

# Актуальные вопросы развития РЗА в условиях цифрового энергоперехода

АКТУАЛЬНОЕ ИНТЕРВЬЮ

1 октября в Москве завершилось традиционное международное событие, имеющее особое значение для специалистов по РЗА, — конференция и выставка «Релейная защита и автоматика энергосистем – 2021». Уже много лет сотрудники научно-исследовательских центров, проектных институтов и инжиниринговых компаний, производители оборудования, наладчики, эксплуатирующие организации на этом мероприятии анализируют самые последние тенденции и изменения в своей сфере, существующие и перспективные направления развития, архитектуру и принципы построения и функционирования систем РЗА, международный опыт их разработки, проектирования и эксплуатации. Событие организовано компаниями СО ЕЭС, «Россети», «РусГидро», «Электрификация», Российским национальным комитетом СИГРЭ при поддержке Минэнерго и с привлечением ВНИИРа в качестве научно-технического партнера. В прошлом году запланированная конференция не состоялась из-за пандемии, предыдущая была в 2017 году. За четыре года в этой сфере многое произошло, участникам было о чем рассказать друг другу. Мы попросили Первого заместителя Председателя Правления Системного оператора Единой энергетической системы Сергея ПАВЛУШКО, возглавляющего оргкомитет мероприятия, сделать обзор самых современных тенденций, о которых говорили профессионалы на конференции.



— Сергей Анатольевич, какие современные цифровые системы противоаварийной автоматики сегодня внедряются в ЕЭС России?

— В первую очередь, конечно, это программно-технические комплексы верхнего уровня централизованных систем противоаварийной автоматики

третьего поколения (ЦСПА-3). На сегодняшний день в тех энергосистемах, где были ЦСПА второго поколения (ОЭС Средней Волги, ОЭС Юга, Тюменская энергосистема) мы перешли на третье и внедрились ЦСПА-3 в ОЭС Востока и ОЭС Северо-Запада, где ЦСПА раньше вообще не было. В августе этого года Системный оператор ввел в промышленную эксплуатацию в ОЭС Урала ЦСПА-3 с модернизированным низовым устройством на одной из системообразующих подстанций ОЭС Урала — подстанции 500 кВ «Южная». При этом для возможности учета особенностей сложной кольцевой схемы сети энергообъединения была выполнена модификация технологического алгоритма ЦСПА-3. В завершающей стадии работы по развитию системы ЦСПА в ОЭС Сибири. В этом году планируется ввод в опытную эксплуатацию ЦСПА-3 в ОЭС Центра. Это единственное энергообъединение, в котором Централизованная система противоаварийной автоматики еще не использовалась. Таким образом, новое поколение ЦСПА будет введено в работу во всех объединенных энергосистемах ЕЭС России и в энергосистеме Тюменской области, поскольку она характеризуется большим количеством промышленных потребителей, которые имеют в своем составе значительную долю двигательной синхронной и асинхронной нагрузки.

Новый комплекс имеет более совершенный алгоритм выбора управляющих воздействий для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы и обеспечения допустимых параметров послеаварийного электроэнергетического режима, в том числе позволяющий рассчитывать управляющие воздействия в динамической фазе переходного процесса, а также расширенный функционал, включающий возможность моделирования работы локальных противоаварийных автоматик и проведения расчетов для всех заданных аварийных возмущений одновременно. В основу ЦСПА-3 заложен новый алгоритм оценивания состояния электроэнергетического режима энергосистемы, она имеет повышенное быстродей-

ствие и надежность. Совместно с коллегами из НТЦ ЕЭС мы продолжаем работу по дальнейшему совершенствованию программно-технических комплексов ЦСПА.

ЦСПА-3, как и ее предшественницы, имеет двухуровневую структуру — программно-технический комплекс верхнего уровня, установленный в диспетчерском центре Системного оператора, и «низовые» устройства, размещенные на объектах электроэнергетики — устройства локальной автоматики предотвращения нарушений устойчивости (ЛАПНУ). В ПТК верхнего уровня производятся циклические расчеты параметров электроэнергетического режима энергосистемы при возможных аварийных возмущениях, осуществляется выбор управляющих воздействий и проверка оптимальности и эффективности их применения. Выбранные по результатам расчетов электроэнергетических режимов управляющие воздействия передаются с верхнего уровня ЦСПА по цифровым каналам связи в устройства ЛАПНУ, которые фиксируют возникновение аварийной ситуации в энергосистеме и реализуют адресное автоматическое противоаварийное управление.

