализ оптимально выполнять по зарегистрированным осциллограммам, отличающимся от типовых записей регистраторов аварийных событий [13] высокой детализацией, необходимой для контроля переходного процесса не только в течение периода его существования, но и определенных периодов времени до его возникновения и после его устранения.

Это позволяет обеспечить высокую степень наблюдаемости сети за счет цифровой регистрации фазных напряжений на стороне 6–35 кВ питающих силовых трансформаторов подстанции посредством осциллографирования и первичного анализа параметров переходных процессов в режимах однофазных повреждений и коротких замыканий, с передачей информации во внутреннем информационном контуре.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Метод измерения с созданием искусственного управляемого ОЗЗ позволяет в необходимом объеме обеспечить требования ПТЭ электрических станций и сетей РФ [1, пп. 571, 621]. По итогам таких измерений эксплуатирующая организация получает исчерпывающую информацию для собственного использования, перспективного проектирования режимов нейтрали, а также для представления в территориальный орган Ростехнадзора во исполнение соответствующих предписаний.
2. Альтернативным и надежным способом измерения емкостного тока 50 Гц является создание кратковременной несимметрии с помощью высоковольтных конденсаторов в фазе сети при условии изолированной нейтрали. Метод находит широкое применение в сетях, где проведение опытов искусственного замыкания на землю по каким-либо причинам невозможно.
3. Регистрация электромагнитных процессов при замыканиях на землю с максимальной информативностью служит для определения емкостного тока частоты 50 Гц и его гармонического состава (тока искажения), исследования характера изменения фазных напряжений, уровней перенапряжений, оценки риска развития в исследуемой сети феррорезонанса, измерения токов ДГР и резисторов в нейтрали, проверки соответствия степени расстройки компенсации нормативу.
4. Современные цифровые многоканальные осциллографы позволяют реализовать задачи регистрации, сохранения и последующей обработки измеряемых сигналов токов и напряжений в широком диапазоне частот с помощью встроенного программного обеспечения или в отдельных математических программах. Важную роль играют характеристики применяемых первичных датчиков тока и напряжения, которые должны обеспечить преобразование первичных аналоговых сигналов тока на частотах до 5 кГц, а напряжения — в требуемом диапазоне частот переходного процесса замыкания на землю.
5. С целью снижения рисков аварийных отключений эксплуатирующая организация может предусмотреть замену опытов искусственных ОЗЗ на непрерывный мониторинг переходных процессов с осциллографированием фазных напряжений и токов в цепи нейтрали. В этом случае контролируются замыкания на землю и КЗ, возникающие из-за пробоя или механического повреждения изоляции оборудования, что позволяет на новом уровне обеспечить наблюдаемость сети и исполнение Приказа Министерства энергетики РФ [12]. Однако при таком способе регистрации отсутствует возможность получить достоверную информацию о действительных значениях тока замыкания на землю в рамках выполнения нормативных требований ПТЭ электрических станций и сетей РФ.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утв. Приказом Министерства энергетики РФ №1070 от 04.10.2022: введ. в действие 06.03.2023.	9. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. М.: Энергия, 1971. 152 с.
2. Ширковец А.И., Чашин О.А., Лиске А.Г. Опыт измерения емкостного тока в сетях 6–10 кВ промышленного предприятия методом инъекции тестового сигнала // Энергоэксперт. 2025. № 4. С. 68–73.	10. Брыкин В.П., Дроздов Н.В., Корчмарик Ю.Г. Системы компенсации емкостного тока замыкания на землю. Соответствие требованиям нормативных документов // Новости ЭлектроТехники. 2018. №3 (111); №4 (112). С.38–41; С.42–47.
3. РД 34.20.179 (ТИ 34-70-070-87) Типовая инструкция по компенсации емкостного тока в сетях 6–35 кВ.	11. «Россети» определили новые тематики НИОКР на 2025–2027 гг. [Электронный ресурс]. URL: https://eepir.ru/new/rosseti-opredelili-novye-tematiki-niokr-na-2025-2027/ (Дата обращения 20.11.2025).
4. Кутумов Ю.Д. Повышение эффективности компенсации токов однофазного замыкания на землю в кабельных сетях 6–10 кВ в условиях влияния на ток повреждения вышших гармонических составляющих: автореф. дис. к. т. н. Иваново, 2022. 20 с.	12. Об утверждении Порядка передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике и инцидентах в электроэнергетике, форм актов по результатам расследования причин аварий и инцидентов в электроэнергетике и требований к их заполнению, форм отчетов об авариях и инцидентах в электроэнергетике и требований к их заполнению и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 2 марта 2010 г. № 90: Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30 сентября 2025 № 1214 (Зарегистрирован 01.10.2025 № 83716) [Электронный ресурс]. URL: http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202510020002 (Дата обращения 07.12.2025).
5. Определение тока однофазного замыкания на землю на основе натурного эксперимента с осциллографированием / Валов В.Н., Ширковец А.И., Ильиных М.В. [и др.] // Релейная защита и автоматизация. 2021. № 03. С. 104–113.	13. СТО 34.01–4.1–002–2017. Регистраторы аварийных событий. Технические требования. Дата введения: 15.08.2017 № 427р. ПАО «Россети».
6. Майоров А.В., Челазнов А.А., Ильиных М.В. Экспериментальные исследования переходных процессов при однофазных замыканиях в сети 20 кВ // Вестник ИГЭУ. 2015. Вып. 6. С. 23–29.	
7. Кучумов Л.А., Кузнецов А.А. Усовершенствованный способ измерения емкостной и активной составляющих токов однофазного замыкания на землю в сетях 6–35 кВ // Промышленная энергетика. 2012. №2. С. 23–27.	
8. Кадомская К.П., Лаптев О.А. Предотвращение самопроизвольного смещения нейтрали — задача для разработчиков ТН // Новости Электротехники: электронный журнал. URL: http://news.elteh.ru/arh/2009/58/08.php Дата публикации: 2009. №4(58).	

УДК 004.94:621.315.1
Шифр специальности ВАК 2.4.3.

СИММЕТРИЧНЫЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ НАГРУЗОЧНЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ РАДИАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 0,4 кВ

В настоящее время остается актуальной проблема выявления аварийных режимов работы электрических сетей 0,4 кВ. В литературных источниках отмечено, что контроль симметричных составляющих напряжений является одним из достоверных способов идентификации аварийных режимов. Исследование распределения симметричных составляющих токов и напряжений в нагрузочных и аварийных режимах работы электрической сети 0,4 кВ было реализовано на компьютерной модели. По результатам моделирования аварийных режимов, вызванных короткими замыканиями и обрывами проводов, были установлены зависимости распределения симметричных составляющих напряжений обратной и нулевой последовательностей вдоль протяженности линии.

При использовании устройств автоматизации и их установки на 50 % от общей протяженности линии электропередачи 0,4 кВ и более возможно использовать минимальную уставку по составляющей напряжения обратной последовательности со значением 20 % от номинального фазного напряжения сети, а по составляющей напряжения нулевой последовательности — 12 %. Это позволит идентифицировать аварийные режимы работы и повысить электробезопасность эксплуатации электрических сетей 0,4 кВ.

Благодарности: автор выражает благодарность команде «Проект РЗА» в лице главного редактора Дмитрия Василевского и научного редактора Андрея Ильинского за помощь в составлении аналитических выражений нагрузочных и аварийных режимов работы электрической сети 0,4 кВ, а также анонимному рецензенту за полезные замечания.

АВТОР:
А.А. Лансберг,
lansbergaa@vk.com,
ORCID ID 0000-0002-2834-6092,
младший научный сотрудник
лаборатории электроснабжения,
ФГБНУ «Федеральный научный
агроинженерный центр ВИМ»,
Москва, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#моделирование; #компьютерная
модель; #короткое замыкание;
#обрыв провода; #симметричные
составляющие

↓ для цитирования:

Лансберг А.А. Симметричные составляющие токов и напряжений нагрузочных и аварийных режимов работы радиальной электрической сети 0,4 кВ // Энергия единой сети. 2026. № 1 (80). С. 34–42.



ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время воздушные линии электропередачи (ЛЭП) 0,4 кВ характеризуются низкой защищенностью от аварийных режимов работы и низкой надежностью электроснабжения. Это проявляется в том, что поток отказов достигает 29,06 отключений/100 км/год¹ [1], а среднее время аварийного перерыва в электроснабжении — 2,3 ч [2]. Из-за завышенной протяженности и использования устаревших типов защитных коммутационных аппаратов воздушные линии электропередачи 0,4 кВ недостаточно защищены от токов однофазного короткого замыкания (ОКЗ) [3]. Это приводит к невозможности отключения аварийного режима за время, установленное требованиями Правил устройства электроустановок¹. С целью исследования электрических параметров в режиме устойчивого ОКЗ в электрической сети 0,4 кВ [4] разработана физическая модель радиальной линии электропередачи 0,4 кВ. Для решения аналогичной задачи в работе [5] также разработана компьютерная модель воздушной линии электропередачи. Наиболее достоверное исследование электрических параметров в режиме ОКЗ было реализовано с использованием действующего полигона сети 0,4 кВ электросетевой организации — филиала ПАО «Россети» — «Челябинскэнерго» [6]. Эти работы обеспечили возможность разработать методы выбора места установки плавких предохранителей, предназначенных для секционирования электрических сетей 0,4 кВ, которые реагируют на ток в фазном проводе и позволяют защитить участок до точки установки следующего коммутационного аппарата [7].

С помощью упомянутой компьютерной модели было реализовано исследование режимов обрывов фазного и нейтрального проводов в радиальной электрической сети 0,4 кВ, которое позволило выявить соотношение фазных напряжений и симметричных составляющих напряжений на вводе у потребителя, подключенного в наиболее удаленной точке линии [8]. На основе результатов исследований была предложена концепция использования микропроцессорных приборов учета электроэнергии, позволяющих выявлять аварийные режимы [9].

Одним из широко распространенных аварийных режимов является обрыв фазного провода 6–10 кВ на вводе силового трансформатора 6–10/0,4 кВ, в результате которого не возникает однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью [10]. Данный режим сопровождается значительным снижением фазных напряжений в сети 0,4 кВ, что было выявлено в результате исследований на физической модели [11] и экспериментальных исследований на действующем полигоне электрической сети 0,4 кВ [12]. Также были определены значения симметричных составляющих напряжений на вводе трансформаторной подстанции 0,4 кВ и в точке подключения потребителя электрической сети [13]. Полученные электрические параметры предлагается использовать

в качестве уставок микропроцессорных счетчиков электроэнергии, что позволит осуществлять выявление данного типа аварийного режима [14]. Отмечено, что симметричные составляющие напряжений обратной и нулевой последовательностей являются одними из электрических параметров, по значениям которых можно сделать вывод о возникновении аварийных режимов работы электрических сетей 0,4 кВ, в том числе вызванных обрывами проводов [14].

Разработана концепция применения высокоавтоматизированных устройств секционирования на ЛЭП 0,4 кВ, являющихся аналогами реклоузеров для сетей среднего класса напряжения [15]. Для включения и отключения участков электрической сети 0,4 кВ в устройстве используются вакуумные контакторы, управление которыми осуществляется микроконтроллерным блоком. Ранее для данных устройств были обоснованы уставки для защиты от коротких замыканий по токам, протекающим в фазных и нулевом проводах, а также по напряжениям, контролируемым в точке установки устройства [16]. В работе [17] рассматривалась возможность использования уставок по токам и напряжениям для устройств секционирования в аварийных режимах, вызванных обрывами фазных проводов. Установлено, что мониторинга только данных электрических параметров может быть недостаточно для выявления и распознавания аварийных режимов, вызванных обрывами проводов, при которых токи и напряжения вдоль протяженности линии электропередачи 0,4 кВ незначительно отличаются от электрических параметров нагрузочных режимов. В связи с этим предлагается рассмотреть возможность использования симметричных составляющих в качестве электрических параметров, позволяющих повысить достоверность распознавания аварийного режима в совокупности со значениями токов и напряжений.

▼ **Цель работы** заключается в исследовании распределения симметричных составляющих токов и напряжений вдоль радиальной линии электропередачи 0,4 кВ в нагрузочных и аварийных режимах работы.

МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Исследование распределения симметричных составляющих в нагрузочных и аварийных режимах работы электрической сети 0,4 кВ было реализовано на компьютерной модели, для которой погрешность получаемых результатов моделирования не превышает 10 % [18]. Внешний вид модели представлен на рис. 1. Принцип ее работы основан на построении схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей электрической сети 10/0,4 кВ, на основе которых описывается матрица соединений элементов сети. Затем определяются ветви и контуры, которые используются для записи уравнения по законам Кирхгофа. В зависимости от моделируемого режима работы в уравнения вводятся граничные условия,

¹Правила устройства электроустановок [Текст] / Федеральная служба по экологическому, технол. и атомному контролю. — 7-е изд. — Санкт-Петербург: ДЕАН, 2013. — 701 с., [2] л. карты: ил., табл.; 21 см. — (Безопасность труда России).; ISBN 978-5-93630-923-6 (в пер.).

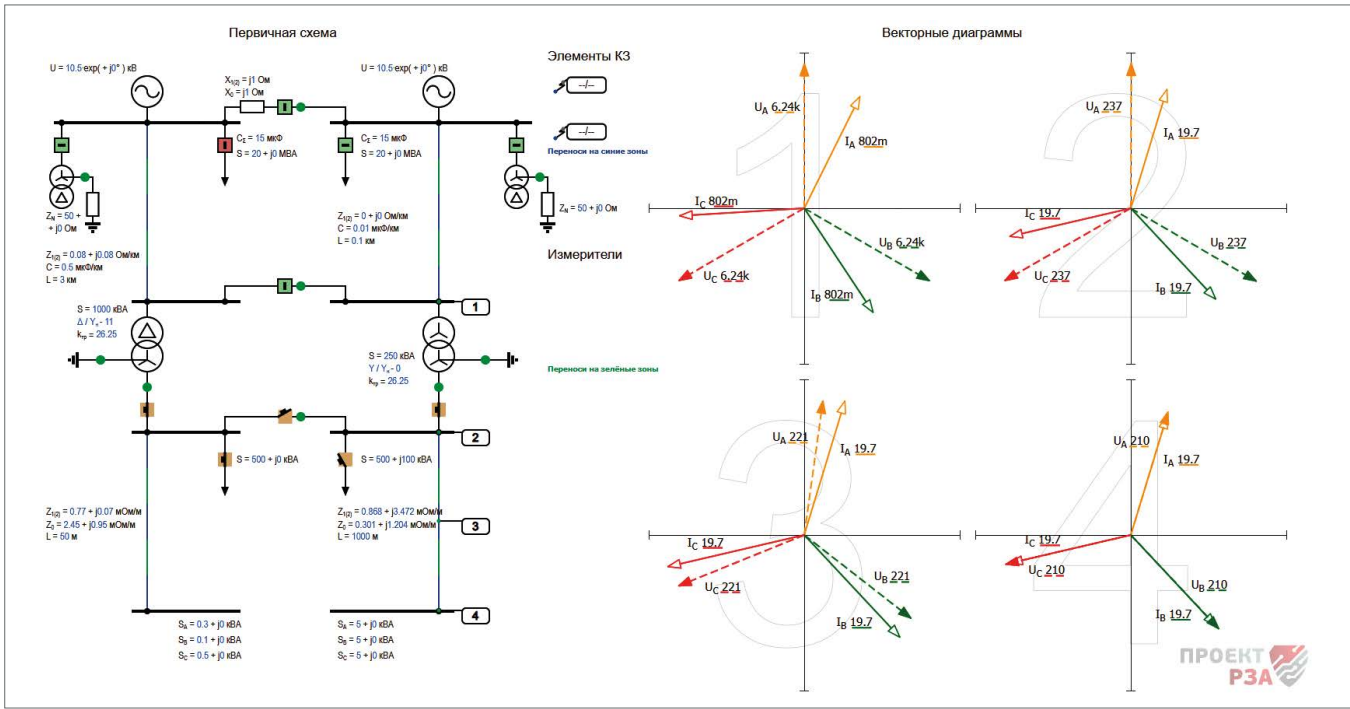


Рис. 1. Компьютерная модель электрической сети 10/0,4 кВ в нагрузочном режиме

характерные для аварийных режимов, вызванных обрывами проводов и короткими замыканиями. Составленная система уравнений решается методом Гаусса.

В настоящем исследовании данная модель была представлена в виде питающей энергосистемы 10 кВ с током короткого замыкания 1 кА в точке подключения силового трансформатора 10/0,4 кВ. В качестве значения мощности силового трансформатора было задано значение 250 кВА. При этом в качестве схем и групп соединения обмоток использовались:

- Y/Y_n-0;
- D/Y_n-11;
- Y/Z_n-11.

Протяженность ЛЭП 0,4 кВ была задана значением 1000 м, а в качестве используемого проводника был выбран неизолированный провод типа А-35. В качестве потребителя использовалась активная нагрузка суммарной мощностью 15 кВт, как симметричная, так и несимметричная, с разной мощностью по фазам. Данные параметры были выбраны в связи с тем, что их наиболее широко используют при электроснабжении сельскохозяйственных потребителей [19].

В качестве примера приведем аналитические уравнения нагрузочного режима и режима однофазного короткого замыкания. Для нагрузочного режима работы электрической сети 0,4 кВ система из n уравнений с n неизвестными, которыми являются симметричные составляющие токов и напряжений, имеет вид (1):

$$\left. \begin{aligned} I_{1H} \cdot (Z_{TP1} + Z_{Л1}) &= E - U_{1H}; \\ I_{2H} \cdot (Z_{TP1} + Z_{Л1}) &= -U_{2H}; \\ I_{0H} \cdot (Z_{TP0} + Z_{Л0}) &= -U_{0H}; \\ (U_{1H} + U_{2H} + U_{0H}) &= Z_{AH} \cdot (I_{1H} + I_{2H} + I_{0H}); \\ (a^2 \cdot U_{1H} + a \cdot U_{2H} + U_{0H}) &= Z_{BH} \cdot (a^2 \cdot I_{1H} + a \cdot I_{2H} + I_{0H}); \\ (a \cdot U_{1H} + a^2 \cdot U_{2H} + U_{0H}) &= Z_{CH} \cdot (a \cdot I_{1H} + a^2 \cdot I_{2H} + I_{0H}); \end{aligned} \right\} (1)$$

где, I_1, I_2 и I_0 – симметричные составляющие токов прямой, обратной и нулевой последовательностей, А; U_1, U_2, U_0 – симметричные составляющие напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей, В; E – электродвижущая сила питающей системы, В; Z_{AH}, Z_{BH}, Z_{CH} – фазные сопротивления нагрузок, Ом; α – оператор поворота, 120° и 240°.

Фазные сопротивления нагрузки в данной системе используются в уравнениях связи между симметричными составляющими токов и напряжений. Решение системы уравнений (1) осуществляется методом Гаусса. С учетом значений, представленных в системе (1), основную матрицу системы можно представить в виде (2):

$$A = \begin{pmatrix} I_1 & 0 & 0 & Z_{TP1} + Z_{Л1} & 0 & 0 \\ 0 & I_2 & 0 & 0 & Z_{TP1} + Z_{Л1} & 0 \\ 0 & 0 & I_0 & 0 & 0 & Z_{TP0} + Z_{Л0} \\ I_1 & I_2 & I_0 & -Z_{AH} & -Z_{AH} & -Z_{AH} \\ a^2 \cdot I_1 & a \cdot I_2 & I_0 & -a^2 \cdot Z_{BH} & -a \cdot Z_{BH} & -Z_{BH} \\ a \cdot I_1 & a^2 \cdot I_2 & I_0 & -a \cdot Z_{CH} & -a^2 \cdot Z_{CH} & -Z_{CH} \end{pmatrix} (2)$$

При этом матрица значений системы уравнений (1) имеет вид (3):

$$B = \begin{pmatrix} E \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}, (3)$$

Решение заданных матриц осуществляется по формуле (4):

$$X = A^{-1} \cdot B. (4)$$

Для режима однофазного короткого замыкания фазы «А» система уравнений имеет вид (5):

$$\left. \begin{aligned} I_{1Л} &= I_{1КЗ} + I_{1Н} \\ I_{1Л} \cdot (Z_{TP1} + Z_{Л1}) &= E - U_{1Н}; \\ U_{1Н} &= U_{1КЗ}; \\ I_{2Л} \cdot (Z_{TP1} + Z_{Л1}) &= -U_{2Н}; \\ U_{2Н} &= U_{2КЗ}; \\ I_{2Л} &= I_{2КЗ} + I_{2Н}; \\ I_{0Л} &= I_{0КЗ} + I_{0Н}; \\ I_{0Л} \cdot (Z_{TP0} + Z_{Л0}) &= -U_{0Н}; \\ U_{0Н} &= U_{0КЗ}; \\ (U_{1Н} + U_{2Н} + U_{0Н}) &= Z_{AH} \cdot (I_{1Н} + I_{2Н} + I_{0Н}); \\ (a^2 \cdot U_{1Н} + a \cdot U_{2Н} + U_{0Н}) &= Z_{BH} \cdot (a^2 \cdot I_{1Н} + a \cdot I_{2Н} + I_{0Н}); \\ (a \cdot U_{1Н} + a^2 \cdot U_{2Н} + U_{0Н}) &= Z_{CH} \cdot (a \cdot I_{1Н} + a^2 \cdot I_{2Н} + I_{0Н}); \\ U_{1КЗ} + U_{2КЗ} + U_{0КЗ} &= 0; \\ I_{1КЗ} &= I_{2КЗ}; \\ I_{2КЗ} &= I_{0КЗ}. \end{aligned} \right\} (5)$$

Для других аварийных режимов аналитические уравнения и матрицы составляются аналогично рассмотренным, с использованием граничных условий, представленных в источнике [20].

