

Система автоматической диагностики и повышения эффективности обслуживания устройств РЗА, АСУ ТП и средств измерений ПС



Статья посвящена автоматизированной системе автоматической диагностики и повышения эффективности обслуживания устройств РЗА, АСУ ТП и средств измерений ПС под названием ПТК «Эксплуатация», разработанной в рамках НИОКР ПАО «ФСК ЕЭС» и базирующейся на общей информационной модели (СИМ). В ней рассмотрены механизмы, с помощью которых ПТК «Эксплуатация» выполняет автоматизацию процессов непрерывного, периодического и ситуационного мониторинга оборудования на основе имеющихся данных об устройствах, а также собираемых на уровне ПС сигналов и осциллограмм в целях достижения перехода от планового обслуживания к обслуживанию оборудования по состоянию.

НТЦ «ЭПА «ГК «ЭнергопромАвтоматизация», г. Санкт-Петербург

Введение

Надежное функционирование электроэнергетической отрасли зависит от своевременного и качественного обслуживания оборудования. Общий рост количества единиц оборудования, а также разнообразие типов и видов оборудования, находящихся в постоянной эксплуатации, ставит перед эксплуатирующими организациями задачу типизации и максимального повышения эффективности работ по техническому обслуживанию и ремонту. На сегодняшний день значительная доля усилий эксплуатационного персонала направлена на поддержание в исправном состоянии существенной доли устаревших устройств РЗА на электромеханической базе, а также на контроль соблюдения и обеспечение требований нормативно-правовых актов Минэнерго России, требований АО «СО ЕЭС» и самих эксплуатирующих организаций.

В ПАО «Россети» был взят курс на переход к обслуживанию по состоянию, которое, согласно приказу Минэнерго России от 25 октября 2017 г. № 1013, может применяться только при наличии средств технического диагностирования и контроля технического состояния основного оборудования. Речь идет о программно-аппаратном комплексе, обеспечивающем процесс удаленного наблюдения и контроля состояния оборудования, его диагностирование и прогнозирование изменения технического состояния на основе собранных исторических и оперативных данных, получаемых от систем сбора данных, установленных на оборудовании.

ПТК «Эксплуатация»

В результате НИОКР, организованной ПАО «ФСК ЕЭС» и реализованной группой компаний «ЭнергопромАвтоматизация» в составе консорциума с АО «НТЦ ФСК ЕЭС» и ООО «Релематика», был разработан и внедрен программно-технический комплекс «Эксплуатация» (ПТК «Эксплуатация»). Он представляет собой распределенную корпоративную систему, реализованную на базе автоматизированной информационной платформы NPT Platform отечественной разработки (ГК «ЭнергопромАвтоматизация»). Основными задачами ПТК «Эксплуатация» являются повышение эффективности технического обслуживания устройств РЗА, АСУ ТП и СИ, привязка единиц вторичного оборудования к конкретным типам, учет аварийного резерва, цифровизация документооборота, а также создание условий для перехода к обслуживанию по состоянию.

Перед ПТК «Эксплуатация» ставилась отдельная задача создания единого информационного пространства

между различными программными комплексами, функционирующими в ПАО «Россети» и АО «СО ЕЭС», с целью обеспечения сопровождения жизненного цикла оборудования в цифровом виде от его монтажа до демонтажа или реконструкции. В настоящий момент в ПАО «ФСК ЕЭС» ведутся НИОКР по созданию электронного каталога РЗА (САПР «ЭК РЗА») и ПТК для автоматизации приемки энергообъектов (ПТК «Приемка»), которые совместно с ПТК «Эксплуатация» обеспечат цифровизацию всего жизненного цикла вторичного оборудования (рис. 1). Помимо этого была выполнена интеграция ПТК «Эксплуатация» с существующими системами, такими как ПК «Ремонты», в части согласования годовых и месячных графиков ТО РЗА, ПК «Заявки» в части согласования заявок на выполнение работ, ПК «Анализ» в части экспорта технологических нарушений.