Совершенствование ЦСПА как неотъемлемого элемента современной модели автоматического управления энергосистемами для Системного оператора — одна из ключевых задач. Переход на ЦСПА-3 повышает устойчивость работы энергосистем при возникновении аварийных возмущений, обеспечивает оптимизацию управляющих воздействий и расширяет области допустимых режимов работы энергосистемы.

**— В последние лет десять или даже больше на конференциях РЗА стабильно обсуждается тема векторных измерений параметров электроэнергетического режима (в западной традиции — WAMS, Wide Area Measurement System). Системный оператор выступает основным заказчиком и пользователем этих технологий в России. Что в последние годы происходит в этой сфере?**

— В России технология синхронизированных векторных измере-

ний (СВИ) для задач мониторинга, оперативно-диспетчерского и автоматического управления очень активно развивается. В Системном операторе разработана и введена в эксплуатацию система мониторинга переходных режимов ЕЭС России (СМПР ЕЭС), осуществляющая сбор и обработку векторных электрических параметров работы силового оборудования объектов электроэнергетики и электрической сети. Первые шаги по разработке и применению технологии СВИ в ЕЭС России были сделаны в середине 2000-х. В соответствии с утвержденной в 2016 году Концепцией развития и применения технологии синхронизированных векторных измерений параметров электроэнергетического режима для повышения качества и надежности управления электроэнергетическими режимами в ЕЭС России Системным оператором осуществляются разработка и промышленное применение технологического программного обеспечения и систем мониторинга электромеханических переходных процессов в ЕЭС России, оценки правильности функционирования систем защиты, автоматического управления и регулирования (РЗА) общесистемного и объектового уровня. Развитие технологии СВИ в России ориентировано на применение отечественных программных и технических средств и является эффективным инструментом мониторинга динамических свойств Единой энергосистемы. Преимущества синхронизированных векторных измерений позволяют решать ряд важных задач: анализ аварийных ситуаций, которые привели к работе противоаварийной автоматики или к недопустимому изменению параметров электроэнергетического режима, анализ работы систем регулирования генерирующего оборудования при возникновении синхронных качаний активной мощности, работы систем возбуждения синхронных генераторов, актуализация и верификация математических расчетных моделей.

В настоящее время СМПР насчитывает более 920 устройств синхронизированных векторных измерений, более 100 концентраторов синхронизированных век-

торных данных на 140 объектах электроэнергетики во всех операционных зонах объединенных диспетчерских управлений.

В диспетчерских центрах на базе данных СВИ разработаны и введены в эксплуатацию программные комплексы мониторинга динамики изменения режимных параметров в ЕЭС России и мониторинга синхронных качаний активной мощности, предназначенных для информационной поддержки диспетчера по ситуационному анализу электроэнергетического режима энергосистемы и технологических нарушений в ЕЭС России, а также при возникновении высокоамплитудных синхронных качаний активной мощности в контролируемых сечениях ЕЭС России. Основной инновационной функцией комплексов мониторинга динамики изменения режимных параметров является 3D-визуализация динамики изменения параметров частоты и напряжения в ЕЭС России в режиме реального времени.

Системным оператором разработана Система мониторинга системных регуляторов на основе технологии автоматического контроля правильности функционирования системы возбуждения и автоматических регуляторов возбуждения АРВ сильного действия синхронных генераторов электростанций. Она позволяет в режиме реального времени осуществлять выявление незатухающих низкочастотных синхронных колебаний в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах работы энергосистемы с определением генератора, система возбуждения которого не обеспечивает демпфирование колебаний, а также идентифицировать ряд характерных неисправностей в работе системы возбуждения генератора.