В качестве сопротивлений элементов сети использовались значения, представленные в таблице 1.

Для оценки распределения симметричных составляющих в аварийном режиме работы сети 0,4 кВ были смоделированы нагрузочные режимы с разной степенью

Таблица 1. Сопротивления электрооборудования, используемые при моделировании

Элемент сети	Элемент сети			
	Активное сопротивление прямой последовательности, r1, Ом (Ом/км)	Реактивное сопротивление прямой последовательности, x1, Ом (Ом/км)	Активное сопротивление нулевой последовательности, r0, Ом (Ом/км)	Реактивное сопротивление нулевой последовательности, x0, Ом (Ом/км)
Силовой трансформатор ТМ-250/10/0,4 кВ Y/Yn-0	0,0095	0,027	0,097	0,235
Силовой трансформатор ТМ-250/10/0,4 кВ D/Yn-11	0,0107	0,027	0,0107	0,027
Силовой трансформатор ТМ-250/10/0,4 кВ Y/Zn-11	0,0107	0,028	0,005	0,004
Воздушная линия электропередачи 0,4 кВ, выполненная проводом А-35	0,868	3,472	0,301	1,204

несимметрии нагрузок, с коэффициентами несимметрии напряжений по нулевой последовательности (k_{0U}) от 0 % до 17,4 %. Согласно ГОСТ 32144–2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», предельно допустимыми значениями k_{0U} являются 2 % и 4 %, соответственно, в течение 95 % и 100 % времени за одну неделю. Однако электрические сети 0,4 кВ преимущественно характеризуются несимметричной коммунально-бытовой нагрузкой, которая может приводить к тому, что k_{0U} будет значительно превышать указанные значения [21]. Электрические параметры в точке подключения нагрузки представлены в таблице 2.

Таблица 2. Электрические параметры в точке подключения нагрузки

Обозначение	Фазные мощности нагрузки, кВт			Фазные токи, А			Фазные напряжения, В			Коэффициент несимметрии напряжений, k_{0U} , %	Ток нейтрالي, I(N), А
	P(A)	P(B)	P(C)	I(A)	I(B)	I(C)	U(A)	U(B)	U(C)		
S1	5	5	5	19,7	19,7	19,7	210	210	210	0,0%	0
S2	3	5	7	12,1	20,4	26	217	215	198	8,8%	12,3
S3	1	5	9	4,09	21	31,2	224	218	185	17,4%	22,9

Таблица 3. Симметричные составляющие напряжений в нагрузочных режимах

Протяженность линии, L , м	Коэффициент несимметрии нагрузки, k_{ou} , %								
	0 % (S1)			8,8 % (S2)			17,4 % (S3)		
	U_1	U_2	U_0	U_1	U_2	U_0	U_1	U_2	U_0
0	237	0	0	231	0,2	0,3	230	0,3	0,7
200	231	0	0	226	3,6	1,5	226	7,2	2,9
400	224	0	0	221	6,8	2,6	220	13,7	5
600	219	0	0	215	9,6	3,6	214	19,5	6,8
800	214	0	0	209	12,2	4,5	208	24,6	8,3
1000	210	0	0	203	14,4	5,2	201	29,1	9,7

В ходе моделирования нагрузочных режимов работы сети 0,4 кВ были выявлены электрические параметры, характерные для нагрузок с разной степенью несимметрии. Так, при суммарной мощности как симметричной, так и несимметричных нагрузок 15 кВт фазные напряжения в точке ее подключения изменялись в пределах 185–210 В, фазные токи – в пределах 4,09–31,2 А, а ток в нулевом проводе – от 0 до 22,9 А.

- Следует отметить, что при описании полученных результатов приняты следующие сокращения:
- составляющая напряжения прямой последовательности – U_1 ;
 - составляющая напряжения обратной последовательности – U_2 ;

- составляющая напряжения нулевой последовательности – U_0 ;
 - номинальное фазное напряжение – $U_{ф.ном}$;
 - составляющая тока прямой последовательности – I_1 ;
 - составляющая тока обратной последовательности – I_2 ;
 - составляющая тока нулевой последовательности – I_0 .
- Рассмотрим результаты распределения симметричных составляющих токов и напряжений в нагрузочных и аварийных режимах работы электрической сети 0,4 кВ.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ИХ ОБСУЖДЕНИЕ

В ходе компьютерного моделирования нагрузочных и аварийных режимов работы электрической сети 0,4 кВ было установлено, что независимо от схемы и группы соединения обмоток силового трансформатора 10/0,4 кВ распределение симметричных составляющих токов и напряжений в конкретном рассматриваемом режиме является одинаковым.

В таблице 3 представлено распределение симметричных составляющих в нагрузочных режимах при разной степени несимметрии нагрузок (S1–S3).

Установлено, что в симметричном режиме отсутствуют составляющие U_2 и U_0 , а составляющая U_1 изменяется в пределах от 237 до 210 В. Составляющие U_2 и U_0 проявляются при значительной степени несимметрии нагрузки. Например, при $k_{ou} = 8,8\%$ U_2 возрастает от ввода 0,4 кВ до наиболее удаленной точки электрической сети 0,4 кВ до значения 14,4 В, а U_0 – до 5,2 В. А при $k_{ou} = 17,4\%$ U_2 возрастает до значения 29,1 В, а U_0 – до 9,7 В, что составляет 13 % и 4 % от $U_{ф.ном}$.

В таблице 4 представлено распределение симметричных составляющих напряжений в режимах симметричного и несимметричных коротких замыканий (КЗ) с нагрузкой S3, подключенной в наиболее удаленной точке электрической сети 0,4 кВ. Короткие замыкания моделировались на удалении 1000 м от ввода низкого напряжения 0,4 кВ

Таблица 4. Симметричные составляющие напряжений в режимах коротких замыканий с несимметричной нагрузкой

Протяженность линии, L , м	Однофазное КЗ и нагрузка S_3			Двухфазное КЗ и нагрузка S_3			Двухфазное КЗ на нулевой провод и нагрузка S_3			Трехфазное КЗ и нагрузка S_3		
	Симметричные составляющие напряжений прямой U_1 , обратной U_2 и нулевой последовательностей U_0 , В											
	U_1	U_2	U_0	U_1	U_2	U_0	U_1	U_2	U_0	U_1	U_2	U_0
0	237	0,1	0,9	237	1,5	0	236	1,3	1,4	236	0	0
200	210	17,4	6,4	213	19,9	0	199	10,7	10,8	190	0	0
400	186	35,3	11,8	186	44,2	0	163	20,2	20,4	144	0	0
600	160	53,9	17,2	161	66	0	122	29,6	29,7	98,4	0	0
800	137	70,6	22,5	136	88	0	85,9	38,8	38,8	46,1	0	0
1000	114	88,1	28	110	110	0	48,4	48,4	48,4	0	0	0

Таблица 5. Симметричные составляющие напряжений в режимах обрывов провода с несимметричной нагрузкой

Протяженность линии, L , м	Обрыв фазы 0,4 кВ при нагрузке S3, В			Обрыв нулевого провода 0,4 кВ при нагрузке S3, В			Обрыв фазы 10 кВ при нагрузке S3, В		
	U_1	U_2	U_0	U_1	U_2	U_0	U_1	U_2	U_0
0	237	-	-	237	0,6	90,2	127	119	0
200	230	-	-	230	6,8	90,2	121	117	0
400	224	-	-	226	13,2	90,2	115	115	0
600	145	71,4	68,9	222	19,8	90,2	109	113	0
800	140	71,9	67,3	218	26,6	90,2	103	113	0
1000	137	73,1	65,8	214	33,6	90,2	97,8	113	0

силового трансформатора непосредственно в точке подключения потребителя. Это обусловлено тем, что 52 % аварийных отключений электрических сетей 0,4 кВ вызваны повреждениями в точке подключения потребителя [22].

Исходя из результатов, представленных в таблице 4, следует, что в режимах несимметричных коротких замыканий присутствуют составляющие U_1 , U_2 и U_0 . Однако рассматривать составляющую U_1 в качестве электрического параметра, характеризующего аварийный режим, нецелесообразно: она присутствует как в нагрузочных, так и аварийных режимах работы.

В режиме однофазного короткого замыкания (ОКЗ) U_2 на удалении 20–100 % от общей протяженности ЛЭП 0,4 кВ составляет 7,6–38,3 % от $U_{ф.ном}$. В режиме двухфазного короткого замыкания (ДКЗ) ее значение – 8,6–47,8 % от $U_{ф.ном}$. При этом в режиме двухфазного короткого замыкания на нулевой провод (ДКЗНП) U_2 на удалении 30–100 % от общей протяженности ЛЭП составляет 6,6–21 % от $U_{ф.ном}$. В свою очередь, U_0 проявляется только при ОКЗ и ДКЗНП. Так, в режиме ОКЗ составляющая U_0 на удалении 60–100 % от общей протяженности ЛЭП 0,4 кВ равна 7,5–12 % от $U_{ф.ном}$, а при ДКЗНП на удалении 30–100 % – 6,7–21 % от $U_{ф.ном}$.

В таблице 5 представлены симметричные составляющие в режимах обрывов проводов со стороны как 10 кВ, так и 0,4 кВ. Обрыв со стороны 10 кВ моделировался непосредственно на вводе силового трансформатора 10 кВ, а обрывы проводов со стороны 0,4 кВ – в середине ЛЭП 0,4 кВ (500 м).

С учетом результатов, представленных в таблице 5, можно сделать вывод: в режимах обрывов проводов со стороны низкого напряжения, кроме составляющей U_1 , возникают U_2 и U_0 . При обрыве фазного провода (ОФП) со стороны высокого напряжения 10 кВ возникает только U_2 , а U_0 отсутствует.

В режиме обрыва фазного провода от ввода трансформатора 0,4 кВ до точки обрыва (0–500 метров) U_2 и U_0 на участке с замыканием изменяются в зависимости от режима однофазного короткого замыкания. Их значения сильно зависят от переходного сопротивления в точке падения провода на землю, поэтому

в данной таблице они не представлены. В свою очередь, на участке после обрыва со стороны потребителя составляющая U_2 равна 30,3–31,8 % от $U_{ф.ном}$, а U_0 – 31–28,6 % от $U_{ф.ном}$. В режиме обрыва нулевого провода со стороны 0,4 кВ составляющая U_2 увеличивается от ввода трансформатора 0,4 кВ до значения 14,6 % от $U_{ф.ном}$, при этом U_0 вдоль всей протяженности линии равна 39 % от $U_{ф.ном}$. В режиме ОФП со стороны 10 кВ составляющая U_2 вдоль всей протяженности ЛЭП – 49–52 % от $U_{ф.ном}$.

На рис. 2 показано распределение составляющей U_2 в исследованных режимах работы электрической сети 0,4 кВ.

Исходя из распределения составляющей U_2 в режимах, представленных на рис. 2, можно сделать вывод, что данный электрический параметр может использоваться для повышения достоверности выявления аварийных режимов работы электрической сети 0,4 кВ, в том числе, вызванных обрывами проводов. Это позволит распознавать режимы несимметричных коротких замыканий и ОФП со стороны как 0,4 кВ, так и 10 кВ. Режимом, который нельзя идентифицировать с использованием данного электрического параметра, является ОНП со стороны 0,4 кВ. Это связано с тем, что в данном режиме значение составляющей напряжения обратной последовательности (U_2) сопоставимо с ее значениями в нагрузочных режимах при значительной степени несимметрии нагрузки. В случае использования устройств секционирования линий электропередачи 0,4 кВ и их установки на 50 % от общей протяженности линии и более возможно использовать минимальную уставку по составляющей напряжения обратной последовательности (U_2) со значением 20 % от номинального фазного напряжения электрической сети 0,4 кВ. Это позволит идентифицировать аварийные режимы работы и повысить электробезопасность эксплуатации сети.

На рис. 3 представлено распределение составляющей напряжения нулевой последовательности (U_0) в исследованных режимах. В нагрузочных режимах при значительной степени несимметрии нагрузки значение U_0 не превышает 10 % от $U_{ф.ном}$ вдоль всей протяженности линии.

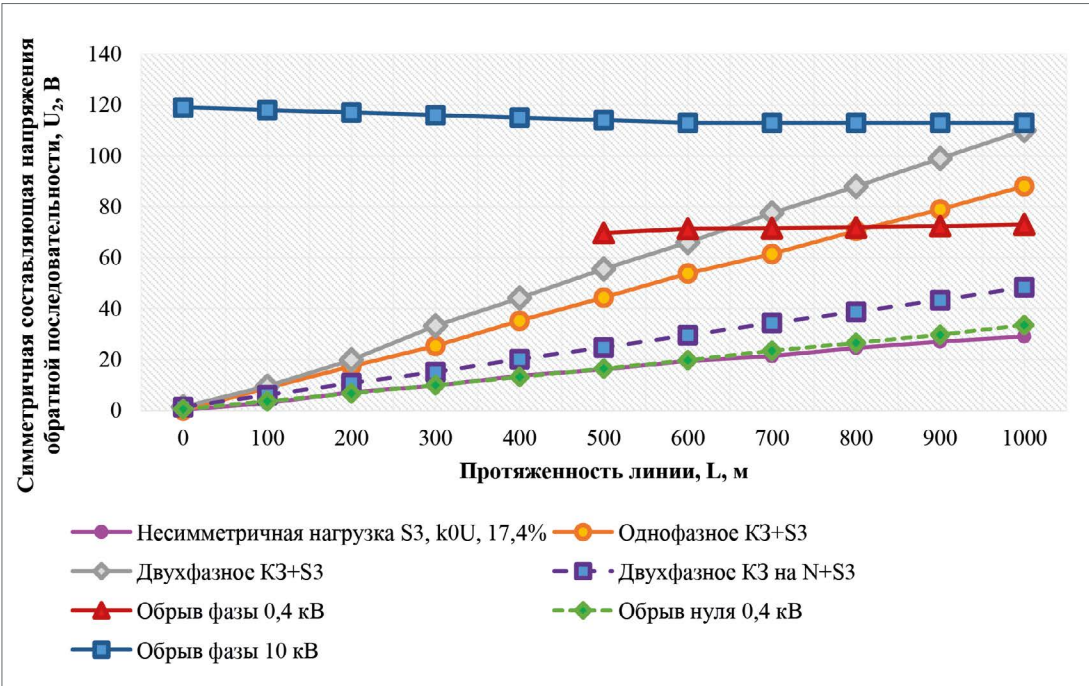


Рис. 2. Распределение симметричной составляющей напряжения обратной последовательности (U_2) в нагрузочных и аварийных режимах работы электрической сети 0,4 кВ

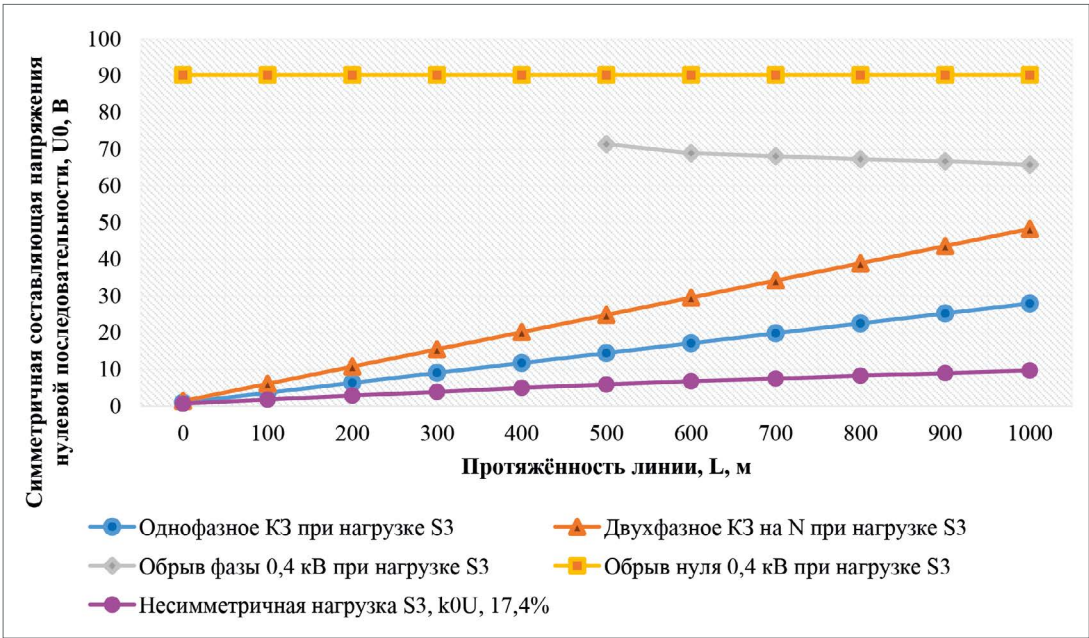


Рис. 3. Распределение напряжения нулевой последовательности (U_0) в нагрузочных и аварийных режимах работы электрической сети 0,4 кВ

В аварийных режимах ОКЗ ток в нулевом проводе может возрасти незначительно ввиду высоких протяженностей линий электропередачи 0,4 кВ и низких сечений проводов. В связи с этим, контроль электрического параметра U_0 позволит идентифицировать аварийные режимы работы сетей 0,4 кВ. При использовании устройств секционирования на удалении 50 % и более от общей протяженности линии электропередачи минимальная уставка по данному параметру может быть задана со значением 12 %.

В таблице 6 представлено распределение симметричных составляющих токов и токов в нейтрали в нагрузочных и аварийных режимах работы сети 0,4 кВ. Данные, представленные в таблице 6, позволяют сделать вывод: с использованием симметричных составляющих токов I_2 и I_0 выявить такие аварийные режимы, как обрывы проводов, не представляется возможным — их значения сопоставимы со значениями данных параметров в нагрузочных режимах. Использовать их можно

Таблица 6. Симметричные составляющие токов

Режим	Симметричные составляющие токов, А			Ток нейтрали, I(N), А
	I_1	I_2	I_0	
Нагрузочный режим с $k_{0U} = 0 \%$	19,7	0	0	0
Нагрузочный режим с $k_{0U} = 8,8 \%$	19,4	4,11	4,11	12,3
Нагрузочный режим с $k_{0U} = 17,2 \%$	18,7	8,3	7,62	22,9
Однофазное КЗ с нагрузкой	37,8	24,4	22,2	66,7
Двухфазное КЗ с нагрузкой	36,2	30,6	8	24
Двухфазное КЗ на нулевой провод с нагрузкой	52,5	13,4	38,4	115
Трехфазное КЗ с нагрузкой	65,9	0	0	0
Обрыв фазного провода 0,4 кВ	17,4	9,56	8,68	26
Обрыв нулевого провода 0,4 кВ	15,1	9,31	0	0
Обрыв фазного провода 10 кВ	11,7	12,8	0	5,15

для идентификации аварийных режимов, вызванных несимметричными короткими замыканиями. При этом параметр тока в нейтральном проводе может применяться для идентификации режима двухфазного короткого замыкания на нулевой провод. В свою очередь, в других аварийных режимах, в том числе однофазного короткого замыкания, у данного параметра невысокие значения — сопоставимые с нагрузочными режимами при значительной степени несимметрии. Это может привести к ложному срабатыванию защитного устройства.