ПТК «Эксплуатация» является вертикально интегрированной системой, обеспечивающей совместную работу пользователей на всех уровнях иерар-



Рис. 1. ПТК «Эксплуатация» в жизненном цикле оборудования

хии, включающих в себя ИА ПАО «ФСК ЕЭС», филиалы МЭС, филиалы ПМЭС, подстанции. База данных системы опирается на международные стандарты по хранению и обмену информацией – общую информационную модель (СИМ МЭК 61970 [1], МЭК 61968 [2]). Она имеет распределенную архитектуру с агрегацией данных снизу вверх (от уровня подстанции до ИА ПАО «ФСК ЕЭС» через филиалы ПАО «ФСК ЕЭС»), а также с передачей нормативно-справочной информации сверху вниз (с уровня ИА ПАО «ФСК ЕЭС» на все нижестоящие уровни). Передача информации между уровнями системы (осциллограмм, сигналов самодиагностики, результатов работы модулей анализа и т.п.) осуществляется в автоматическом режиме.

Программное обеспечение системы работает под управлением информационной платформы отечественной разработки NPT Platform, а также ОС Linux и СУБД PostgreSQL, внесенных в Единый реестр российских программ Минкомсвязи России. Доступ к системе выполняется с использованием веб-браузера авторизованными пользователями с учетом ролей и полномочий из корпоративной сети ПАО «Россети».

Мониторинг оборудования

В ПТК «Эксплуатация» реализованы три вида мониторинга работы оборудования: непрерывный, ситуационный и периодический.

В рамках задач непрерывного мониторинга в ПТК «Эксплуатация» выполняется автоматический сбор сигналов самодиагностики устройств РЗА, АСУ ТП и СИ, мониторинг работоспособности их измерительной части, автоматизированный анализ исправности ЛВС ПС, а также анализ полученной информации, ее классификация и формирование предложений на создание мероприятий ТОиР в зависимости от категории диагностических сигналов.

Исходной информацией для ситуационного мониторинга являются конфигурационные файлы уставок устройств РЗА и осциллограммы аварийных процессов, которые представляют собой файлы формата CSV, TXT, XML, XLSX или другого структурированного формата, которые выгружаются непосредственно из устройств

РЗА с использованием инженерного ПО производителя и подгружаются в систему. В ПТК «Эксплуатация» был разработан специализированный инструмент для визуализации и привязки фактических уставок, выставленных на устройстве, и типовых уставок, используемых для настройки подсистемы первичного анализа работы РЗА (рис. 2 слева посередине). В нем поддерживается импорт конфигураций устройств следующих производителей: «Релематика» (формат XLSX); «ЭКРА» (формат XML и DOC); ABB (форматы TXT и CSV); Siemens (формат CSV) и других.

Ситуационный мониторинг работает при возникновении технологических нарушений, при которых выполняется определение временных рамок, перечня устройств, участвующих в нарушении, а также автоматический сбор осциллограмм с серверов АСУ ТП ПС или непосредственно с устройств при отсутствии АСУ ТП и объединение осциллограмм в единый файл аварии формата CFF COMTRADE версии 2013 года [3]. При необходимости выполняется автоматическая синхронизация осциллограмм, полученных от разных устройств, по времени.

Просмотр объединенных осциллограмм выполняется с помощью встроенного осциллографа, который открывается в веб-браузере без использования дополнительных плагинов и не требующий какой-либо установки (рис. 2 сверху). Такой подход позволяет выполнять просмотр и анализ осциллограмм с любых устройств, поддерживающих веб-браузеры (смартфоны, планшеты, ноутбуки, ПК).

На следующем этапе выполняется автоматический первичный анализ правильности работы функций устройств РЗА, результатом которого является формирование отчетов о результатах проведенного анализа, включающий в себя вид повреждения, поврежденные фазы, данные ОМП (при наличии), данные анализа измерительных трактов, дискретных сигналов, а также оценку работы всех задействованных функций защит.

В ПТК «Эксплуатация» реализован автоматический первичный анализ работы функций релейной защиты ЛЭП, трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов и батарей статических конденсаторов, шин и ошинок, а также присоединений

6–20 кВ. Первичный анализ выполняется для таких функций, как ДЗЛ, ДФЗ, ДЗ, ТНЗНП, МТЗ, ДЗТ, ДЗР, ДЗШ и др.

Результатом работы первичного анализа является перечень всех функций релейной защиты устройства с заключением о правильности функционирования в зафиксированном технологическом нарушении. Анализируется правильность срабатывания функций релейной защиты, а также правильность их пуска или отсутствия пуска. Вместе с этим анализируется корректность измерительных каналов устройства путем сравнения измеренных токов и напряжений с аналогичными измерениями других устройств (рис. 2 справа снизу).