**— Еще несколько лет назад такое было невозможно? Это и есть чудеса цифровизации?**

— Без сомнения. Именно такие инновационные цифровые технологии обеспечивают сегодня решение задачи повышения устойчивости работы ЕЭС России в современных условиях ее развития. Повышение устойчивости ЕЭС, принципиально иные скорости процессов управления энерго-

системой, появление совершенно новых инструментов управления и многое другое, — все это и есть эффекты цифровизации. И это не о том, что мы теперь стали что-то быстрее считать, благодаря увеличению вычислительной мощности компьютеров, а о том, что без цифровых технологий не было бы и этих новых инструментов. Цифровизация дает в буквальном смысле новое качество управления энергосистемой, радикально повышающее гибкость и эффективность реагирования на множество процессов.

К примеру, Система мониторинга системных регуляторов функционирует в режиме online, принимает, обрабатывает и анализирует данные, поступающие от устройств синхронизированных векторных измерений генераторов электростанции каждые 20 мс. Это непрерывный контроль правильности функционирования автоматических регуляторов возбуждения сильного действия генераторов электростанции в автоматическом режиме с выдачей сигнала корректной или некорректной работы этих регуляторов. Сейчас под мониторингом этой системы регуляторы возбуждения 10 генераторов электростанций: Нововоронежской АЭС, Нижневартовской ГРЭС, Череповецкой ГРЭС, Волжской ГЭС, Казанской ТЭЦ-3, Южноуральской ГРЭС-2, Пермской ГРЭС, Уренгойской ГРЭС, Рефтинской ГРЭС, Богучанской ГЭС. Но мы планируем внедрять систему мониторинга повсеместно на всех электрических станциях, где установлены устройства СВИ на генерирующем оборудовании.

Мониторинг качества регулирования с использованием данных СВИ позволил выявить ошибки функционирования устройств автоматического регулирования возбуждения генераторов, что потребовало корректировки их настройки, а в отдельных случаях — замены самих устройств.

**— Перспективы синхронизированных векторных измерений в ЕЭС России еще не исчерпаны?**

— Конечно, нет. Сейчас на стадии научно-исследовательских разработок изучается возможность использования СВИ

в противоаварийной автоматике. Например, мы видим их использование в будущем в АПНУ — автоматике предотвращения нарушений устойчивости, с целью оптимизации управляющих воздействий в режиме реального времени с учетом текущей схемно-режимной ситуации в послеаварийном режиме.

Также предполагается использование СВИ для оптимизации работы локальной автоматики разгрузки по перегрузке по активной мощности — АРПМ, предназначенной для ликвидации перегрузки сечения электрической сети по активной мощности. Использование параметра угла, измеряемого посредством СВИ, позволит апробировать новые решения задачи противоаварийного управления при возникновении в энергосистеме аварийных небалансов активной мощности.

**— Системный оператор в последние годы активно развивает проект по созданию автоматизированной системы мониторинга устройств РЗА. Каково состояние проекта сегодня?**

— Очевидно, что повышение надежности функционирования энергосистемы в целом неразрывно связано с повышением надежности работы устройств РЗА. Именно поэтому автоматизированная цифровая система мониторинга и анализа функционирования устройств релейной защиты и автоматики (АСМ РЗА) является частью ведомственного проекта Минэнерго России «Единая техническая политика — надежность энергоснабжения», у истоков разработки которого стоял Системный оператор. АСМ РЗА обеспечивает предиктивную аналитику функционирования устройств РЗА, собирая и совместно обрабатывая множество данных из разных источников: сигналы внутренней диагностики устройств, данные осциллограмм аварийных событий, телесигналы состояния оборудования, данные о диспетчерских заявках. Но цель АСМ РЗА не только увеличить глубину аппаратной диагностики современных микропроцессорных устройств, но и в автоматизированном режиме на основе

цифровых моделей энергосистем и устройств РЗА по факту аварийных событий в энергосистеме выполнять оценку правильности срабатываний и пусков измерительных органов этих устройств.

Первичный инжиниринг данных для АСМ РЗА о конфигурации сети и устройствах РЗА потребовал значительных затрат при пилотном внедрении, для новых внедрений эта процедура будет значительно облегчена благодаря автоматическому использованию данных Единой информационной модели электроэнергетики, созданной на основе общей информационной модели CIM. Таким функционалом АСМ РЗА наделяется по инициативе Системного оператора.