В настоящее время в сельских электрических сетях 0,4 кВ используются только защитные коммутационные аппараты (автоматические выключатели и плавкие предохранители), которые реагируют на ток, протекающий в фазном проводе. Использование современных технических средств, обеспечивающих контроль симметричных составляющих напряжений вместе с контролем токов и напряжений, может повысить достоверность распознавания аварийных режимов работы сетей 0,4 кВ — в том числе вызванных обрывами проводов, при которых изменения токов и напряжений могут не отличаться от параметров нагрузочных режимов.

Длительное время разрабатывались технические решения для контроля симметричных составляющих напряжений обратной (U_2) и нулевой (U_0) последовательностей. При этом большинство из них относятся к высоковольтным сетям и представлены электромеханическими реле, подключаемыми через трансформаторы напряжения. В настоящее время для решения данной задачи используются микропроцессорные терминалы. Так, для контроля напряжения обратной последовательности (U_2) разработано электромеханическое реле РНФ 1 М. Аналогичные технические решения защищены патентами РФ № 2353943, 2316776. Существуют решения с похожим принципом и для контроля напряжения нулевой последовательности. Наиболее распространенное — реле типа РНН 57, аналогами которого являются технические реше-

ния с патентом РФ № 132566 и авторским свидетельством СССР № 805460. Таким образом, разработка датчиков контроля симметричных составляющих напряжения обратной последовательности (U_2) и напряжения нулевой последовательности (U_0) является актуальной научной задачей.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам оценки распределения симметричных составляющих токов и напряжений в нагрузочных и аварийных режимах работы вдоль радиальной электрической сети 0,4 кВ можно сделать следующие выводы:

- В ходе компьютерного моделирования нагрузочных режимов было выявлено, что составляющие U_2 и U_0 возникают при значительной степени несимметрии нагрузки и могут достигать 13 % и 4 %, соответственно от номинального фазного напряжения сети 0,4 кВ.
- При моделировании аварийных режимов работы сети 0,4 кВ были установлены зависимости распределения составляющих U_2 и U_0 . При применении устройств секционирования линий электропередачи 0,4 кВ наряду с защитами по току и напряжению возможно использовать защиты, основанные на контроле симметричных составляющих напряжений обратной и нулевой последовательностей. При установке технических средств на удалении 50 % от общей протяженности ЛЭП 0,4 кВ и более минимальная уставка по составляющей напряжения обратной последовательности (U_2) может быть задана со значением 20 % от номинального фазного напряжения сети 0,4 кВ, а по составляющей напряжения нулевой последовательности (U_0) — 12 %. Предложенный принцип контроля не только электрических параметров токов и напряжений, но и симметричных составляющих на-

пряжений позволит повысить достоверность распознавания аварийных режимов работы электрической сети 0,4 кВ и производить их отключение с помощью современных технических средств.

3. В ходе исследования установлено, что разработка датчиков мониторинга составляющих U_2 и U_0 для электрических сетей 0,4 кВ является актуальной научной задачей, решение которой позволит применять их в технических средствах повышения защищенности сетей и более достоверно идентифицировать аварийные режимы их работы.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

- Виноградова А.В., Виноградов А.В., Букреев А.В. Удельные показатели надежности электрических сетей 0,4 кВ. DOI 10.26897/2687-1149-2024-6-77-85 // Агроинженерия. 2024. Т. 26, № 6. С. 77–85.
- Виноградова А.В. Коэффициенты сезонности по количеству и продолжительности отключений в сельских электрических сетях с учетом их причин. DOI 10.26897/2687-1149-2025-2-92-99 // Агроинженерия. 2025. Т. 27, № 2. С. 92–99.
- Валеев Р.Г., Ершов А.М. Анализ факторов, влияющих на величину тока однофазного короткого замыкания в электрических сетях с воздушными линиями напряжением 380 В // Электробезопасность. 2015. № 2. С. 3–16.
- Ершов А.М., Валеев Р.Г., Сидоров А.И., Млоток А.В. Разработка физической модели электрической сети напряжением 380 В // Электробезопасность. 2014. № 1. С. 3–18.
- Валеев Р.Г., Млоток А.В., Ершов А.М., Сидоров А.И. Моделирование электрической сети напряжением 380 В с воздушными линиями в программной среде MATLAB-SIMULINK // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2013. № 9–10. С. 116–128.
- Млоток А.В., Ершов А.М., Валеев Р.Г., Сидоров А.И. Опытная электрическая сеть напряжением 380 В // Вестник Инженерной школы Дальневосточного федерального университета. 2014. № 2 (19). С. 96–107.
- Валеев Р.Г. Концепция построения защиты электрических сетей напряжением 380 В от однофазных коротких замыканий // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2013. Т. 13, №1. С. 30–34.
- Ершов А.М., Валеев Р.Г., Валеев Г.С., Валеев Р.Г. Исследование на компьютерной модели режимов работы радиальной воздушной линии напряжением 380 В при обрывах фазных и нулевого проводов // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2016. № 9–10. С. 31–42.
- Млоток А.В. Принцип выявления обрывов фазных и нулевого проводов воздушной линии напряжением 380 В // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2014. Т. 14, № 1. С. 41–47.
- Ершов А.М., Хлопова А.В., Сидоров А.И. Сигнализация о возникновении обрыва фазного провода воздушной линии напряжением 6–10 кВ // Электрические станции. 2017. № 12 (1037). С. 34–40.
- Ершов А.М., Хлопова А.В. Физическая модель электрической сети напряжением 10/0,38 кВ // Электробезопасность. 2016. № 2. С. 13–21.
- Ершов А.М., Валеев Р.Г., Хлопова А.В. Методика проведения экспериментальных исследований параметров электрической сети напряжением 10/0,38 кВ при различных режимах ее работы // Электробезопасность. 2016. № 3. С. 27–36.
- Ершов А.М., Хлопова А.В., Сидоров А.И. Моделирование системы обеспечения электробезопасности при обрыве одной из фаз. DOI 10.5281/zenodo.1408246 // Вестник Инженерной школы Дальневосточного федерального университета. 2018. № 3 (36). С. 134–145.
- Ершов А.М., Хлопова А.В., Сидоров А.И. Система защиты воздушных линий напряжением 0,38 и 6–10 кВ от обрывов проводов // Электрические станции. 2020. № 4(1065). С. 28–32.
- Виноградов А.В., Сейфуллин А.Ю., Букреев А.В. Определение рациональных мест размещения мультиконтактных коммутационных систем. DOI 10.22314/2073-7599-2024-18-3-82-90 // Сельскохозяйственные машины и технологии. 2024. Т. 18, № 3. С. 82–90.
- Виноградов А.В., Лансберг А.А. Разработка способа и алгоритма защиты сельских электрических сетей 0,4 кВ от коротких замыканий с использованием устройства секционирования. DOI 10.30724/1998-9903-2025-27-4-56-68 // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2025. Т. 27, № 4. С. 56–68.
- Лансберг А.А., Виноградов А.В. Компьютерное моделирование режима обрыва нулевого провода в радиальной сельской электрической сети 0,4 кВ // Энергия единой сети. 2025. № 1 (76). С. 26–33.
- Лансберг А.А., Виноградов А.В., Панфилов А.А. Оценка достоверности математической модели сельской электрической сети 0,4 кВ в Matlab Simulink на примере исследования установившегося режима однофазного короткого замыкания. DOI 10.30724/1998-9903-2023-25-6-14-28 // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. 2023. Т. 25, № 6. С. 14–28.
- Виноградов А.В., Лансберг А.А., Виноградова А.В. Анализ конфигурации электрических сетей 0,4 кВ Орловской области. DOI 10.22314/2658-4859-2023-70-4-22-29 // Электротехнологии и электрооборудование в АПК. 2023. Т. 70, № 4 (53). С. 22–29.
- Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебник. Москва: Энергия, 1970. С. 517.
- Бородин М.В., Виноградов А.В., Голиков И.О., Лансберг А.А. Анализ показателей качества электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,4 кВ и причин жалоб потребителей в филиале ПАО «Россети Центр» — «Орелэнерго» // Научный журнал молодых ученых. 2022. – № 3 (28). С. 72–80.
- Виноградова А.В., Виноградов А.В. Систематизация причин отключений в сельских электрических сетях. DOI 10.53914/issn2071-2243_2025_1_103 // Вестник Воронежского государственного аграрного университета. 2025. Т. 18, № 1 (84). С. 103–111.



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



УДК 621 316.99
Шифр специальности ВАК 2.4.2, 2.4.1.

ВЛИЯНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК РЕЗИСТОРА В НЕЙТРАЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 20 кВ МЕГАПОЛИСА НА ПАРАМЕТРЫ СРАБАТЫВАНИЯ УСТРОЙСТВ РЗА

Рассматривается влияние характеристик резистора в сети 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали на параметры срабатывания устройств релейной защиты и автоматики (РЗА). Определены параметры термической стойкости резисторов с учетом температурного коэффициента сопротивления активной части резистора и минимальное значение длительно допустимого тока при эксплуатации резисторов заземления нейтрали в электрической сети напряжением 20 кВ мегаполиса.



Шкаф КРУ 20 кВ

Фото: пресс-службы АО «ОЭК»

АВТОРЫ:
М.Ю. Львов, д. т. н.,
LvovMY@uneco.ru
А.А. Челазнов, д. т. н., ст. н. с
А.С. Долгов
В.В. Цуканов,
АО «ОЭК», Москва, Россия
В.Ф. Лачугин, д. т. н.,
НИУ «МЭИ», Москва, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#электрическая сеть 20 кВ;
#резистор заземления нейтрали;
#максимальная токовая защита;
#токовая защита нулевой последовательности; #ступени селективности; #термическая стойкость

↓ ДЛЯ ЦИТИРОВАНИЯ:

Львов М.Ю., Челазнов А.А., Долгов А.С., Цуканов В.В., Лачугин В.Ф. Влияние характеристик резистора в нейтрали электрической сети 20 кВ мегаполиса на параметры срабатывания устройств РЗА // Энергия единой сети. 2026. № 1 (80). С. 44–48.

©©

С 2000 г. в Москве развивается электрическая сеть напряжением 20 кВ, построенная по принципу низкоомного резистивного заземления нейтрали, при которой устройства релейной защиты обеспечивают отключение поврежденных линий при однофазном замыкании на землю (ОЗЗ) [1]. Заземление нейтрали сети 20 кВ выполнено с использованием резистора сопротивлением $R_N = 12 \text{ Ом}$, обеспечивающего при ОЗЗ активный ток 1000 А [2]. Применена схема, в которой резистор включается в нейтраль обмотки силового трансформатора со схемой соединения «звезда с нулевой точкой – звезда с нулевой точкой» (рис. 1). При вводе новых подстанций 110–220/20 кВ применялись резисторы разных производителей с отличающимися параметрами, к основным из которых относятся: значение номинального длительно допустимого тока, допустимое время протекания расчетного тока 1000 А (время термической стойкости), температурный коэффициент сопротивления (ТКС). В таблице 1 приведены примеры основных параметров резисторов, эксплуатируемых в электрической сети 20 кВ г. Москвы. Как известно, в настоящее время в России отсутствует ГОСТ с техническими требованиями на резисторы заземления нейтрали для электрических сетей среднего класса напряжения. Также в действующей нормативно-технической документации (НТД) отсутствуют требования к параметрам резисторов для низкоомного заземления нейтрали в сетях напряжением 20 кВ [3, 4]. Производители резисторов изготавливают их по своим техническим условиям (ТУ). Отметим, что в действующей НТД нет требований к термической стойкости резисторов заземления нейтрали и к значениям ТКС. Низкоомный резистор заземления нейтрали подключается в нейтральную точку обмотки силового трансформатора 20/(110)220 кВ и является одним из основных элементов электрической сети 20 кВ. Надежность работы резистора непосредственно влияет на надежность работы сети. Присоединения секций шин 20 кВ защищены с помощью максимальных токовых защит (МТЗ) и токовых

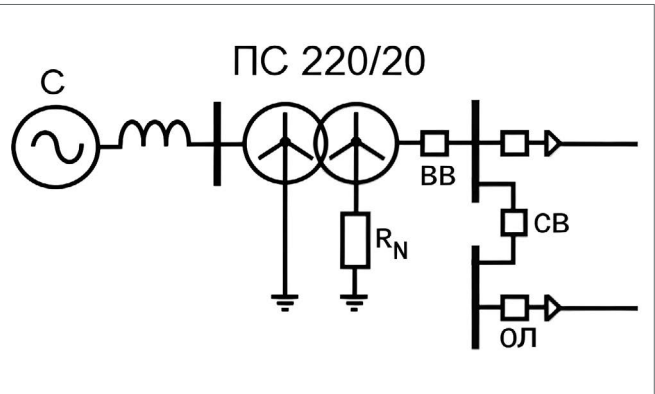


Рис. 1. Подключение резистора к нейтрали сети 20 кВ

защит нулевой последовательности (ТЗНП). Селективность их действия обеспечивается ступенчатым выбором параметров срабатывания по току и по времени. Длительность протекания тока нулевой последовательности через резистор в нейтрали питающего трансформатора подстанции не должна превышать время термической стойкости резистора. С учетом коэффициента запаса для сети 20 кВ длительность работы ТЗНП составляет 1,9 с [5]. При заданной допустимой продолжительности протекания аварийного тока через подключенный к нейтрали резистор $t_{\text{ТЗНП Р}} = 1,9 \text{ с}$ время срабатывания ТЗНП выключателя ввода (ВВ), секционного выключателя (СВ) и выключателя отходящей кабельной линии (КЛ), с учетом шага селективности $\Delta t_{\text{ТЗНП}} = 0,3 \text{ с}$, составляет:

- ТЗНП ВВ: $t_{\text{ТЗНП ВВ}} = 1,6 \text{ с}$,
- ТЗНП СВ: $t_{\text{ТЗНП СВ}} = 1,3 \text{ с}$,
- ТЗНП КЛ: $t_{\text{ТЗНП КЛ}} = 1,0 \text{ с}$.

Время работы МТЗ питающей подстанции определяется количеством последовательно включенных комплектов защиты (N_K), величиной ступени селективности (Δt_c) и уставкой первой ступени защиты на подстанции

Таблица 1. Основные параметры установленных резисторов

	Тип резистора	Производитель	Материал резистивного элемента	Номинальный длительно допустимый ток, А	Допустимое время протекания тока 1000 А, с	ТКС, 1/°С
1	Р30С3-20/20-У2	Россия	Нихромовая проволока	40	2,5	0,0002
2	FMA012KD000006	Франция	Нержавеющая сталь	100	2,5	0,0012
3	FMA012KD000008-01	Франция	Нержавеющая сталь	50	5,0	0,0012
4	NER-12-12000-20	Чехия	Нержавеющая сталь	40	2,5	0,00072
5	Р3-12-72000-20	Россия	Композиционный материал	56	10,4	- 0,000762*
6	JOVYATLAS 24NGR3.130	Германия	Нержавеющая сталь	40	2,5	0,00072
7	NER-12-12000-20	Чехия	Нержавеющая сталь	40	5,0	0,00072
8	РЗН-12-20-1	Россия	Нержавеющая сталь	40	10,0	0,00105

*Композиционный материал имеет отрицательный ТКС

потребителей ($t_{1, \text{MTЗ}}$). Уставки МТЗ на всех присоединениях превышают соответствующие значения уставок ТЗНП, поскольку МТЗ защищает шины и сеть за трансформатором потребителей, а ТЗНП отсекается треугольником трансформатора потребителей.

Значения уставок МТЗ и ТЗНП, определенные для $N_k = 5$, шага селективности $\Delta t_c = 0,3$ с и $t_{1, \text{MTЗ}} = 0,1$ с показаны на рис. 2.

При заданном значении $\Delta t_c = 0,3$ с ТЗНП охватывается два участка КЛ 20 кВ: от шин питающей подстанции (ПС) до шин распределительного пункта (РП) и от шин РП до шин подстанции потребителей (ТП).

Принятый алгоритм выбора параметров срабатывания защит приводит к тому, что в электрической сети 20 кВ на головном присоединении две ступенчатые токовые защиты (МТЗ и ТЗНП) действуют на отключение выключателя с разной выдержкой времени ($t_{\text{MTЗ КЛ}} = 1,6$ с и $t_{\text{ТЗНП КЛ}} = 1,0$ с) (рис. 2).

Когда запускается ТЗНП, имеющая меньшую выдержку времени по сравнению с нижестоящей МТЗ, возникает риск неселективной работы ТЗНП — она отключает присоединение при удаленном междуфазном коротком замыкании (КЗ), тогда как это отключение должно обеспечиваться нижестоящей МТЗ.

Для исключения подобного риска применяется перекрестная блокировка ТЗНП при пуске МТЗ.

В сети с низкоомным заземлением нейтрали близость параметров срабатывания по времени и по току обеих защит неоднократно становилась причиной неправильной работы ТЗНП.

На рис. 3 приведен пример неселективного действия МТЗ и ТЗНП в сети 20 кВ. Для нее указаны параметры сра-

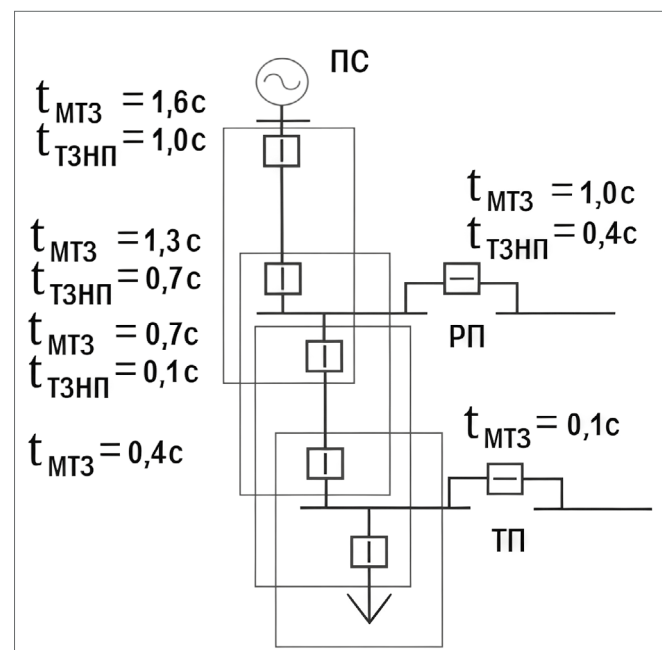


Рис. 2. Система ступенчатых защит электрической сети мегаполиса

батывания защит, определяющие последовательность событий при ОЗЗ на КЛ, отходящей от комплектного распределительного устройства (КРУ) подстанции 220/20 кВ.

В приведенном примере возникновение ОЗЗ привело к одновременному пуску МТЗ и ТЗНП с токами срабатывания $I_{\text{MTЗ КЛ}} = 880$ А и $I_{\text{ТЗНП КЛ}} = 300$ А. При пуске МТЗ работа ТЗНП, питающей КЛ, была заблокирована. Ток срабатывания МТЗ, установленной на секционном выключателе (МТЗ СВ), составил 2500 А, что исключило ее активацию. Поэтому МТЗ СВ не заблокировала ТЗНП СВ, в результате чего отключение поврежденной секции произошло от ТЗНП СВ (время срабатывания 1,3 с), а не от МТЗ КЛ. Неселективная работа защиты в данном случае была вызвана меньшим временем срабатывания ТЗНП по сравнению с уставкой МТЗ.

Помимо выведения блокировки защиты, избежать этого можно с помощью увеличения времени срабатывания ТЗНП, что требует повышения термической стойкости резисторов нейтрали.

Следует отметить, что расчет параметров срабатывания защит для всех подстанций 220/20 кВ г. Москвы выполняется по единой методике, ориентированной на минимальные значения времени термической стойкости эксплуатируемых резисторов, без учета различий их термических характеристик.

При подключении объектов к питающим центрам через подстанцию потребителей с собственными защитами не всегда удается обеспечить настройку ТЗНП питающих кабельных линий по времени срабатывания. Выдержки времени защиты на шинах потребителей (реальный пример МТЗ — 1,2 с, ТЗНП — 0,75 с), задаваемые условиями работы их сетей ограничивают количество ступеней селективности и обуславливают необходимость уменьшения их длительности. Это в ряде случаев приводит к неселективной работе ТЗНП при повреждениях на секциях шин в РП или ПС.