Очень важной задачей, решаемой ПТК «Эксплуатация», является автоматизация планово-предупредительных мероприятий ТОиР, особенно применительно к большому числу устройств на электромеханической базе, установленных на низких классах напряжения, для которых применение непрерывного мониторинга не представляется возможным из-за отсутствия интерфейсов связи. В рамках периодического мониторинга в системе реализовано автоматизированное построение и ведение графиков ТОиР РЗА, АСУ ТП, графиков выполнения заданий от АО «СО ЕЭС» на изменение конфигураций устройств РЗА, графиков метрологического контроля средств измерений с функцией контроля результатов выполнения мероприятий ТОиР (рис. 2). Построение графиков выполняется на основе существующих руководящих документов, принятых в ПАО «Россети».

Для обеспечения исполнения НПА Минэнерго России, требований АО «СО ЕЭС» и ПАО «Россети» в ПТК «Эксплуатация» реализован автоматический расчет сводных показателей и статистики, а также формирование отчетной документации, которая доступна на уровнях ПМЭС, МЭС, ИА ПАО «ФСК ЕЭС». Среди них – автоматическое вычисление индексов готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон [5], формирование отчетности по технологическим нарушениям [4], КПЭ (ключевых показателей эффективности), УКУ (условное количество устройств) и человеко-часов на выполнение мероприятий ТОиР (СТО ПАО «Россети»),