Как и любая другая сложная система, АСМ РЗА требует проведения опытной эксплуатации на пилотных объектах и отладки алгоритмов анализа. В настоящее время АСМ РЗА внедряется совместно с ПАО «Россети» на пилотных объектах в энергосистеме Сочинского энергорайона Кубанской энергосистемы и энергообъектах города Москвы. В ближайших планах — внедрение системы в операционной зоне нашего филиала в Татарстане, а также тиражирование системы на энергообъектах «Россетей» и в соответствующих диспетчерских центрах Системного оператора с учетом опыта эксплуатации на пилотных энергообъектах. Для определения энергообъектов, готовых к внедрению системы, создана специальная рабочая группа из представителей обеих компаний.

Непрерывный круглосуточный мониторинг устройств РЗА, реализованный в системе, позволит внедрившим ее владельцам объектов электроэнергетики перейти от планового технического обслуживания устройств РЗА на техническое обслуживание по состоянию, что, в свою очередь, способно значительно сократить эксплуатационные затраты электроэнергетических компаний без снижения надежности функционирования устройств РЗА.

**— Как продвигается внедрение современных программных комплексов для автоматизации**



*На открытии конференции и выставки «РЗА-2021» (слева направо): генеральный директор АО «Электрификация» В.В. Затынайко, Первый заместитель Председателя Правления АО «СО ЕЭС» С.А. Павлушко, заместитель министра энергетики РФ Е.П. Грабчак, Первый заместитель генерального директора — главный инженер компании «Россети» А.В. Майоров, заместитель генерального директора — главный инженер ПАО «РусГидро» С.Б. Кондратьев*

### **расчета и выбора параметров настройки устройств релейной защиты и сетевой автоматики?**

— В настоящее время в диспетчерских центрах Системного оператора введен в промышленную эксплуатацию абсолютно новый программный комплекс для расчета токов короткого замыкания и расчета параметров настройки выбора уставок. Называется программно-вычислительный комплекс — АРУ РЗА (автоматизированный расчет уставок релейной защиты и автоматики). Он разработан компанией «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» по заказу Системного оператора и идет на смену используемому уже много лет комплексу АРМ СРЗА — автоматизированное рабочее место службы РЗА.

Новый комплекс обладает значительным потенциалом развития и автоматизации функционала. Так, уже в текущем году в новую версию разработчики планируют внедрить модуль автоматизированного формирования таблиц минимального количества находящихся в работе генераторов тепловых электростанций по условиям функционирования РЗА, позволяющий значительно сократить затраты времени персонала диспетчерских центров по про-

ведению расчетов при формировании таких таблиц и исключить ошибки при выполнении таких расчетов. В следующем году разработчики намерены обеспечить взаимодействие комплекса с Единой информационной моделью для автоматизированной актуализации модели сети для расчетов токов короткого замыкания. После планируемого на 2022–2023 годы расширения Единой информационной модели необходимыми данными и параметрами ЛЭП и оборудования станет возможна актуализация параметров элементов цифровой модели сети, что называется, «одной кнопкой» — вместо трудоемкого процесса «ручного» внесения изменений в каждый параметр каждого элемента расчетной модели.

В опытной эксплуатации у нас находится также аналогичный ПВК АРУ РЗА комплекс PF.Protection разработки компании «РТСофт». До конца текущего года планируется окончание опытной эксплуатации и перевод PF.Protection в промышленную эксплуатацию. Отличительным достоинством PF.Protection является возможность цифрового детального моделирования устройств РЗА, что позволяет реализовывать алгоритмы анализа функционирова-

ния устройств РЗА. Этот комплекс имеет серверный режим работы, что дает возможность в будущем организовать выделенные серверы для проведения расчетов токов короткого замыкания и проведения анализа работы устройств РЗА по запросу внешних систем в круглосуточном режиме.

**— В последние годы все активнее в отечественной энергетике применяется международный протокол МЭК 61850 для обмена технологическими данными. Различные аспекты и опыт применения этого протокола также постоянно обсуждаются на конференции по РЗА в последнее десятилетие. Какие из разработок находятся в фокусе внимания Системного оператора и почему?**

— Вы правы. При рассмотрении и согласовании заданий на проектирование мы видим тенденцию к внедрению цифровых протоколов передачи информации между устройствами РЗА с использованием протокола МЭК 61850 на объектах практически любого класса напряжения.