Значительные единичные мощности силовых трансформаторов и автотрансформаторов на питающих центрах, а также большая разветвленность электрической

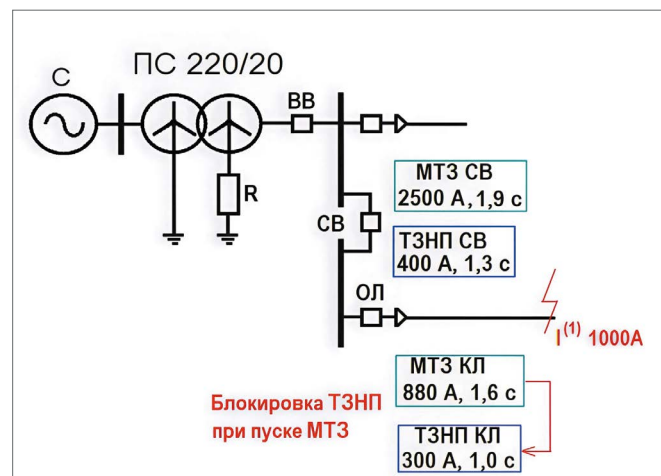


Рис. 3. Пример неселективного действия МТЗ и ТЗНП в сети 20 кВ

сети мегаполиса требуют новых решений для обеспечения селективности отключения поврежденного участка. Добавление новых присоединений приводит к росту ступеней защит и необходимости увеличения времени отключения. В этой ситуации к нейтрали нужно подключить резисторы с достаточно большим допустимым временем протекания максимального тока, позволяющим увеличить уставку ТЗНП защиты резистора. При этом требуется анализ минимального значения времени его термической стойкости.

При эксплуатации резистора нагрев его активной части в аварийном режиме может привести к повреждению и разрушению, в том числе с возникновением опасности возгорания.

Увеличение сопротивления резистивного элемента при протекании тока короткого замыкания приводит к уменьшению величины активного тока, что, в свою очередь, может привести к недопустимому уменьшению чувствительности ТЗНП, и, соответственно, к снижению надежности работы сети.

Конечное значение сопротивления резистивного материала при его нагреве, согласно стандарту IEEE Std C57.32–2015 [6], определяется в виде:

$$R = R_0(1 + \alpha \Delta T), \quad (1)$$

где R_0 — начальное значение сопротивления резистивного элемента;

R — конечное значение сопротивления резистивного элемента;

ΔT — изменение температуры;

α — ТКС.

Рост температуры нагрева резистора зависит от ряда факторов и в соответствии с [3, 7] определяется зависимостью:

$$\Delta T = -\frac{I^2 R_0}{\mu + \alpha I^2 R_0} \left[1 - \exp\left(\frac{\mu + \alpha I^2 R_0}{c} t\right) \right], \quad (2)$$

где I — значение тока замыкания на землю при ОЗЗ (принимается расчетное значение тока ОЗЗ, равное 1000 А);

c — значение полной теплоемкости резистивного элемента резистора;

μ — коэффициент теплоотдачи.

Проведение расчетов для определения значений ΔT в соответствии с (2) и определение конечного значения сопротивления резистора (1) должно проводиться отдельно для каждой выдержки времени срабатывания установленных защит, а именно: значение t при расчетах по формуле (2) принимается согласно установленному времени срабатывания указанных защит.

Результатом теплового расчета является сравнение полученных значений конечного сопротивления резистора, рассчитанного для каждой длительности установленных защит, с допустимым значением сопротивления резистора.

Для этого рассчитывается изменение сопротивления резистора в соответствии с формулой (1) по параметрам срабатывания ТЗНП отходящих кабельных линий $R_{\text{КЛ}}$, секционного выключателя $R_{\text{СВ}}$ и выключателя ввода $R_{\text{ВВ}}$ в кратковременном аварийном режиме.

Максимально допустимое значение сопротивления резистора $R_{\text{доп}}$, при котором обеспечивается нормированная чувствительность ТЗНП, определяется как [7]:

$$R_{\text{доп}} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} I_{\text{сраб.озз}}} - 0,1, \quad (3)$$

где $I_{\text{сраб.озз}}$ — минимальный ток срабатывания ТЗНП, А; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение резистора, В; 0,1 — сопротивление остальной части резистивного заземления нейтрали (кабель ввода для подключения резистора к нейтрали силового трансформатора/автотрансформатора, кабель вывода для соединения резистора с заземляющим проводником, контактные соединения шин, проводов, кабелей, заземляющего проводника), Ом.

Значение рассчитанных сопротивлений резистора $R_{\text{КЛ}}$, $R_{\text{СВ}}$ и $R_{\text{ВВ}}$ должны быть меньше $R_{\text{доп}}$.

Результаты исследований и выполненные расчеты для резисторов заземления нейтрали в электрической сети 20 кВ позволили определить требования к минимальному времени термической стойкости с учетом значений ТКС материала, применяемого при изготовлении резистивного элемента:

- Если резистивный элемент из нержавеющей стали, то ТКС должен быть не более 0,000263 1/°С, а время термической стойкости — не менее 5 с.

- Если резистивный элемент из композитного материала, то ТКС должен быть не менее –0,000762 1/°С, а время термической стойкости — не менее 7,9 с.

При несимметричных режимах в распределительной сети 20 кВ может возникнуть недопустимый длительный нагрев активной части резистивного элемента. Защита от несимметричных режимов (ЗНР) используется только на питающих центрах и выбирается по условию отстройки от длительно допустимого тока резистора.

Наиболее близкой к тепловой характеристике резистора является нормально инверсная времятоковая характеристика (рис. 4).

Для этой характеристики требования к расчету уставки по времени задаются выражением:

$$t = \frac{0,14}{\left(\frac{I}{I_p}\right)^{0,02} - 1} \cdot k, \quad (4)$$

где t — время отключения (определяется в зависимости от значения входящего тока), с;

k — уставка коэффициента умножения времени (0,05 ÷ 1,1) с шагом 0,01;

I — ток повреждения, А;

I_p — ток срабатывания, А.

Положение характеристики задается значением тока срабатывания I_p и коэффициентом k , определяющим степень отстройки характеристик. Селективность срабатывания выключателей КЛ, секционного ввода и резистора (КЛ, СВ, ВВ, РЕЗ, рис. 4) обеспечивается величиной $k = 1,0, 0,9, 0,8, 0,7$ соответственно.

Ток срабатывания I_p задает положение левой границы характеристик и определяется допустимым значением тока несимметрии по каналу нулевой последовательности. В настоящее время ток срабатывания ЗНР резистора в электрической сети мегаполиса составляет $I_{\text{ЗНР}} = 36$ А.

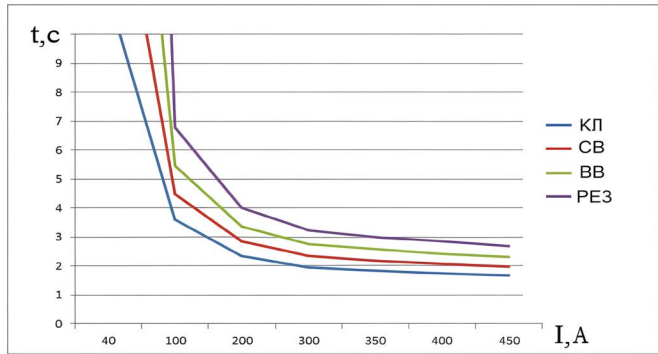


Рис. 4. Нормально инверсная времятоковая характеристика

Допустимое значение длительно протекающего тока для большинства резисторов сети мегаполиса равно $I_{\text{дл}} = 40$ А. Такое значение $I_{\text{дл}}$ накладывает ограничения на допустимое значение тока несимметрии в сети 20 кВ, что в ряде случаев может приводить к неселективному отключению присоединений.

ГОСТ 32144–2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» устанавливает допустимые уровни несимметрии напряжений в трехфазных системах. Согласно этому стандарту, коэффициент несимметрии напряжений нулевой последовательности не должен превышать 2 % в течение 95 % времени интервала в 1 неделю и 4 % — в течение 100 % времени интервала в 1 неделю. Следовательно, для электрической сети 20 кВ значение напряжения нулевой последовательности U_0 при 4 % будет составлять:

$$U_0 = 4 \% / 100 \% \cdot 20000 / \sqrt{3} = 461,9 \text{ В.} \tag{5}$$

При таком напряжении ток нулевой последовательности I_0 (ток несимметрии) равен:

$$I_0 = 461,9 \text{ В} / 12 \text{ Ом} = 38,5 \text{ А.} \tag{6}$$

Следовательно, согласно ГОСТ 32144–2013, номинальный длительно допустимый ток должен быть не менее данного значения, а продолжительность протекания тока не должна иметь ограничения по времени. Анализ опыта эксплуатации электрической сети 20 кВ мегаполиса показывает, что несимметрия по напряжению может возникать у крупных потребителей с переменной нагрузкой. В распределительной сети были зафиксированы токи несимметрии на уровне 46 А, при этом продолжительность несимметричного режима составляла от нескольких секунд до нескольких минут.

Таким образом, резисторам заземления нейтрали, применяемым в электрической сети 20 кВ мегаполиса, целесообразно иметь значение номинального длительно допустимого тока не менее 50 А. Это позволяет фактически отстроиться от токов несимметрии в сети и повысить надежность и бесперебойность электроснабжения потребителей.

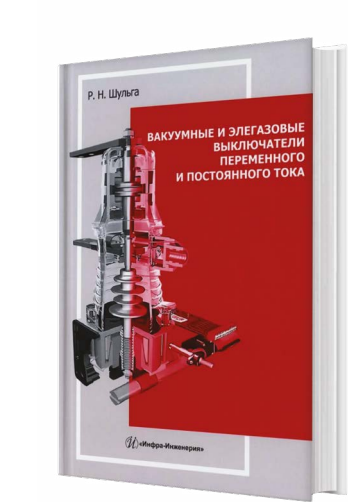
ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Увеличение сопротивления резистивного элемента резистора при его нагреве (при протекании тока короткого замыкания) приводит к уменьшению протекаемого через резистор активного тока. Это может привести к недопустимому уменьшению чувствительности ТЗНП при ОЗЗ и, соответственно, к снижению надежности эксплуатации электрической сети.
2. Увеличение числа селективных зон ТЗНП, необходимое для развития сети 20 кВ, может быть достигнуто с помощью увеличения времени срабатывания ТЗНП резистора и уменьшения длительности ступени селективности защит по времени срабатывания (до 0,2 с).
3. Минимальное значение длительно допустимого тока резистора должно позволять обеспечивать селективность действия устройств РЗА при протекании токов несимметрии с допустимыми значениями.
4. Результаты исследований и накопленный опыт позволяют определить минимальные требования к термической стойкости и номинальному длительно допустимому току резисторов заземления нейтрали для электрической сети Москвы.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Лабузова А.В., Жигрова Ю.С. Развитие электрических сетей напряжением 20 кВ в г. Москве. // Электрические станции. 2017. №5. С. 14–18.	Оценка эффективности функционирования токовых устройств релейной защиты сети 20 кВ с низкоомным резистивным заземлением нейтрали // Электрические станции. 2025. № 10. С. 44–49.
2. Львов М.Ю., Челаэзов А.А., Долгов А.С., Зотов С.С. Технологическое проектирование электрических сетей напряжением 20 кВ мегаполиса // Энергия единой сети. 2024. №3–4 (74). С.18–29.	6. IEEE Std C57.32–2015 IEEE Standard for Requirements, Terminology, and Test Procedure for Neutral Grounding Devices [Требования, терминология и процедура испытаний устройств заземления нейтрали]. IEEE — Институт инженеров по электротехнике и электронике. Дата публикации 15 апреля 2016 г.
3. Львов М.Ю., Гущина Я.С., Серебрянников Е.Е. Физические аспекты нагрева и тепловой расчет резисторов заземления нейтрали электрической сети 20 кВ // Энергия единой сети. 2025. № 3–4 (78). С 20–28.	7. Стандарт организации «Резисторы заземления нейтрали электрической сети 20 кВ. Организация эксплуатации, контроля и оценки технического состояния. Технические требования». СТО 76561356–2025. №4 (91). С.58–63.
4. Львов М.Ю. Стандартизация требований для электрической сети напряжением 20 кВ мегаполиса // Электроэнергия. Передача и распределение. 2025. №4 (91). С.58–63.	
5. Лачугин В.Ф., Долгов А.С., Челаэзов А.А., Львов М.Ю.	приказом АО «ОЭК» № 1398 от 22.11.2024.



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 методика 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 621.311.001.895
Шифр специальности ВАК 2.4.2.

ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕКСАГОНАЛЬНЫХ ФАЗОПОВОРОТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ В ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В настоящее время Белорусская энергосистема работает в режиме самобаланса в синхронной зоне только с ЕЭС России.

Питающая сеть 330–750 кВ Белорусской энергосистемы связана с ЕЭС России по воздушной линии (ВЛ) электропередачи напряжением 750 кВ («Смоленская АЭС – Белорусская») и трем ВЛ 330 кВ, нагрузка которых складывается исходя из режимов работы сетей разных классов напряжения обеих энергосистем.

Отсутствие управления потоками активной мощности (не считая возможности отключения элементов сети) ограничивает использование пропускной способности ключевых элементов питающей сети. Для решения описанной проблемы предлагается использовать фазоповоротные трансформаторы [1, 2, 3].

В статье приводятся результаты исследований эффективности применения асимметричных фазоповоротных трансформаторов (ФПТ) и ФПТ с симметричным регулированием угла (т. н. гексагональных ФПТ, [4]).

АВТОРЫ:
М.А. Кашин,
m.kashin@besp.by,
РУП «Белэнергосетьпроект»,
Минск, Республика Беларусь
А.Ю. Хренников, д. т. н.,
ORCID 0009-0005-4085-227X,
ak2390@inbox.ru,
АО «Россети Научно-технический
центр», Москва, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#энергосистема; #гексагональный
фазоповоротный трансформатор;
#потокораспределение активной
мощности

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:
Кашин М.А., Хренников А.Ю.
Возможности использования
гексагональных фазоповоротных
трансформаторов в питающей сети
Белорусской энергосистемы //
Энергия единой сети. 2026. № 1 (80).
С. 50–54.



Усть-Кут



ВВЕДЕНИЕ

В ранее опубликованных статьях описана техническая эффективность применения асимметричных ФПТ 330 кВ [2] и трансформаторов поперечного регулирования (ТПР) 150 кВ [1] в целях управления потокораспределением активной мощности в питающей сети 330–750 кВ Белорусской энергосистемы.

В настоящее время питающая сеть 330–750 кВ Белорусской энергосистемы работает в синхронной зоне только с ЕЭС России через воздушные линии (ВЛ) электропередачи напряжением 750 кВ («Смоленская АЭС – Белорусская») и три ВЛ 330 кВ от приграничных ПС 330 кВ (рис. 1):

- ВЛ 330 кВ «Кричев – Рославль»;
- ВЛ 330 кВ «Витебск – Талашкино»;
- ВЛ 330 кВ «Полоцк – Новосокольники».

Загрузка данных ВЛ 330–750 кВ складывается исходя из режимов работы сетей разных классов напряжения обеих энергосистем, что ограничивает использование пропускной способности ключевых элементов питающей сети.

Спецификой связи питающей сети Белорусской энергосистемы с ЕЭС России по сети 750 кВ является наличие цепочки из трех последовательных элементов: АТ 750 кВ мощностью 1000 МВА ПС 750 кВ «Белорусская» – ВЛ 750 кВ «Смоленская АЭС – Белорусская» – АТ 750/500 кВ мощностью 2х1250 МВА и АТ 500/330 кВ мощностью 2х500 МВА на Смоленской АЭС. Пропускную способность данной связи ограничивают АТ 750/500 кВ ПС 750 кВ «Белорусская» и АТ 500/330 кВ Смоленской АЭС.

В связи с вышеперечисленными факторами, для поддержания нормативного резерва мощности в размере мощности одного энергоблока Белорусской АЭС 1170 МВт в условиях ограниченности внешних связей по сети 330–750 кВ, возникает задача регулирования потоков активной мощности между сетями классов напряжения 330 кВ и 750 кВ (рис. 2).

Как известно, поток активной мощности по ЛЭП переменного тока определяется выражением (1).

$$P = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_{\text{л}}} \cdot \sin \delta_{21}, \tag{1}$$

где U_1 и U_2 – модули напряжения на отправном и приемном концах ЛЭП;
 $X_{\text{л}}$ – индуктивное сопротивление линии;
 δ_{21} – угол сдвига фаз между векторами напряжений U_1 и U_2 .

В [1, 2] было показано, что для Белорусской энергосистемы, для регулирования потокораспределения активной мощности, наиболее эффективно использовать фазоповоротные устройства (ФПУ).

Необходимо отметить, что в настоящее время в ЕЭС России реализуются и планируются следующие технические решения [4]:

- в ОЭС Северо-Запада на Ленинградской АЭС автотрансформатор 750/330 кВ оснащен устройством поперечного регулирования напряжения – для регулирования перетоков активной мощности между сетями 330 кВ и 750 кВ;

- с 2019 г. на Волжской ГЭС успешно эксплуатируется ФПТ 220 кВ мощностью 195 МВА, который обеспечивает выдачу мощности станции;
- «Схемой и программой развития ЕЭС России на 2025–2030 гг. » предусмотрена реконструкция Воткинской ГЭС с установкой двух ФПТ 220 кВ по 501 МВА каждый, что позволит увеличить пропускную способность сечения «Урал – Запад».

В научной статье [2] были исследованы режимы работы сети 330 кВ и выше Белорусской энергосистемы при использовании ФПУ двух типов: однофазного регулировочного трансформатора поперечного регулирования (ТПР) типа ОДЦТНП-92000/150 напряжением 150 кВ, разработанного специально для работы с АТ 750/330 кВ, и асимметричного ФПТ напряжением 330 кВ, включаемого в рассечку ВЛ 330 кВ. Оба данных устройства обладают недостатками, не позволяющими получать значительные углы поворота векторов напряжения и изменять потоки активной мощности в значительном диапазоне. ТПР фактически является обмоткой АТ для создания поперечного вектора напряжения в цепи 330–750 кВ и позволяет получать углы холостого хода до 19 электрических градусов, а модуль напряжения в комплексе АТ + ТПР регулируется с использованием РПН АТ.

Асимметричный ФПТ 330 кВ при углах более 15–20 электрических градусов, в связи с отсутствием продольного регулирования напряжения, увеличивает модуль выходного напряжения до предельно допустимых величин. Эта особенность асимметричного ФПТ подробно описывается в [4].

В данной статье приводятся результаты расчетов потокораспределения в сети 330–750 кВ Белорусской энергосистемы с использованием ФПТ с симметричным регулированием угла (гексагонального ФПТ). Согласно [4], гексагональный ФПТ, благодаря наличию дополнительно-го РПН, может осуществлять продольное регулирование

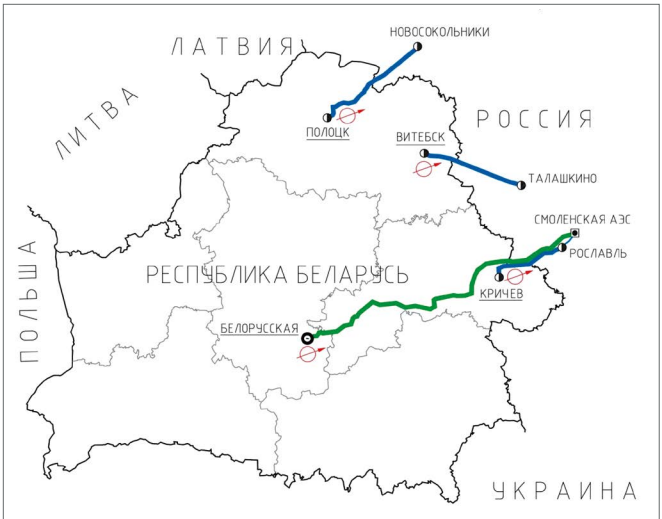


Рис. 1. Существующие ВЛ связи (330 кВ и 750 кВ) ОЭС Беларуси и ЕЭС России

напряжения, тем самым сохраняя модуль напряжения до и после ФПТ практически неизменным и обеспечивая допустимое напряжение во всем диапазоне регулирования угла [4].

Альтернативой ФПТ для регулирования потоков активной мощности могут служить передачи постоянного тока. Однако данный инструмент управления используется для связи энергосистем разных синхронных зон либо значительно удаленных друг от друга энергосистем одной синхронной зоны. Так, в РФ до 2036 г. предусмотрено сооружение ряда ЛЭП постоянного тока протяженностью от 550 до 1750 км и мощностью до 1000 МВт каждая. Аналогичную роль в устойчивом управлении потоком активной мощности могут играть вставки постоянного тока (ВПТ) [5]. Однако стоимость ВПТ превосходит стоимость ФПТ более чем в 15 раз.

РАСЧЕТЫ ПОТОКОВ МОЩНОСТИ И УРОВНЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ

На рис. 3 изображены схема включения ФПТ и векторные диаграммы напряжений гексагонального и асимметричного ФПТ.

Для создания перетока мощности от точки 1 к точке 2 вектор напряжения $\bar{U}_1$ должен опережать вектор напряжения $\bar{U}_2$ на некоторый угол δ .

Определим коэффициенты трансформации асимметричного и гексагонального ФПТ в комплексной форме.

При использовании асимметричного ФПТ к вектору напряжения $\bar{U}_1$ прибавляется вектор напряжения $\Delta\bar{U}$, направленный под углом 90° (рис. 3 б), модуль данного вектора определяется по выражению:

$$|\Delta\bar{U}| = |\bar{U}_1| \cdot tg\delta. \tag{2}$$

Итоговое напряжение на выходе ФПТ можно записать суммой векторов в комплексной форме:

$$\bar{U}_2 = |\bar{U}_1| + j|\Delta\bar{U}| = |\bar{U}_1| \cdot (1 + jtg\delta). \tag{3}$$

Коэффициент трансформации асимметричного ФПТ в комплексной форме будет иметь вид:

$$K_{т(АФПТ)} = \frac{\bar{U}_2}{\bar{U}_1} = \frac{|\bar{U}_1| \cdot (1 + jtg\delta)}{|\bar{U}_1|} = 1 + jtg\delta. \tag{4}$$

При использовании гексагонального ФПТ к вектору напряжения $\bar{U}_1$ прибавляется вектор напряжения $\Delta\bar{U}$, направленный под углом $\delta' = 90 - \delta/2$ (рис. 3в), модуль данного вектора определяется по выражению:

$$|\Delta\bar{U}| = 2 \cdot |\bar{U}_1| \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right). \tag{5}$$

Итоговое напряжение на выходе гексагонального ФПТ (рис. 3в) можно записать суммой векторов в комплексной форме:

$$\bar{U}_2 = (|\bar{U}_1| - |\Delta\bar{U}''|) + j|\Delta\bar{U}'|, \tag{6}$$

где

$$|\Delta\bar{U}'| = |\Delta\bar{U}| \cdot \sin\delta'. \tag{7}$$
$$|\Delta\bar{U}''| = |\Delta\bar{U}| \cdot \cos\delta'. \tag{8}$$

Коэффициент трансформации гексагонального ФПТ в комплексной форме будет иметь вид:

$$K_{т(ГФПТ)} = \frac{\bar{U}_2}{\bar{U}_1} = \left(1 - 2 \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \cdot \cos\left(90 - \frac{\delta}{2}\right)\right) + j2 \cdot \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \cdot \sin\left(90 - \frac{\delta}{2}\right). \tag{9}$$

В таблице 1 приведены результаты расчета комплексных коэффициентов трансформации для асимметричных и гексагональных ФПТ по выражениям (4) и (9) соответственно.

Необходимо отметить следующее: уже при углах более 25 электрических градусов напряжение на выходе асимметричного ФПТ на 10 % превышает напряжение на входе, что может приводить, как будет показано электрическими расчетами ниже, к ограничениям использования асимметричных ФПТ по условию неперевышения допустимых уровней напряжения в сети.

Использование асимметричного ФПТ последовательно с АТ и РПН (регулирующим продольную составляющую напряжения) позволяет компенсировать этот недостаток. Однако в некоторых режимах РПН АТ должен находиться в крайних положениях, что не всегда допустимо на практике по условиям работы данного устройства.

При расчетах режимов с использованием ФПТ 330 кВ обоих типов задавался диапазон значений комплексного коэффициента трансформации, соответствующий углам поворота напряжения на холостом ходу ± 35 электрических градусов. Сопротивление ФПТ определялось согласно

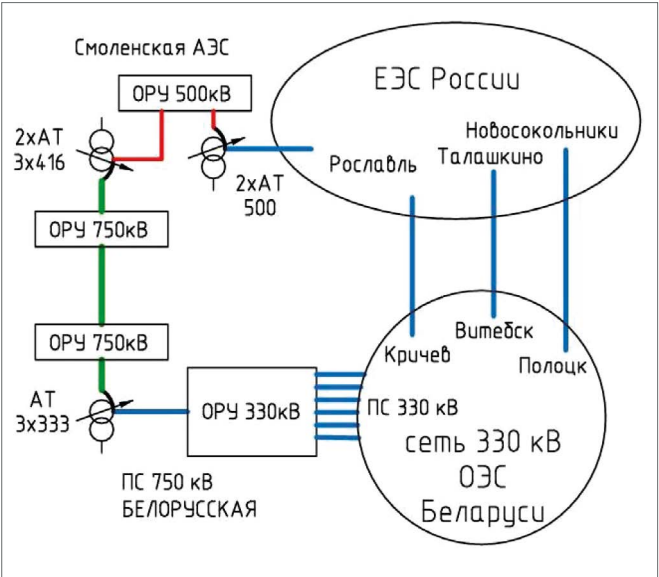


Рис. 2. Межсистемные связи Белорусской энергосистемы и ЕЭС России

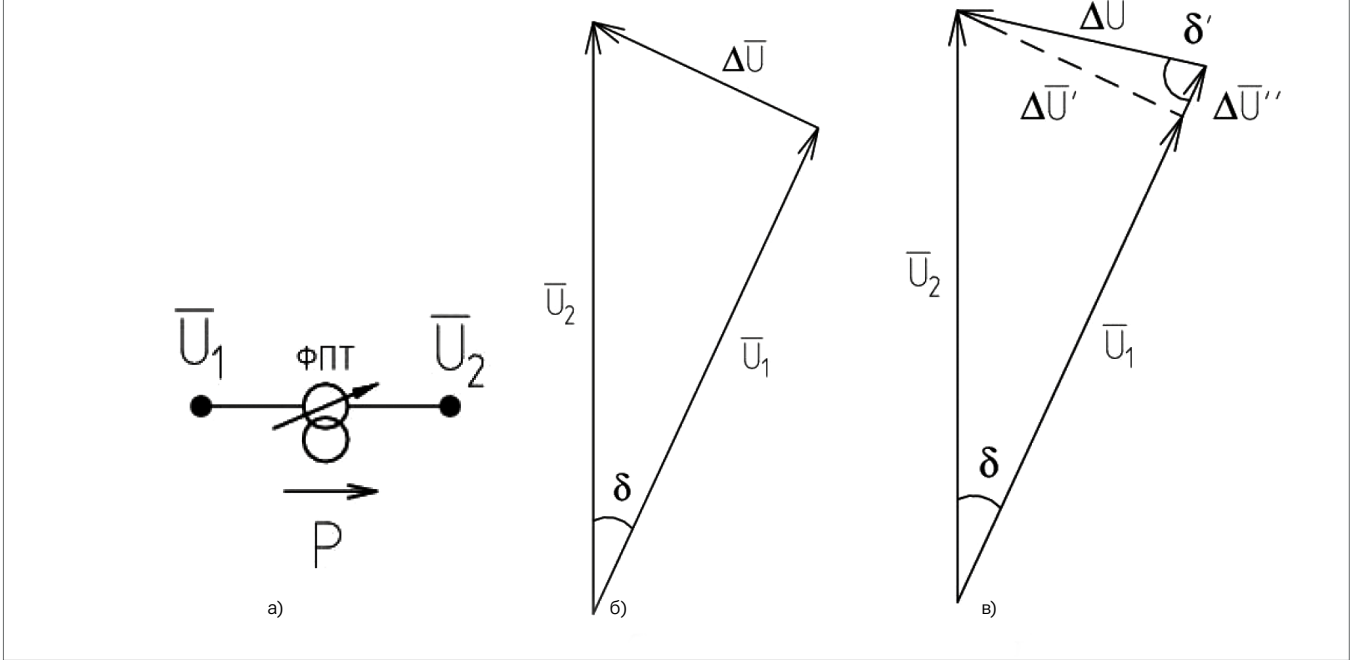


Рис. 3. Схема (а) и векторные диаграммы гексагонального (б) и асимметричного (в) ФПТ

Таблица 1. Результаты расчета комплексных коэффициентов трансформации для асимметричных и гексагональных ФПТ

Номер отпайки РПН ФПТ АТГ		0	7	12	17
δ, электрический градус		0	14	25	35
асимметричный ФПТ	Кт вещ.	1.00	1.00	1.00	1.00
	Кт мним.	0.00	0.26	0.50	0.70
	модуль напряжения, о.е.	1.00	1.03	1.10	1.22
гексагональный ФПТ	Кт вещ.	1.00	0.97	0.91	0.82
	Кт мним.	0.00	0.25	0.42	0.57
	модуль напряжения, о. е.	1.00	1.00	1.00	1.00

методике, изложенной в [4], в зависимости от угла поворота напряжения на холостом ходу.

Для оценки технической эффективности применения ФПУ описанных выше типов в программном комплексе RastrWin выполнена серия электрических расчетов потоков мощности, уровней напряжения в питающей сети 330–750 кВ Белорусской энергосистемы и прилегающей сети 330–750 кВ ЕЭС России с асимметричным и гексагональным ФПТ 330 кВ на ПС 750 кВ «Белорусская», установленным между выводами 330 кВ АТ2 750/330 кВ и ОРУ 330 кВ.

Элементами, ограничивающими пропускную способность сети 330 кВ и выше, являются АТ 750/330 кВ ПС «Белорусская» и АТ 500/330 кВ Смоленской АЭС.

В таблице 2 приведены диапазоны регулирования потока мощности по АТ 750/330 кВ ПС «Белорусская» и АТ 500/330 кВ Смоленской АЭС, а также — диапазоны расчетного угла поворота напряжения в нормальном режиме зимнего максимума.

Из таблицы 2 следует, что применение гексагонального ФПТ дает возможность регулировать поток мощности по ключевым элементам межсистемной связи Смоленск — Беларусь (АТ 750/330 кВ ПС «Белорусская» и АТ 500/330 кВ Смоленской АЭС) в большем диапазоне, чем при использовании асимметричного ФПТ 330 кВ. При этом диапазон регулирования загрузки АТ 750/330 кВ ПС «Белорусская» может составлять более 60 % номинальной мощности АТ в зависимости от исходного режима сети.

Таблица 2. Диапазоны изменения потока мощности по АТ 750/330 кВ ПС «Белорусская» и АТ 500/330 кВ Смоленской АЭС, диапазоны расчетного угла поворота напряжения в нормальном режиме зимнего максимума

№ п/п	Тип и место установки ФПУ		Диапазон изменения загрузки, МВт		Диапазон расчетного угла поворота напряжения, электрический градус
			АТ 750/330 кВ 1000 МВА ПС «Белорусская»	АТ 500/330 кВ 2х500 МВА Смоленской АЭС	
1	Асимметричный ФПТ 330 кВ на ПС 750 кВ «Белорусская»	Нормальный режим	1042	732	–21.8 ... + 24.8
2		Отключение блока 1200 МВт Белорусской АЭС	838	622	–20 ... + 18.4
3		Отключение двух блоков 1200 МВт Белорусской АЭС	86	130	–4.4 ... 0
4		Отключение АТ11 Смоленской АЭС и блока 1200 МВт Белорусской АЭС	363	492	0 ... + 17.2
5	Гексагональный ФПТ 330 кВ на ПС 750 кВ «Белорусская»	Нормальный режим	1266	890	–28.3 ... + 28.4
6		Отключение блока 1200 МВт Белорусской АЭС	1128	858	–30.4 ... + 22.7
7		Отключение двух блоков 1200 МВт Белорусской АЭС	332	306	–22.2 ... -3.9
8		Отключение АТ11 Смоленской АЭС и блока 1200 МВт Белорусской АЭС	737	1028	–13 ... + 22.8

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Использование асимметричного ФПТ (регулирующего поперечную составляющую напряжения) при углах более 20 градусов возможно только последовательно с АТ, оснащенным РПН (регулирующим продольную составляющую напряжения). Однако в некоторых режимах РПН АТ должен находиться в крайних положениях, что не всегда допустимо на практике по условиям работы данного устройства.
2. Диапазон использования ФПТ при значительном дефиците генерирующей мощности Белорусской энергосистемы (при отключении двух блоков по 1200 МВт Белорусской АЭС) ограничивается перегрузочной способностью АТ 500/330 кВ Смоленской АЭС.
3. Применение гексагонального ФПТ на ПС 750 кВ «Белорусская» позволит регулировать нагрузку критически важного элемента межсистемной связи — АТ 750/330 кВ ПС 750 кВ «Белорусская» — в наиболее тяжелых ремонтно-аварийных режимах с углами поворота напряжения до 30 градусов (в диапазоне до 60 % номинальной мощности АТ), при значительном внезапном дефиците генерирующей мощности Белорусской энергосистемы (до 2400 МВт, или 35 % максимума нагрузки энергосистемы).

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Кашин М.А., Хренников А.Ю. Использование фазоповоротных устройств для повышения режимной надежности Белорусской энергосистемы // Сборник: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 76. Обеспечение надежности систем энергетики в условиях инновационного развития. Отв. ред. академик РАН В.А. Стенников. Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2025. С. 333–340.

2. Кашин М.А., Новиков Н.Л., Новиков А.Н. Повышение режимной надежности Белорусской энергосистемы в условиях развития атомной энергетики // Электроэнергия: передача и распределение. 2023. № 1. С. 40–46.

3. Асташев М.Г., Новиков М.А., Панфилов Д.И. Применение фазоповоротных устройств с тиристорными коммутаторами

в активно-адаптивных электрических сетях // Энергия единой сети. 2013. №5. С. 60–64.

4. Брилинский А.С., Герасимов А.С., Германова М.С. Уравнения гексагонального фазоповоротного трансформатора и его схема замещения // Электрические станции. 2025. №6. С. 18–28.

5. Воропай Н.И., Голуб И.И., Ефимов Д.Н., Исаков А.Б., Ядыкин И.Б. Спектральный и модальный методы в исследованиях устойчивости электроэнергетических систем и управлении ими // Автоматика и телемеханика. 2020. № 10. С. 3–34.

6. Хренников А.Ю., Вахнина В.В., Кувшинов А.А. Силовые трансформаторы на энергетических объектах: испытания, диагностика, дефекты, повреждаемость, мониторинг: учебное пособие / Москва: Директ-Медиа, 2021. С. 336.

XII МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«ОПОРЫ И ФУНДАМЕНТЫ
ДЛЯ ВЛ: ТЕХНОЛОГИИ
ПРОЕКТИРОВАНИЯ
И СТРОИТЕЛЬСТВА»

24—26
/ 2026 ИЮНЯ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ОТЕЛЬ «АМБАССАДОР»

Организаторы конференции



INTERNATIONAL
ASSOCIATION OF
FOUNDATION
CONTRACTORS



МЕЖДУНАРОДНАЯ АССОЦИАЦИЯ
ФУНДАМЕНТОСТРОИТЕЛЕЙ

При поддержке



РОССЕТИ

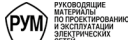
Генеральный спонсор



Спонсор конференции

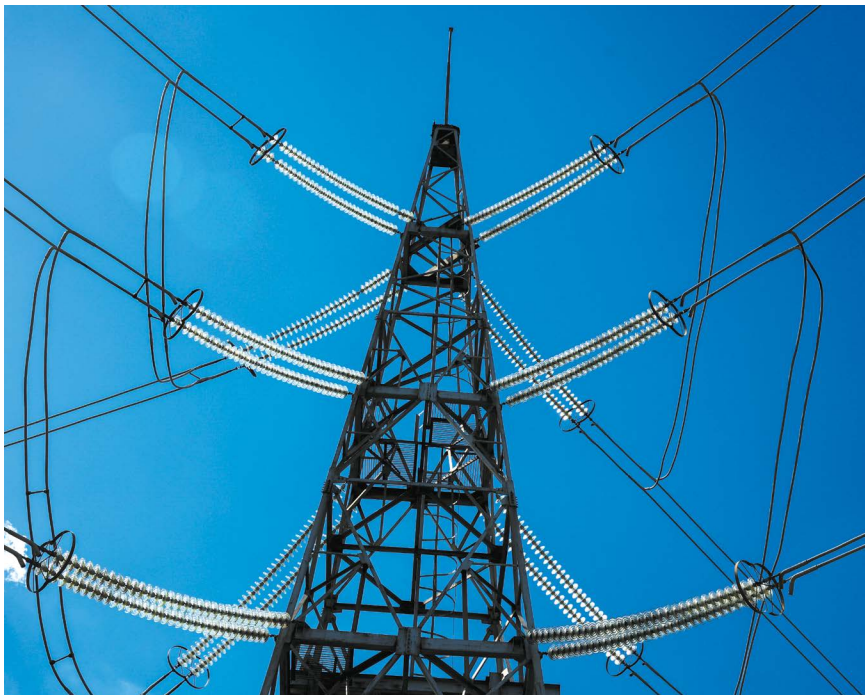
PRIMERESIN

Генеральные информационные партнеры



ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСОВ ПРОГРАММ КАСКАД-НТ И РТ РЕТРЕН ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДОАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В статье исследуются дополнительные возможности использования отечественного комплекса программ для анализа крупных аварий с целью восстановления доаварийных режимов в электроэнергетических системах. Рассмотрены вопросы анализа аварии по сценариям ее описания, синхронизации частоты фрагментов энергообъединения и выравнивания их напряжений, восстановления топологии сети и ее режима после аварии. Предлагаемые решения могут быть интересны специалистам Группы «Россети» и других предприятий отрасли. Работа выполнена на базе решений комплекса программ (КП) КАСКАД и РТ РЕТРЕН (режимный тренажер оперативного персонала энергообъектов с контролем переключений) с динамической моделью электроэнергетической системы (ЭЭС). Авторы благодарны М.В. Девяткину, С.К. Каковскому, С.В. Анашкину за полезные советы и помощь в работе.



Источник: фотобанк ПАО «Россети»

АВТОРЫ:
М.А. Рабинович, д. т. н.,
Ю.И. Моржин, д. т. н.,
morj48@mail.ru,
С.П. Потапенко, к. т. н.,
В.И. Фролов, к. т. н.,
С.Н. Шеремет,
АО «Россети
Научно-технический центр»,
Москва, Россия

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
#модель; #конструктор; #система;
#частота; #БД; #схема; #график;
#напряжение; #автоматика;
#регулятор; #отображение;
#режим; #авария

↓ ДЛ Я ЦИТИРОВАНИЯ:
Рабинович М.А., Моржин Ю.И.,
Потапенко С.П., Фролов В.И.,
Шеремет С.Н. Применение
комплексов программ КАСКАД-НТ
и РТ РЕТРЕН для восстановления
доаварийных режимов
электрической сети // Энергия
единой сети. 2026. № 1. С. 56–65.

©©

ВВЕДЕНИЕ

Риски возникновения масштабных аварий в электроэнергетических системах актуализируют поиск возможностей их своевременного предотвращения, инициируют работы по анализу возникновения и моделированию динамики аварийных ситуаций. Среди российских программных средств отмечается заметный дефицит программ для моделирования процессов, происходящих при возникновении системных аварий. Цель настоящей работы — расширить возможности использования существующих отечественных программных решений [1–3] и предложить подходы к их применению при анализе конкретных аварий и формировании алгоритмов восстановления нормального режима и топологии доаварийной сети с применением комплексов программ (КП) КАСКАД-НТ и построенного на его базе (КП) РЕТРЕН, широко применяемого на предприятиях Группы «Россети».

Ряд аварий имеет системный характер с отключением электроснабжения значительной части потребителей электроэнергии. Непредвиденно могут происходить не предусмотренные в диспетчерских инструкциях аварии. В распоряжении диспетчерского персонала детальное описание таких нетипичных происшествий и мероприятий по их устранению отсутствует. В подобных случаях Оперативно-информационный комплекс (ОИК) «Диспетчерское управление» и SCADA предоставляют возможность получить данные только о послеаварийном установившемся режиме (УР) и информацию о работе систем РЗ и ПА. На основе этих данных диспетчерский персонал должен оперативно восстановить нормальный режим и топологию доаварийной сети.