Напомню, что Системным оператором совместно с компанией «Россети» и разработчиком «ПроСофт-Системы» в 2020 году введен в промышленную эксплуатацию на подстанции 500 кВ «Южная» удаленный контроллер противоаварийной автоматики, в котором обмен дискретными сигналами осуществляется посредством GOOSE-сообщений.

В дальнейшем у нас был не менее интересный опыт в рамках испытаний электронных трансформаторов тока и напряжения на подстанции 500 кВ «Тобол». В результате испытаний получен колоссальный опыт эксплуатации передовых, инновационных технологий в условиях, приближенных к реальным, проведены опыты короткого замыкания и постановки под напряжение автотрансформатора высшего класса напряжения 500 кВ. В результате испытаний подтверждена техническая возможность использования данных в виде SV-потоков от цифровых трансформаторов тока и напряжения для целей РЗА (SV — протокол передачи мгно-

венных значений тока и напряжения от измерительных трансформаторов, входящий в семейство протоколов МЭК 61850). Однако до разработки комплексных решений, включающих источники и приемники SV-потоков, транспортную локально-вычислительную сеть и серверы времени, дело пока не дошло. Рабочей группой, проводившей и анализировавшей испытания, был сделан вывод о преждевременности использования цифровых трансформаторов тока и напряжения без дублирования измерений от «традиционных» трансформаторов тока и напряжения. Планируем реализацию совместно с субъектами электроэнергетики пилотных проектов по установке цифровых трансформаторов на других объектах электроэнергетики.

В ближайших планах совместная с ПАО «Россети» реализация НИОКР по пакетной передаче данных РЗА между объектами на базе протоколов MMS, описывающего передачу данных по технологии «клиент-сервер», и R-GOOSE, описывающего передачу дискретных сигналов между устройствами РЗА в цифровом виде. Оба протокола являются частью МЭК 61850.

**— Практически ничего из того, о чем вы сейчас рассказываете, не было ни в ЕЭС СССР, ни в энергосистеме периода ПАО «ЕЭС России». Это значит, что никаких подходов к нормативному регулированию этих технологий также исторически не сложилось. Как вы решаете эту проблему?**

— Мы ведем активную работу по развитию нормативной базы в области релейной защиты и автоматики, в том числе с учетом ввода новых систем РЗА. Это очень важная часть деятельности Системного оператора с самого момента его основания почти 20 лет назад. Наши специалисты входят во все рабочие органы по разработке нормативных документов, участвуют в разработке документов на уровне Минэнерго, работают в составе Технического комитета по стандартизации в электроэнергетике ТК 016 Росстандарта, который возглавляет Системный оператор. Благодаря всей этой

работе уже можно говорить, что создание нормативно-технического базиса для обеспечения единой технической политики в области основных функциональных требований к РЗА в Единой энергосистеме России идет к завершению.

Из основного. Приказом Минэнерго в июле 2020 года утверждены Правила технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики, в которых целый раздел посвящен требованиям к сбору информации и мониторингу функционирования устройств РЗА с целью перехода на техническое обслуживание по состоянию. Также к настоящему моменту документами Минэнерго определены требования к оснащению ЛЭП и оборудования объектов энергетики классов напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами РЗА и требования к самим устройствам и комплексам, а Системным оператором в свою систему добровольной сертификации включены устройства СВИ и концентраторы синхронизированных векторных данных. В конце прошлого — начале этого года вышло восемнадцать национальных стандартов ГОСТ Р, разработанных ТК 016 и охватывающих всю систему мониторинга переходных режимов и практически все устройства противоаварийной автоматики, работающие в ЕЭС России. ГОСТы, в частности, устанавливают основные функциональные требования к микропроцессорным устройствам РЗА, порядок и методику проведения испытаний этих устройств для проверки их соответствия указанным требованиям. Признание этих национальных стандартов всеми субъектами электроэнергетики, на мой взгляд, позволит создать прозрачную и единую процедуру оценки соответствия устройств РЗА и алгоритмов их функционирования предъявляемым в отрасли функциональным требованиям, что в конечном итоге позволит повысить надежность функционирования ЕЭС и снизить издержки производителей устройств РЗА на изготовление их продукции. 

*Материал подготовлен  
пресс-службой АО «СО ЕЭС»*