В качестве примера реконструкции событий системных аварий по исходной информации рассмотрим применение программных средств и инструментария РТ РЕТРЕН с задействованием алгоритма, использующего информацию из классических ОИК для анализа процессов возникновения аварии, восстановления доаварийной топологии сети и ее режима.

Объектом ретроспективного исследования выбрана модель системной аварии, произошедшей 01.08.2017 в Объединенной энергетической системе Востока (ОЭС Востока). Промежуточные этапы развития и восстановления нормального режима работы в исследуемом случае недоступны. Имеются только конечные результаты инцидента.

АНАЛИЗ СИСТЕМНЫХ АВАРИЙ

В ЭЭС и энергообъединениях традиционным средством моделирования и анализа всех этапов возникновения и развития аварийных процессов служат тренажеры разных классов, позволяющие при активном участии диспетчерского персонала моделировать аварии, их последствия и меры восстановления аварийных и послеаварийных режимов. Диспетчер ЭЭС и другие пользователи могут самостоятельно командами управления на тренажере смоделировать аварийную ситуацию и далее теми же командами восстановить доаварийный режим и топологию сети [3–5].

В последние годы был разработан ряд программных инструментов для автоматизации моделирования всех этапов аварийных процессов. Одним из таких средств стал КП РТ РЕТРЕН с динамической моделью ЭЭС [1, 2, 5]. В настоящей работе представлены дополнительные возможности этого комплекса программ, использованные авторами для анализа аварийных ситуаций с помощью динамической модели ЭЭС в реальном времени (РВ). Основные инструменты анализа аварий — графики, таблицы и сценарии ее этапов. Сценарии в РВ отражают все основные этапы развития аварийных процессов [4]. Эти этапы заданы в сценариях аварий и тренировок и могут в режиме РВ корректироваться пользователем.

В условиях недоступности для анализа промежуточной информации о ходе аварии, важной задачей является восстановление нормального режима и топологии схемы постфактум — после окончания аварийного процесса. Такая постановка задачи часто встречается в типовых ОИК. В статье предлагается решать ее в автоматическом режиме по результатам работы систем РЗ и ПА и состоянию УР расчетной схемы в конце аварии.

МОДЕЛЬ ОБЪЕКТА

Основные функции анализа аварийных процессов выполняет модель энергообъекта РВ, к которой предъявляется ряд жестких требований. С учетом динамики основных процессов в период аварии модель объекта должна обеспечивать воспроизведение наиболее характерных особенностей этих процессов. Это электромеханические переходные процессы, работа систем РЗ и ПА, систем регулирования частоты и напряжений в узлах сети. Разумеется, необходима система ведения, анализа и восстановления топологии и после аварийного режима сети. Остановимся на наиболее критичных требованиях.

Расчет режима сети имеет два основных этапа: решение системы дифференциальных уравнений на шаге интегрирования и расчет распределения потоков в элементах сети на этом же шаге. При этом, в результате низкой обусловленности структуры сети, вызванной близостью к нулю определителя матрицы проводимости, возникает проблема устойчивости расчета режима ЭЭС на всех этапах аварии. Улучшить данную характеристику матрицы проводимости в работе можно с помощью увеличения значений ее диагональных элементов. Это известный метод [6]. Однако его использование приводит к некоторым искажениям параметров режима. Ниже предлагается метод компенсации этих искажений и приводится соответствующий алгоритм. Обозначим:

Y — исходная матрица проводимости, U — вектор исходных напряжений в узлах, I — вектор токов, E — единичная матрица, A — вектор коэффициентов, L — нижняя треугольная матрица, H — верхняя треугольная матрица.
 $YU = I$ — исходная система уравнений. Этапы решения:
1. $YU_n = I_n$ — система уравнений на n -м шаге процесса.
2. $(Y + AE)U_n = I_n + AEU_{n-1}$ — система с коррекцией диагонали матрицы и вектора возмущений.
3. $Y + AE = LH$ — факторизация матрицы проводимости с усиленной диагональю.

Выбор множителей вектора А позволяет улучшить обусловленность матрицы Y. Их целесообразно выбирать обратно пропорционально активной нагрузке узла плюс константа. Отметим, что приведенный алгоритм носит эвристический характер, однако показывает высокую эффективность на практике.

Другой важный прием, используемый в задаче расчета режима, состоит в оценке сторонних значений нагрузки в узлах сети. В этих случаях матрица проводимости изменений не требует.

СЦЕНАРИИ

В настоящее время моделирование системной аварии, как правило, выполняется с помощью сценариев, которые формируются пользователем непосредственно на схеме энергообъединения по данным протокола аварии. Выполнение сценария аварии при необходимости дополняется ручными командами управления параметрами расчетной схемы, вводимыми пользователем [1, 5]. Система сценариев применяется и для восстановления послеаварийного режима в случаях, когда есть полный протокол аварии и восстановления режима. Сценарии включают команды подключения элементов основного оборудования (ранее

отключенных системами РЗ и ПА) и команды ресинхронизации разделившихся фрагментов энергообъединения.

Следует отметить, что каждый сценарий можно выполнять покомандно, причем между командами пользователь может задавать необходимые действия режимного характера. Результаты анализа совместно с ретроспективой событий служат для определения траектории развития аварии; таким образом, сценарии позволяют анализировать варианты работы систем РЗ и ПА. Такое разнообразие возможностей делает комплексы КАСКАД и РЕТРЕН полезными при проектировании современных систем электроэнергетики и анализе режимов.

Рассмотрим процесс формирования модели возникновения и развития системной аварии в РТ РЕТРЕН. Оператор (пользователь) может средствами ручного управления задать процесс развития аварии через изменение в моделирующей системе топологии сети и параметров узлов. Также существует возможность сформировать ход аварии по актам ее расследования с помощью сценариев. В этом случае можно разбить развитие аварии на несколько этапов, каждый из которых рассмотреть отдельно.

Сценарии развития аварий (а также систем РЗ и ПА) можно задать в процессе моделирования непосредствен-

но со схемы энергообъединения (оперативной, режимной и подробной), рис. 1.

При этом можно указать условия и временную задержку при выполнении команд управления режимом и топологией сети. После завершения создания сценария его команды могут выполняться пакетом или индивидуально.

Паузы между отдельными командами сценариев необходимы для расчетной схемы. Как правило, паузы продолжительностью 10 с достаточно для того, чтобы модель в темпе РВ успешно выполнила любую команду сценария в узлах с динамикой элементов [1, 2, 4, 5].

АНАЛИЗ АВАРИИ ПО СЦЕНАРИЯМ ЕЕ ОПИСАНИЯ

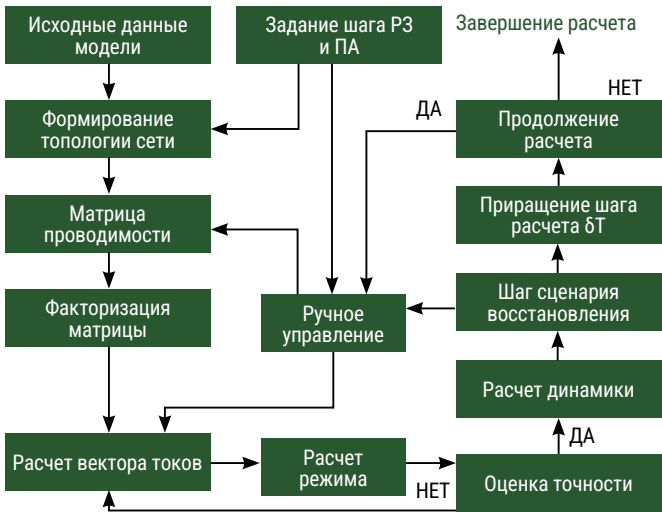
Параметры системной аварии в ОЭС Дальнего Востока от 01.08.2017 указаны в акте ее расследования и приведены ниже в виде сценариев ее возникновения, работы систем РЗ и ПА и восстановления нормального режима. Далее представлена блок-схема данного анализа в РТ РЕТРЕН. В первую очередь рассмотрим этот вариант.

Можно ускорить моделирование аварии в ЭЭС и восстановление послеаварийного режима по сравнению с реальным протеканием аварии на энергообъекте в режиме РВ. Главное — выдержать достаточные временные интервалы между командами управления для практически полного завершения переходных процессов.

На рис. 2 показана стилизованная исходная схема ОЭС Востока, а на рис. 3 — значения основных параметров доаварийного режима в узлах сети.

Развитие и ликвидация данной аварии представлены тремя сценариями:

Блок-схема моделирования аварий с помощью сценариев в РТ



1. возникновение аварии и работа средств РЗ;
 2. описание работы системы ПА;
 3. восстановление нормального режима расчетной схемы.
- Значения напряжений узлов расчетной схемы приведены к базовому расчетному значению 500 кВ, а отклонения частоты — к номинальному значению (т. е. значение 0 соответствует 50 Гц). Таким образом,

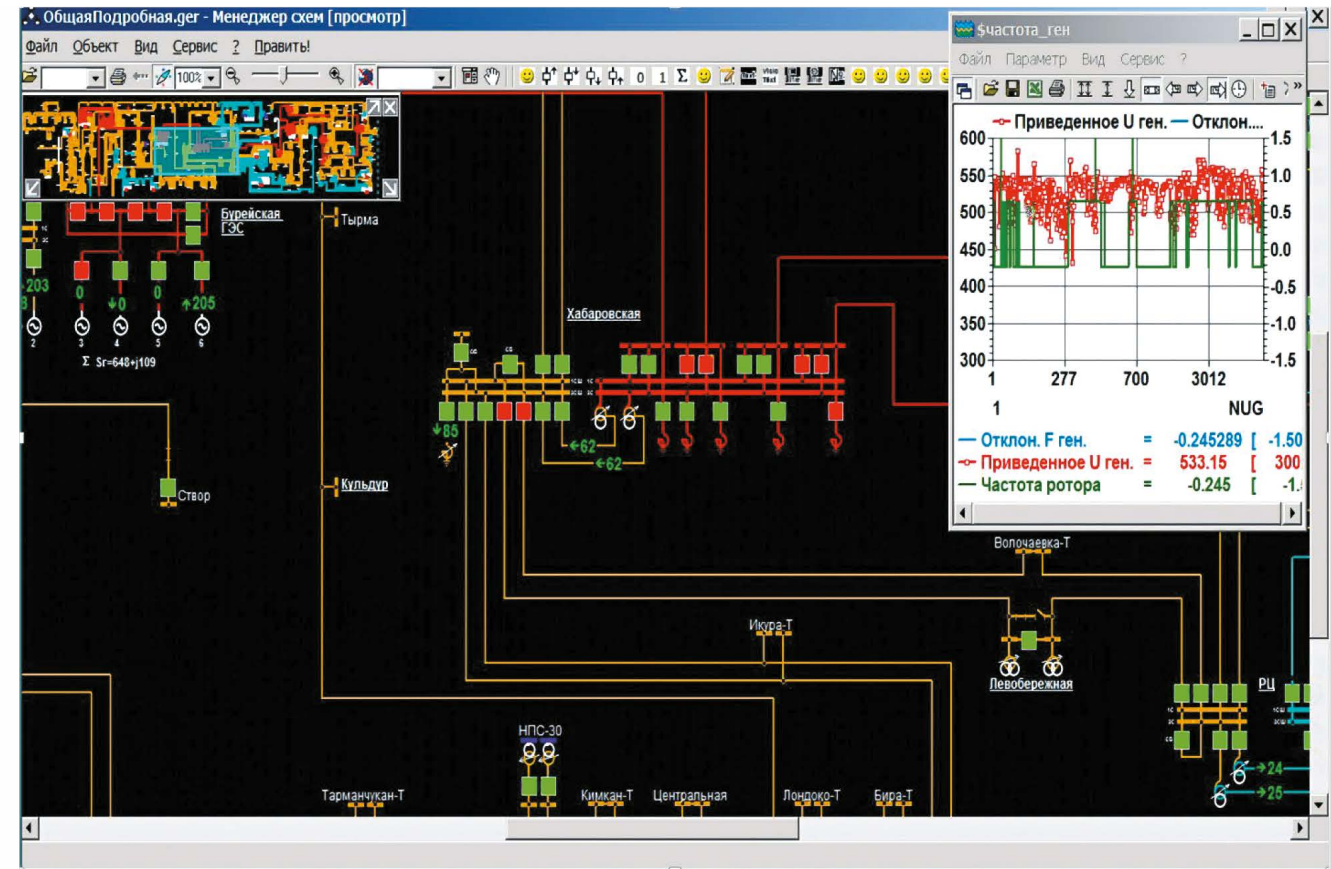


Рис. 1. Фрагмент оперативной схемы ОЭС

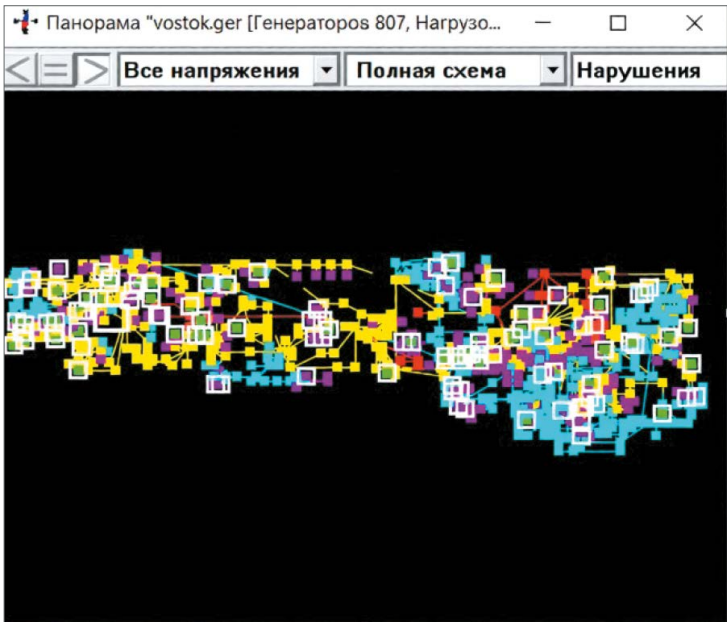


Рис. 2. Исходное состояние схемы

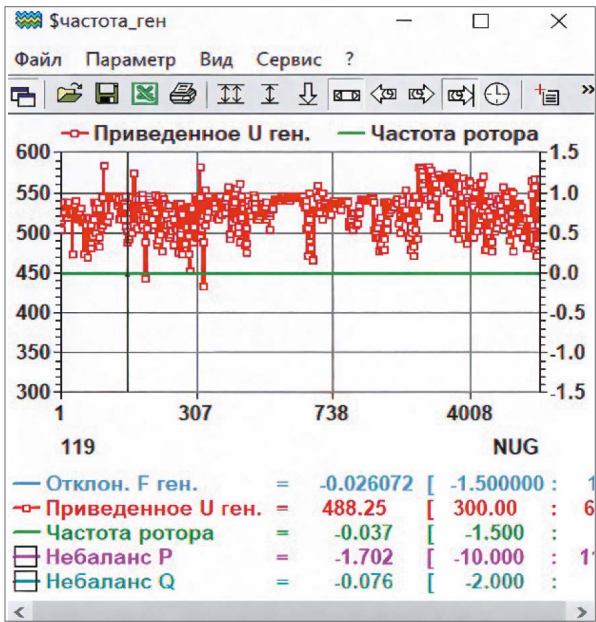


Рис. 3. Исходное состояние режима

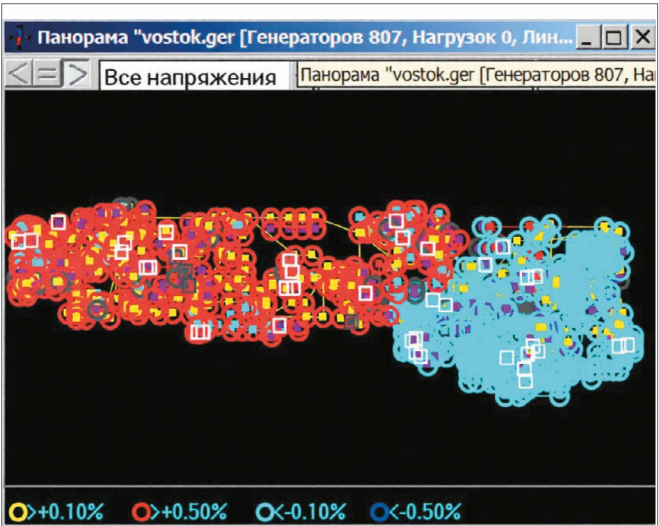


Рис. 4. Панорама схемы узлов сети на первом этапе аварии

до начала аварии исходное отклонение частоты в ОЭС Востока на шинах всех узлов составляет –0,026 Гц.

На групповом графике в верхней части рис. 1 представлен результат развития аварии на ее первом этапе, из которого следует разделение ОЭС Востока на две несинхронные по частоте части (см. две части схемы на панораме рис. 4).

Между командами работы выключателей сценариев располагаются команды пауз SLEEP¹ с указанием интервалов времени, необходимых для завершения матричных преобразований и окончания переходных процессов. На первом этапе аварии, вызванном коротким замыканием в сети 110 кВ, срабатывает система РЗ (причем часть срабатываний, как указано в акте, — ложная).

В результате аварии все энергообъединение Востока разделилось на два фрагмента с потерей синхронизма между ними. Это можно увидеть на укрупненной панораме с индикацией отклонений частоты в узлах (рис. 4). Четко выделяются две синхронные зоны схемы ОЭС (красная и зеленая). Такой же вывод можно сделать на основании графика в правой верхней части общей оперативной схемы ОЭС на рис. 1.

Групповой график частоты на схеме (рис. 1) имеет две зоны с отклонениями частоты 0,96 и –1,04 Гц. Отклонения нормированных значений напряжений (красная часть графика) на данном этапе аварии на этом же графике оказались в пределах нормы.

Результат выполнения этого сценария на графиках представлен на рис. 5. Обратим внимание на четыре дельтообразных зоны на графиках частоты. Они являются следствием ряда энергоблоков по сценарию ПА при большом небалансе мощности в них. В данных узлах частота резко возрастает (обычно до 2,5 Гц).

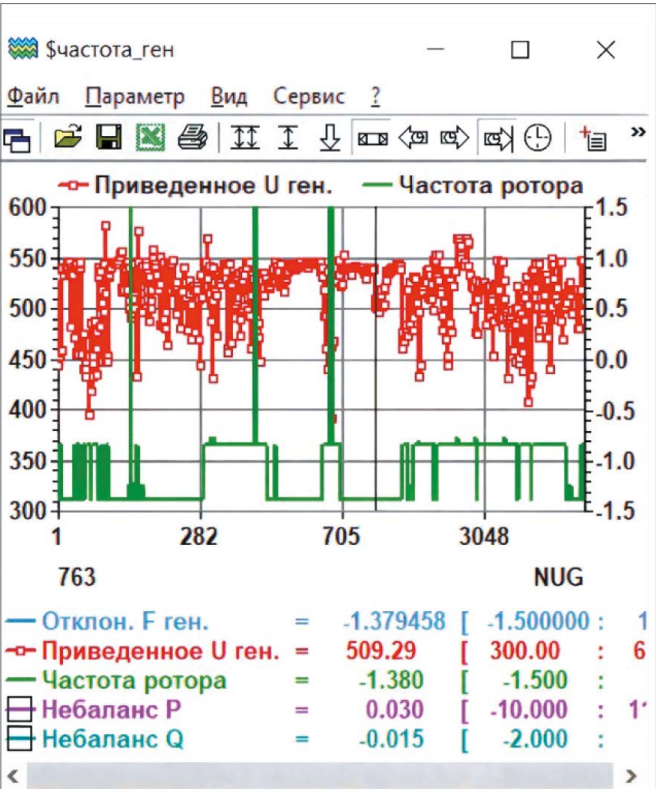


Рис. 5. Параметры на втором этапе аварии

В остальных узлах сети отклонение частоты составляет –0,84 и –1,4 Гц в двух фрагментах сети соответственно. На этом развитие аварии завершилось.

И наконец, на третьем этапе происходит восстановление нормального режима. Наблюдается практически полное восстановление режима расчетной схемы по частоте (–0,028 Гц) и активной мощности. Отклонение частоты во всех узлах практически совпадает с исходным значением.

Рассмотренный выше вариант анализа аварийной ситуации был проведен в три этапа (сценария), повторяющих акт экспертизы этой аварии, включая восстановление топологии и режима. То есть, в формате традиционно-го моделирования аварии в КП РЕТРЕН по стандартному акту ее расследования.

Сценарии:

- РЗ — ЗАЩИТЫ_3.scn;
- ПА — ОТКЛЮЧЕНИЯ_3.scn;
- РЕЖИМ — ВОССТАНОВЛЕНИЕ_3.scn

Важно отметить, что при таком анализе точного восстановления доаварийного режима достигнуть невозможно, поскольку существуют различия характеристик модели и реального объекта, моделей РЗ и ПА, объекта исследования и т. д.

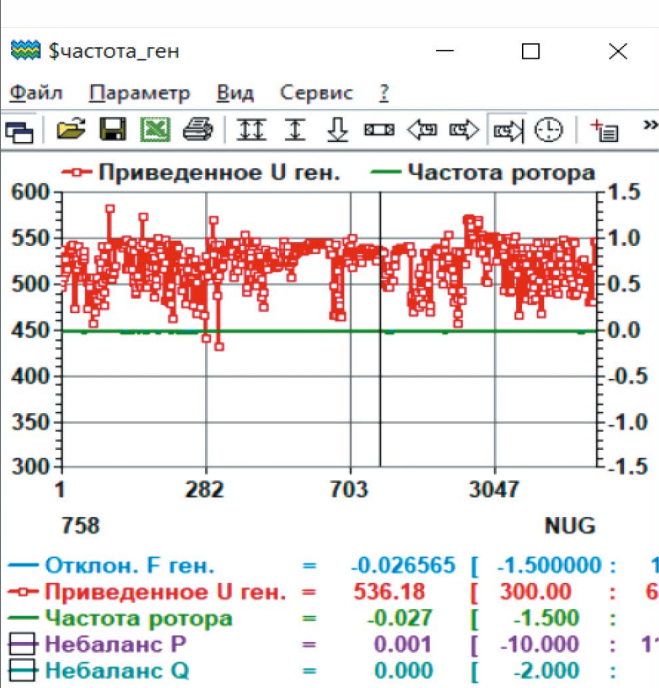


Рис. 6. Параметры на третьем этапе (восстановление режима) анализа

Результирующее отклонение частоты всех узлов после восстановления режима составляет 0,027 Гц. Оно отличается от исходного всего на 0,001 Гц, что можно считать хорошим результатом моделирования.

Мы не учитываем здесь нарушения предельных значений напряжения в узлах сети, поскольку подобные нарушения присутствовали в исходном доаварийном режиме.

Таким образом, рассмотрена традиционная схема моделирования аварии по актам ее расследования диспетчерским персоналом при наличии записей параметров режима в базе данных. Метод адекватен поставленной задаче, но требует достаточно полной информации о ходе аварии и мероприятий по восстановлению послеаварийного режима. Однако такая информация не всегда бывает доступна оперативному персоналу.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ СХЕМЫ И ЕЕ РЕЖИМА ПОСЛЕ АВАРИИ

Основная задача КП РЕТРЕН в ходе моделирования и анализа процессов возникновения аварии, восстановления доаварийной топологии сети и ее режима — последовательно просматривать состояния ВЛ и, встречая отключенные по РЗ и ПА концевые узлы этих ВЛ, приводить их состояние по частоте к значениям близким к 50 Гц.

Напомним, что к этому состоянию концевых узлов наилучшим образом приводит изменение их активной нагрузки в режиме динамики расчетной схемы. Концевые узлы работают в этом случае в качестве балансирующих узлов фрагментов и приводят к полученным значениям частоты остальные узлы этих фрагментов.

Приведение частот отдельных блоков, отключенных системой ПА, выполняется балансом противоаварийной активной мощности нагрузки этих узлов. Когда в итерационном динамическом процессе разность частот отдельных фрагментов в узлах присоединения снижается до величины менее 0,2 Гц, происходит автоматическое включение ВЛ, ранее отключенной во время развития аварии средствами РЗ и ПА. При этом проверяется приемлемое условие на разность фаз в узлах присоединения фрагментов [4]. Обычно разность фаз в 10–20 градусов не приводит к опасным толчкам в перетоке активной мощности по этим ВЛ.

Разумеется, в процессе выравнивания частот возможно нарушение устойчивости в указанных фрагментах. В таких случаях следует остановить операцию выравнивания частот и начать приводить частоты к значениям, отличным от 50 Гц, а именно к частоте фрагмента, наиболее близкого к 50 Гц в УР. После завершения синхронизации всех фрагментов программа выполняет их подключение к совместной работе посредством ВЛ, отключенных средствами РЗ и ПА.

Кроме связей между фрагментами, остались отключенными части ВЛ внутри фрагментов в результате работы систем ПА. Эти ВЛ могут быть включены без проверки синхронизма концевых узлов внутри фрагментов, поскольку их частоты в УР совпадают.

АВТОВОССТАНОВЛЕНИЕ ТОПОЛОГИИ СЕТИ И ДОАВАРИЙНОГО РЕЖИМА

В отличие от рассмотренного выше примера анализа аварийной ситуации по имеющемуся полному акту ее расследования, зачастую специалисты сталкиваются с ситуацией, когда имеется только финальная информация о работе систем РЗ и ПА, параметрах режима и конечная информация о топологии сети, а также модель ЭЭС, которая показывает результат воздействия этих систем на исходную расчетную схему в УР. Недостающими остаются лишь детали протекания аварии во времени.

Блок-схема восстановления исходной топологии сети и нормального режима в этих случаях практически не отличается от приведенной выше для полного анализа аварии по сценариям, за исключением сценария восстановления, который заменен на блок автоматического восстановления топологии и режима сети из настоящего раздела статьи.

Отметим, что в алгоритме приводятся не точное восстановление исходного доаварийного режима, а только восстановление топологии исходной схемы и достаточно близкого к исходному УР расчетной схемы.

Следует также восстановить топологию послеаварийного режима при нарушении синхронизма отдельных фрагментов объединения и нарушения коммутации ВЛ внутри несинхронных фрагментов в результате работы систем РЗ и ПА.

Трудность решения данной задачи состоит в наличии изменений топологии исходного доаварийного режима, которые следует отличать от изменений топологии сети в результате аварии. Другой проблемой является слож-

¹ SLEEP — время паузы между командами сценария.

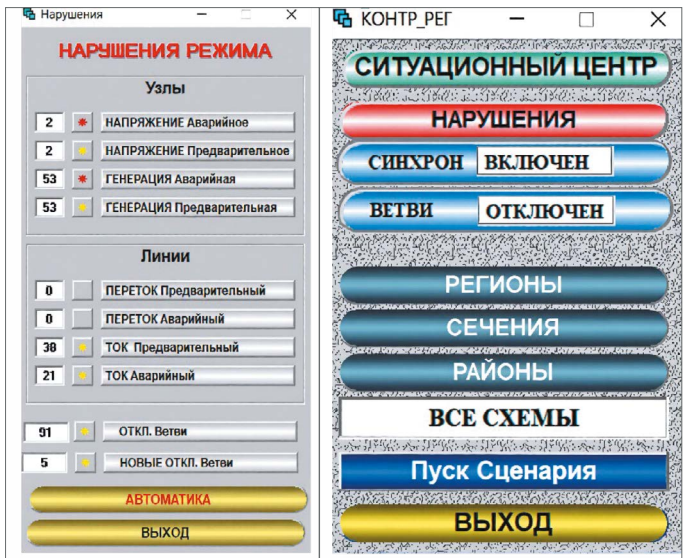


Рис. 7. Настройка автоматического восстановления режима

ность соблюдения очередности операций восстановления режима согласно акту аварии, который фактически отсутствует.

Управление режимом в данном случае выполняется с помощью панелей настройки, представленных на рис. 7 и, вызываемых кнопкой ALARMS с головной панели управления КП. Такая программа запускается в рамках РТ РЕТРЕН в режиме моделирования. Для ее функционирования используется стандартная система конструкторов комплекса КАСКАД-НТ и модернизированная модель РВ Model.exe в КП РЕТРЕН. При этом, возможен режим ее практического применения в режиме «Советчик диспетчера». В этом случае диспетчер при восстановлении доаварийного режима может воспользоваться этапами, рекомендованными данной программой.

В данном разделе статьи рассматривается вариант развития аварийной ситуации, когда в распоряжении диспетчера имеется только информация о конечном результате аварии в виде результирующей топологии сети и сведения об установившемся при этом режиме. Такой набор послеаварийной информации обычно доступен в ОИК (SCADA) и представляет наибольший интерес. Рассмотрим данный вариант подробнее.

Автоматизированный режим активизируется двумя задачами — СИНХРОН и ВЕТВИ — на панели управления (см. рис. 7б). На другой панели (см. рис. 7а) указаны наименования узлов с нарушениями режима расчетной схемы, а также количество исходных отключенных ветвей до момента возникновения аварии и количество отключенных ветвей в результате аварии.

В ходе реализации первой задачи выполняется синхронизация отдельных несинхронных фрагментов схемы, сформированных системой РЗ и ПА. Это возможно при сохранении устойчивости отдельных фрагментов расчетной

схемы и отсутствии критических нарушений параметрами режима допустимых значений.

СИНХРОНИЗАЦИЯ ЧАСТОТЫ ФРАГМЕНТОВ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ

При синхронизации отдельных несинхронных фрагментов системы следует привести их к единой или близким частотам, управляя, главным образом, активной нагрузкой, которая обычно присутствует во всех узлах расчетной схемы. Если в каких-то узлах активная нагрузка отсутствует, ее следует ввести в них значениями внешних инъекций. Данную задачу решает рассматриваемый авторами метод синхронизации.

В рекомендуемом алгоритме частоты фрагментов схемы приводятся к единой частоте 50 Гц (с максимальной возможной точностью). Не останавливаясь на изложении строгой теории существования режима объединенной системы, ограничимся практическим правилом ее применения. Обычно отклонение частот фрагментов 0,1–0,2 Гц от единой частоты достаточно для втягивания несинхронных частей в синхронизм при их объединении.

Управление активной нагрузкой необходимо выполнять в каждом узле отдельных фрагментов объединения пропорционально небалансу активной мощности узла с целью приведения их к частоте близкой к 50 Гц. Обычно реализация этого подхода значительно усложняет весь алгоритм. При этом часто ограничиваются изменением частоты в узлах присоединения, что обычно приводит к выравниванию частот всех узлов несинхронного фрагмента. Данные узлы выполняют роль балансирующих узлов фрагментов.

Необходимое для выравнивания частоты несинхронного фрагмента схемы полное (мгновенное) изменение нагрузки узлов нежелательно, поскольку при больших значениях такого изменения может возникнуть аварийная ситуация. По этой причине приведение частот выполняется итеративно небольшими приращениями, поскольку единовременное и полное их изменение может привести к нарушению устойчивости фрагмента. Отдельно следует отметить отключение в процессе аварии энергоблоков системой ПА. Такие изолированные узлы в алгоритме выравниваются по частоте близкой к 50 Гц подключением компенсирующей активной нагрузки, исходя из предположения, что данная нагрузка имеется при восстановлении нормального режима. При отсутствии требуемой нагрузки в таком узле их подключение выполняется без выравнивания частот подключением внешней инъекции нагрузки узла.

В процессе изменения нагрузки узлов необходимо соблюдать ограничения на величину их генерации. При невозможности выполнения данного условия и наличии других ограничений на параметры режима поставленная задача в указанной постановке не может быть решена.

Отметим, что управление частотой узлов в настоящем алгоритме выполняется посредством внешней нагрузки узла (инъекцией), что не требует переформатирования матрицы проводимости, трудоемкого процесса с точки зрения вычислительных затрат.

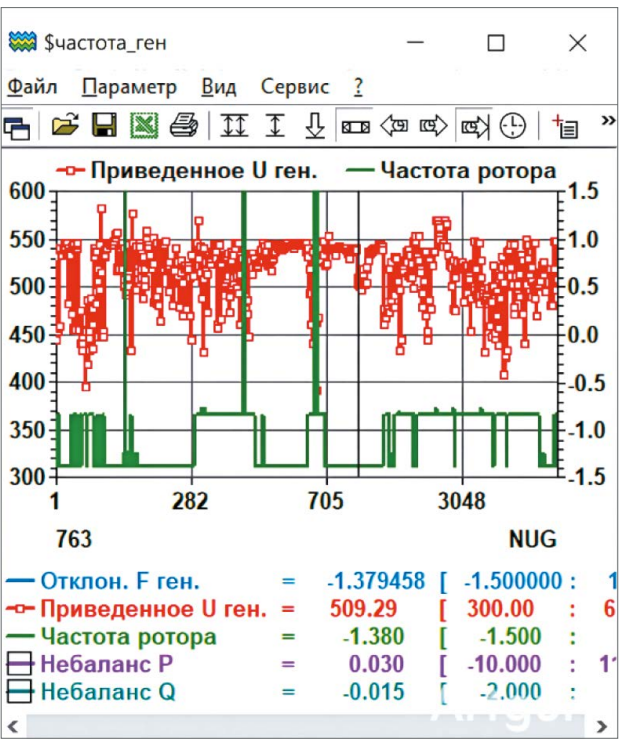


Рис. 8. Параметры в конце аварии

ВЫРАВНИВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ ОТДЕЛЬНЫХ ФРАГМЕНТОВ

Более сложной представляется проблема выравнивания напряжений в узлах присоединения изолированных фрагментов энергообъединения. В отличие от частоты, которая в УР является единой для каждого фрагмента, напряжения в узлах изолированного несинхронного фрагмента могут существенно различаться.

Настройка напряжений выполняется изменением реактивной генерации (или нагрузки) в узлах присоединения объединяемых частей сети. В данной версии программы эта процедура выполняется вручную диспетчером с соблюдением необходимых ограничений на предельные значения параметров режима.

Следует отметить, что настройка напряжений в узлах присоединения — достаточно опасная процедура с точки зрения сохранения устойчивости соединяемых частей энергообъединения. Наиболее целесообразно приводить напряжения в узлах присоединения к номинальным значениям исходной схемы.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ РЕЖИМА И ТОПОЛОГИИ СЕТИ ПО РЕЖИМНОЙ СХЕМЕ

Рассматривается режимная расчетная схема Востока в изолированном режиме, вызов которой выполняется с головной панели управления КП. На той же панели вызывается необходимых график для визуального наблюде-



Рис. 9. Количество отключенных ВЛ

ния за основными процессами в расчетной схеме (частотами и напряжениями узлов).

Выбор и запуск сценариев создания аварийной ситуации выполняется только для систем РЗ и ПА кнопкой «Пуск сценария» на панели КОНТР_РЕГ (рис. 7б) с использованием сценариев РЗ–ЗАЩИТЫ_3.scn и ПА–ОТКЛЮЧЕНИЯ_3.scn (см. выше). Формирование послеаварийной ситуации на этом этапе можно считать завершенным (рис. 8 и 9). Расчетная схема разделилась на два фрагмента с частотами –1,38 и –0,85 Гц. Кроме того, наблюдаются не менее трех бросков частоты свыше 1,5 Гц отключенных узлов с генерацией энергоблоков.

Далее следует процедура автоматического восстановления исходной топологии и доаварийного режима, запуск которой выполняется двумя кнопками: на головной панели кнопкой РАСП (позиция «Включить») и кнопкой СИНХРОН (также позиция «Включить»).

Эта процедура синхронизации может занять несколько минут. В конце процедуры восстановления в нижнем окне НОВЫЕ ОТКЛ. Ветви (рис. 10б) должен остаться ноль. Это будет означать, что все фрагменты схем объединились в единую расчетную схему.

Число в нижнем окне НОВЫЕ ОТКЛ. Ветви (рис. 10б) не равное нулю означает, что остались отключенные ВЛ внутри фрагментов схемы средствами ПА. Эти отключенные ВЛ включаются второй кнопкой управления ВЕТВИ, на панели рис. 7б, поскольку относятся к одному фрагменту с общей частотой. Окончательный результат режима восстановленной режимной схемы представлен



а)
Рис. 10. Финальный результат восстановления режима схемы



б)
Рис. 10. Финальный результат восстановления режима схемы

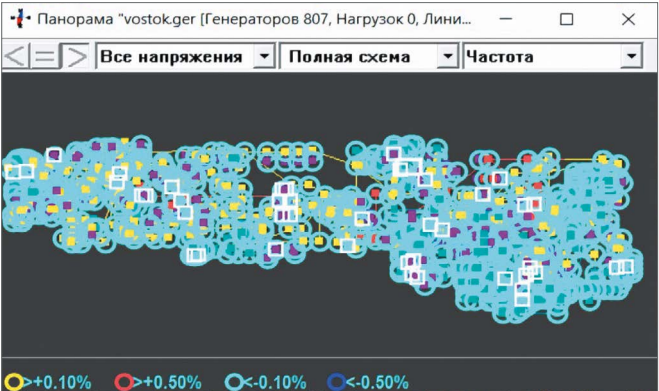


Рис. 11. Панорама схемы в конце восстановления режима

на рис. 10 с общей частотой и всеми подключенными блоками, которые ранее были отключены ПА. Общее значение частоты восстановленной схемы составляет $-0,027$ Гц и отличается от исходного значения ($-0,026$ Гц). Данное отклонение может быть объяснено дополнительными нагрузками в узлах сети, возникающими при синхронизации отдельных фрагментов.

В таблице 1 приведены результаты анализа аварии на основе данных отклонений частоты в двух разделенных фрагментах схемы и конечный результат ее восстановления по полной и ограниченной информации. Окончательный вид панорамы расчетной схемы представлен на рис. 11. Цвет узлов этой схемы указывает на результирующее значение частоты $49,974$ Гц во всех узлах сети. При работе программы восстановления все ВЛ, отключенные в результате аварии, оказались включенными, отдельные фрагменты объединены в единую расчетную схему, а отклонение общей частоты не превышает номинальных значений на $0,25$ Гц. При изменении нагрузки отдельных фрагментов для целей их синхронизации в сформированном режиме расчетной схемы образуется небаланс активной мощности, что приводит к отклонению общей частоты от 50 Гц. Проверка расчетных схем, аварийная ситуация в которых создавалась ручным управлением, показала свою работоспособность и возможность восстанавливать исходную топологию и режим сети. В заключении отметим, что бывают такие системные аварии, для которых автоматизированное восстановление режима и топологии сети приводит к нарушению режимных ограничений. В этих случаях их моделирование и анализ следует проводить традиционным способом, приведенным в первом разделе данной работы.

Таблица 1. Результаты анализа аварии по частоте, Гц

Метод восстановления	Исходное значение	Результат аварии Р31	Результат аварии Р32	Результат аварии ПА1	Результат аварии ПА2	Восстановление F
Полный	49,974	50,972	48,996	49,160	48,600	49,972
Ограниченный	49,973	50,996	48,996	49,150	48,630	49,974

Следует также отметить, что в приведенном алгоритме очередность восстановления режима не всегда совпадает с указанным в акте аварии. Эта ситуация особенно актуальна при системных авариях. Тем не менее это обстоятельство не помешало восстановить исходную топологию и доаварийный режим сети с помощью приведенного алгоритма. Основная цель создания программы автоматизированного формирования топологии и режима по ограниченной послеаварийной информации достигнута. Затронутая тема предполагает ее дальнейшее полномасштабное изучение и анализ.

Рисунки к статье предоставлены авторами.

↓ СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Рабинович М.А. Отображение оперативной информации. Комплекс «КАСКАД-НТ 2.0». М.: Из-во НЦ ЭНАС. 2004.

2. Рабинович М.А. О методах оценки состояния ЭЭС // Энергия единой сети. 2022. № 2(63). С. 38–48.

3. Моржин Ю.И., Рабинович М.А. и др. Режимный тренажер диспетчера энергосистемы РЕТРЕН – базовый элемент тренажерной подготовки диспетчеров «РОССЕТИ ФСК ЕЭС // Энергия единой сети. 2022. № 3–4.

4. Калужный А.Х., Лизалек Н.Н. Моделирование и расчет длительных переходных процессов в сложных энергосистемах при больших небалансах мощности // Электричество. 1981. № 2. С. 7–10.

5. Рабинович М.А. Цифровая обработка информации для задач оперативного управления в электроэнергетике. М.: Из-во НЦ ЭНАС. 2001.

6. Каковский С.К., Потапенко С.П., Рабинович М.А. Вопросы импортозамещения программного обеспечения в задачах электроэнергетики // Энергия единой сети. 2015. № 4 (21).

7. Тихонов А.Н., Арсенин В.Я. Методы решения некорректных задач. Изд. 2-е. М.: Наука. 1979.

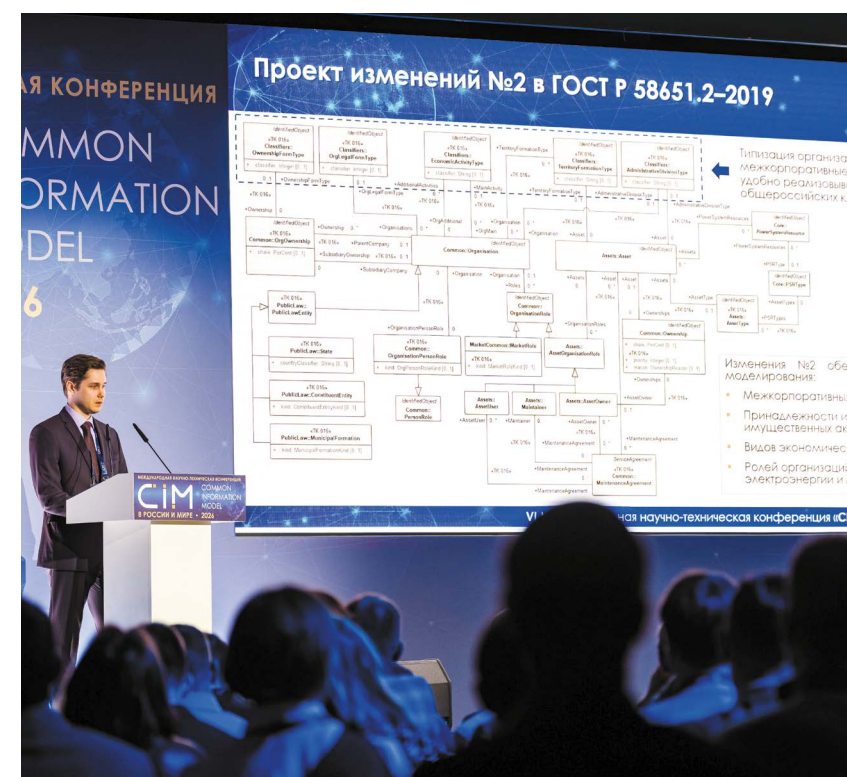
Станьте частью команды
АО «Россети Научно-
технический центр»



Сканируйте QR-код —
начните путь
к профессиональному
росту!

CiM В РОССИИ И МИРЕ — 2026

Системный оператор на протяжении ряда лет последовательно продвигает стандартизацию взаимодействия в электроэнергетике, обеспечивая профессиональный и конструктивный диалог между специалистами. В рамках этой деятельности в феврале в Сочи прошла VI Международная научно-техническая конференция «CiM в России и мире – 2026» – ежегодный профессиональный форум, который проводится при поддержке Минэнерго России.



В этом году на мероприятии присутствовало свыше 160 участников – представителей отраслевого регулятора, руководителей и работников СО ЕЭС, генерирующих и сетевых компаний, разработчиков и производителей ПО и ИТ-решений. Вместе они решают задачу по гармонизации информационного обмена в электроэнергетике на базе стандартов Общей модели данных – Common information model.

Стабильно высокий интерес к мероприятию со стороны профессионального сообщества подтверждается и ростом числа заявок на выступления с докладами. Всего в рамках деловой программы состоялось 46 докладов, что почти на треть превышает количество выступлений прошлого года. Активно в дискуссию о направлениях развития CiM вовлекаются разработчики программного обеспечения. Число их выступлений выросло по отношению к прошлому году в 3,5 раза – с 5 до 17 докладов.

В этом году наблюдается качественный сдвиг в содержании выступлений. Если ранее основное внимание уделялось планам и намерениям, то сегодня фокус сместился на реализованные проекты: «как сделано», «что сделано» и «как сделать лучше». Конференция превратилась в полноценный форум обмена лучшими практиками между коллегами, которые уже активно применяют CiM в своих бизнес-процессах. Кроме того, участники мероприятия обсудили изменения в законодательстве об электроэнергетике в части информационных моделей и автоматизированного обмена.

Фото предоставлены АО «СО ЕЭС».





10.12.1945 — 08.01.2026
**ЯН ЛЕОНАРДОВИЧ
АРЦИШЕВСКИЙ**

Мы, специалисты и ученые в области релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем, выражаем глубочайшие соболезнования коллективу кафедры релейной защиты и автоматизации энергосистем НИУ «МЭИ», родным и близким нашего коллеги Яна Леонардовича Арцишевского в связи с его безвременной кончиной.

Это печальное событие побудило нас, представителей разных городов России, выразить наше бережное и благодарное отношение к памяти этого незаурядного человека, отличавшегося высокими личностными качествами, глубокими знаниями и редкой открытостью в общении.

Ян Леонардович обладал тремя главными составляющими по-настоящему счастливого человека: глубокими знаниями и профессиональным мастерством; любовью близких и искренним уважением всех, с кем его сводила жизнь; полной самоотдачей избранному делу.

Именно эти качества позволили Яну Леонардовичу добиться значительных результатов в научной

и педагогической деятельности, которой он посвятил свою жизнь. В течение длительного времени он с высоким профессионализмом вел лекционный курс по определению места повреждения на линиях электропередачи, занимался исследованиями теории переходных процессов с использованием гипервекторов, разработкой принципов централизованных устройств защиты распределительных сетей, а также пионерских средств измерения токов с волоконно-оптическими каналами связи. Его имя стало известно не только в нашей стране, но и далеко за ее пределами.

Ян Арцишевский известен и как успешный руководитель, занимавший должности заместителя декана электроэнергетического факультета МЭИ, заместителя и первого заместителя заведующего кафедрой релейной защиты и автоматизации энергосистем. Ян Леонардович почти 20 лет бессменно возглавлял секцию электротехнического оборудования научно-технического совета ПАО «РусГидро».

Почетный доктор электротехники, академик АЭН РФ, кандидат технических наук, доцент, изобретатель, лауреат многочисленных государственных и отраслевых наград, научный руководитель диссертационных работ российских и зарубежных специалистов, член редакционной коллегии трех профессиональных журналов, человек высоких моральных принципов — Ян Леонардович Арцишевский оставил глубокий и достойный след в истории отечественной электроэнергетики.

Антонов В.И. (Чебоксары)
Варганов П.Г. (Чебоксары)
Волошин А.А. (Москва)
Гвоздев Д.Б. (Москва)
Дони Н.А. (Чебоксары)
Ефимов Н.С. (Чебоксары)
Илюшин П.В. (Москва)
Иванов С.В. (Чебоксары)
Кужеков С.Л. (Новочеркасск)
Куликов А.Л. (Н. Новгород)
Лачугин В.Ф. (Москва)
Лямец Ю.Я. (Чебоксары)

Морозов А.П. (Красноярск)
Нагай В.И. (Новочеркасск)
Назарычев А.Н. (Санкт-Петербург)
Нудельман Г.С. (Чебоксары)
Паздерин А.В. (Екатеринбург)
Подшивалин А.Н. (Чебоксары)
Попов М.Г. (Санкт-Петербург)
Сацук Е.И. (Москва)
Фишов А.Г. (Новосибирск)
Шапеев А.А. (Чебоксары)
Шеметов А.С. (Москва)
Шуин В.А. (Иваново)

Редакционная коллегия научно-технического
журнала «Энергия единой сети»



6.05.1938 — 19.02.2026
**ГОДА СЕМЕНОВИЧ
НУДЕЛЬМАН**

На 88-м году жизни скончался Года Семенович Нудельман — человек, имя которого навсегда вписано в историю отечественной энергетики. Выдающийся инженер-электротехник, кандидат технических наук, заслуженный изобретатель ЧАССР и РСФСР, действительный член Академии электротехнических наук РФ, президент Академии электротехнических наук Чувашии, заведующий кафедрой ТОЭ и РЗА ЧГУ им. И.Н. Ульянова.

Года Семенович принадлежал к той редкой плеяде ученых, которые не просто развивают науку, но и создают вокруг себя целые индустриальные центры. Его имя с глубоким уважением произносили не только в Чувашии, но и далеко за пределами России.

Окончив с отличием в 1960 г. обучение на кафедре электрических станций Новочеркасского политехнического института и получив первый опыт разработчика релейной защиты отечественных электроваз переменного тока, Года Семенович приехал по распределению в Чебоксары, где в должности инженера-конструктора Чебоксарского

электроаппаратного завода (ЧЭАЗ) стал заниматься разработкой устройств релейной защиты и автоматики.

С 1961 г. работал в Чебоксарском электротехническом научно-исследовательском институте в должности инженера-конструктора, старшего научного сотрудника и заведующего лабораторией защит линий электропередачи. В 1993–1995 гг. Года Семенович был начальником отдела развития релейной защиты и автоматики этого учебного заведения. В 1995–2006 гг. работал в Центре инжиниринга и опытно-конструкторских работ ООО «АББ Автоматизация» в должности заместителя директора — главного специалиста по релейной защите и автоматике, а потом стал директором этого центра. В 2006 г. Года Семенович возглавил ОАО ВНИИР, заняв должность генерального директора института, с августа 2009 г. стал председателем совета директоров, а с апреля 2019 — заместителем генерального директора института по науке.

Руководил разработкой первых в стране устройств релейной защиты и автоматики на основе использования микропроцессорной технологии. Возглавлял исследовательский комитет по релейной защите и автоматике Российского комитета Международного совета по большим электроэнергетическим системам (СИГРЭ), являлся членом Президиума Научно-технического совета ПАО «Россети».

Инженер-электротехник, кандидат технических наук, старший научный сотрудник, заслуженный изобретатель ЧАССР и РСФСР, профессор, заведующий кафедрой «Теоретические основы электротехники и релейной защиты и автоматики» Чувашского государственного университета им. И.Н. Ульянова. По инициативе Г.С. Нудельмана в ЧГУ была открыта специальность «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», студенты которой имели возможность проходить непрерывную стажировку на предприятиях Чебоксар. Учебный процесс был построен с учетом возможностей этих предприятий организовать непрерывную стажировку студентов — в перспективе будущих сотрудников.

Под руководством Года Семеновича выросла целая плеяда инженеров и ученых. Сам он является автором более 260 научных трудов. Награжден медалями участника ликвидации последствий аварии на Чернобыльской АЭС, орденами «За заслуги перед Отечеством II степени» и «За заслуги перед Чувашской Республикой», Почетной грамотой Государственного Совета Чувашской Республики.

Светлая память о Года Семеновиче Нудельмане навсегда останется в истории развития электроэнергетики и в сердцах всех, кто знал его и работал рядом с ним, решая сложные профессиональные задачи.

Мы запоем Года Семеновича как блестящего педагога, талантливого изобретателя и человека целой эпохи.

Редакционная коллегия научно-технического
журнала «Энергия единой сети»

SUBSTATION DC POWER SUPPLY SYSTEMS WITH LITHIUM-ION BATTERIES

This article examines the potential and prospects for using lithium-ion batteries (LIB) in direct current (DC) power supply systems in substations. Using LIB in DC systems offers several advantages over traditional lead-acid batteries. LiB in DC systems has been in operation in Russia since 2013. However, such systems have not yet been widely adopted in the Rosseti electrical networks. By removing existing barriers, DC systems with LIB have high potential for practical implementation in substations. The author presented the main findings of this article at the 97th meeting of the Yu.N. Rudenko Scientific Seminar «Methodological Issues in Reliability Research for Large Energy Systems».

D.V. Sorokin, Cand. Sci. (Tech.),
ORCID ID 0000-0002-7676-853X,
SorokinDV@ntc-power.ru,
JSC «Rosseti R&D Center», Moscow, Russia
K.A. Zimin,
ORCID 0009-0004-1694-0352,
A. Korolev,
«ROSSETI», PJSC, Moscow, Russia

Keywords:
#DC power supply system; #battery energy storage system; #lithium-ion battery; #lead-acid battery; #pilot operation

RECORDING OF ELECTROMAGNETIC PROCESSES IN A WIDE FREQUENCY BAND DURING A SINGLE PHASE-TO-GROUND FAULT IN A 6–35 kV ELECTRICAL NETWORK

The paper presents regulatory requirements, methods, and means for measuring a ground fault current, determining its active and reactive components, as well as higher harmonic components by digital recording of transient and steady-state processes under single phase-to-ground fault conditions in various 6–35 kV electrical networks. The paper is focused on the methodology and results of the practical application of methods involving an artificial controlled ground fault and artificial phase asymmetry using additional capacitance. Examples are given with a description of the connection diagram, the list and parameters of the measuring equipment, and visualization of the field measurement results in operating electrical networks. As an alternative method of electromagnetic process recording, which does not involve recording a current in a ground fault place and is intended for investigating overvoltages and assessing the efficiency of primary neutral grounding equipment and relay protection devices having a ground fault protection function, the authors proposed monitoring of overvoltages in the distribution network based on wide-band voltage dividers.

A.I. Shirkovets, Cand. Sci. (Tech.),
ORCID ID 0009-0003-5145-9700,
shirkovets@pnpbolid.com,
Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education «Novosibirsk State Technical University», Novosibirsk, Russia,
«Bolid» Limited Liability Company, Novosibirsk, Russia
A.V. Egoshin,
Joint-Stock Company «Regional Electric Networks», Novosibirsk, Russia
A.A. Chelaznov, Dr. Sci. (Tech.),
Joint Stock Company «United Energy Company», Moscow, Russia
A.G. Liske,
«Bolid» Limited Liability Company, Novosibirsk, Russia

Keywords:
#transformer oil; #dielectric loss tangent; #break-down voltage; #transmittance

SYMMETRICAL COMPONENTS OF CURRENTS AND VOLTAGES OF LOAD AND EMERGENCY MODES OF OPERATION OF A 0.4 kV RADIAL ELECTRIC NETWORK

Currently, the problem of identifying emergency modes of operation of 0.4 kV electrical networks remains urgent. It is noted in the literature that the control of symmetrical voltage components is one of the reliable ways to identify emergency modes. The study of the distribution of symmetrical components of currents and voltages in the load and emergency modes of operation of the 0.4 kV electrical network was implemented on a computer model. Based on the results of modeling emergency modes caused by short circuits and wire breaks, the dependences of the distribution of symmetrical voltage components of the reverse and zero sequences along the length of the line were established. When using automation devices and installing them on 50% of the total length of a 0.4 kV or more power transmission line, it is possible to use the minimum setpoint for the reverse voltage component with a value of 20 % of the nominal phase voltage of the network, and for the zero-voltage component – 12 %. This will make it possible to identify emergency modes of operation and increase the electrical safety of operation of 0.4 kV electrical networks.

A.A. Lansberg,
ORCID ID0000-0002-2834-6092,
lansbergaa@vk.com,
Federal State Budgetary Scientific Institution «Federal Scientific Agroengineering Center VIM», Moscow, Russia

Keywords:
#modeling; #computer model; #short circuit; #wire breakage; #symmetrical components

INFLUENCE OF THE RESISTOR CHARACTERISTICS IN THE NEUTRAL OF A 20 kV METROPOLITAN POWER NETWORK ON THE OPERATING PARAMETERS OF RELAY PROTECTION AND AUTOMATION DEVICES

The influence of the resistor characteristics in a 20 kV network with low-resistance neutral grounding on the operating parameters of relay protection and automation (RPA) devices is considered. The parameters of the resistor’s thermal stability are determined, taking into account the temperature coefficient of resistance of the resistor’s active part, as well as the minimum permissible continuous current during the operation of neutral grounding resistors in a 20 kV metropolitan electrical network.

M.Yu. Lvov, Dr. Sci. (Tech.),
LvovMY@uneco.ru,
Joint Stock Company «United Energy Company», Moscow, Russia
A.A. Chelaznov, Dr. Sci. (Tech.),
Joint Stock Company «United Energy Company», Moscow, Russia
A.S. Dolgov,
Joint Stock Company «United Energy Company», Moscow, Russia
V.V. Tsukanov,
Joint Stock Company «United Energy Company», Moscow, Russia
V.F. Lachugin, Dr. Sci. (Tech.),
National Research University «MPEI», Moscow, Russia

Keywords:
#20 kV electrical network; #neutral grounding resistor; #overcurrent protection; #zero-sequence current protection; #selectivity stages; #thermal stability

USING HEXAGONAL PHASE-SHIFT TRANSFORMERS IN THE SUPPLY GRID OF THE BELARUSIAN POWER SYSTEM

Currently, the Belarusian power system operates in self-balancing mode in a synchronous zone only with the Unified Energy System of Russia. The 330–750 kV supply grid of the Belarusian power system is connected to the Unified Energy System of Russia via a 750 kV overhead power line (OHL) connecting the Smolensk NPP and the Belarusian power system and three 330 kV OHL lines, the load of which is determined by the operating modes of the networks of different voltage classes of both power systems. The lack of control over active power flows limits the utilization of the transmission capacity of key elements of the supply grid. To solve this problem, it is proposed to use phase-shift transformers. This article presents the results of studies examining the efficiency of asymmetric and hexagonal phase-shifting transformers.

M.A. Kashyn,
RUE «Belenergosetprojekt», Minsk, Belarus
A.Yu. Khrennikov, Dr. Sci. (Tech.), Professor,
ORCID ID 0000-0003-3562-8319,
JSC «Rosseti R&D Center», Moscow, Russia

Keywords:
#power system; #hexagonal phase-shifting transformer; #active power flow distribution

RESTORATION OF PRE-EMERGENCY MODES OF THE ELECTRIC NETWORK BY THE CASCADE-NT AND RETREN COMPLEXES

The article explores additional possibilities of using a software package for analyzing major accidents in order to restore pre-emergency modes in electric power systems. The issues of accident analysis according to the scenarios of its description, synchronization of the frequency of fragments of the power connection and equalization of their voltages, restoration of the network topology and its mode after the accident are considered. The proposed solutions may be of interest to specialists of the ROSSETI Group and other industry enterprises using a software packages CASCADE-NT and RT-RETREN.

M.A. Rabinovich, Yu.I. Morzhin, S.P. Potapenko,
V.I. Frolov, S.N. Sheremet. "Rosseti Research and development center", JSC, Moscow, Russia

Keywords:
#model; #designer; #system; #frequency; #DB; #scheme; #graph; #voltage; #automation; #regulator; #display; #mode; #emergency



5 ЛЕТ
ОБЪЕДИНЯЕМ
ЛИДЕРОВ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
ОТРАСЛИ

ТЕПЛО и ЭНЕРГЕТИКА
HEAT & ELECTRO

19–21 мая 2026

ВК «Тимирязев Центр»
Москва

Международная выставка энергетического оборудования
для теплоснабжения и электрогенерации на промышленных
предприятиях и муниципальных объектах

ВСЕ СПЕКТР ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ БОЛЬШОЙ И МАЛОЙ ЭНЕРГЕТИКИ:
ОТ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДО СТРОИТЕЛЬСТВА И МОДЕРНИЗАЦИИ

>100
компаний
участников

>6 000
профильных
посетителей

**Энергетический
Форум**
3 дня отраслевых
конференций



**Регистрация на выставку
и бесплатный билет!**

GA GEFERA MEDIA

+7 495 649 87 75 | marketing@heatelectro.ru | heatelectro.ru

реклама



RZA-FORUM.RU

**14-16 апреля
2026
ЧЕБОКСАРЫ**

II ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ



**«НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ
И АВТОМАТИЗАЦИИ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ»**



ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ГЕНЕРАЛЬНЫЕ ПАРТНЕРЫ



ПАРТНЕРЫ



ПАРТНЕР
ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ



ОФИЦИАЛЬНЫЕ МЕДИАПАРТНЕРЫ

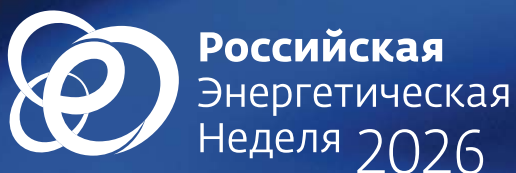


На правах рекламы

+7 (8352) 224- 560

rci21@mail.ru

ivanov_s@mb21.ru



Российская
Энергетическая
Неделя 2026



РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЦВЗ «Манеж»

ВЫСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ТЭК

Гостиный двор



МОСКВА, РОССИЯ



14-16 ОКТЯБРЯ 2026 г.



Подробнее на сайте

Реклама