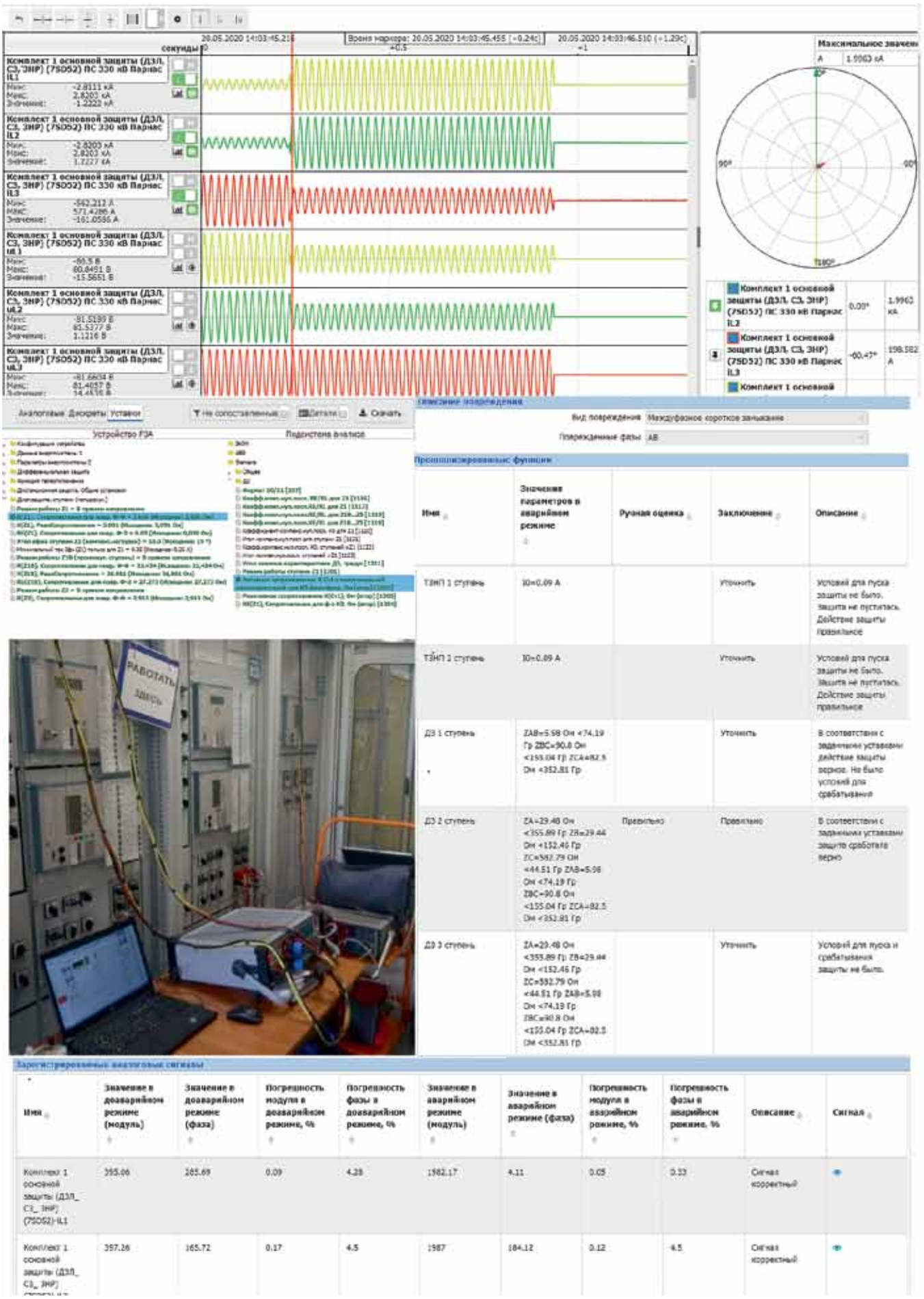


Рис. 2. Испытания работы ситуационного мониторинга

Многолетний график ТО РЗА

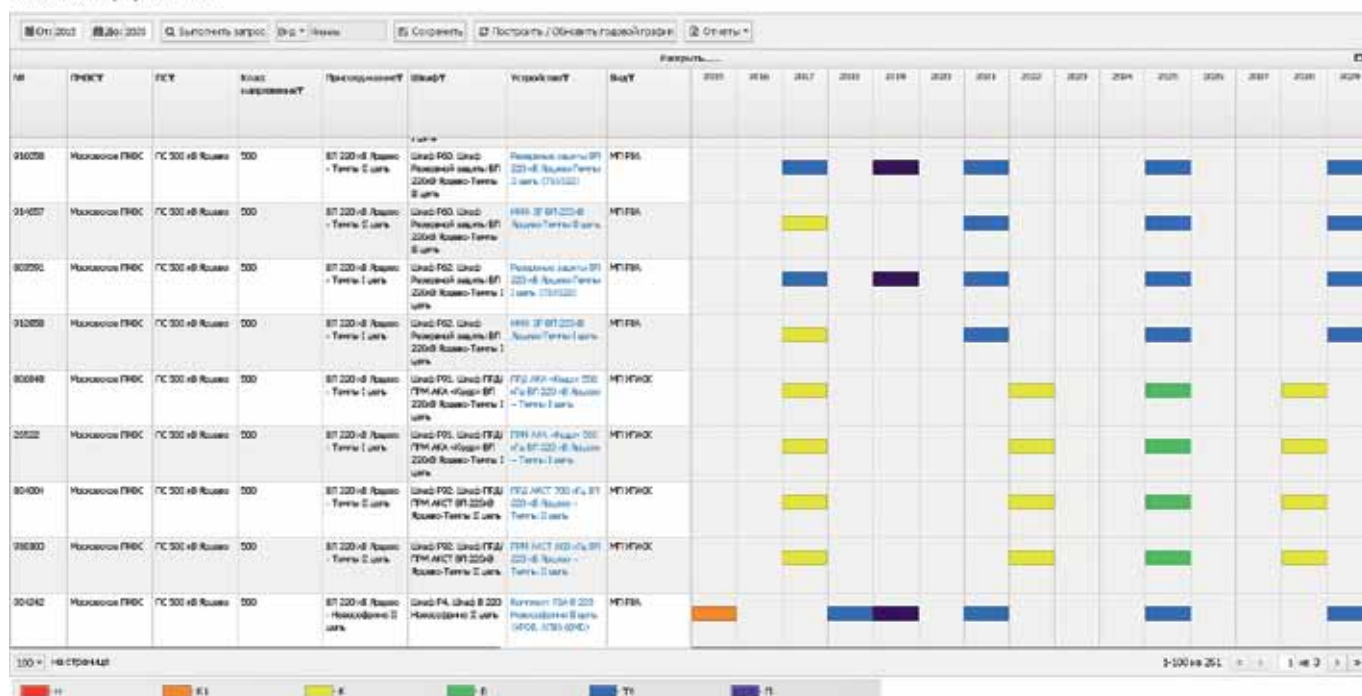


Рис. 3. Многолетний график ТО РЗА

прочих статистических и отчетных данных. Это позволяет повысить качество аналитических и отчетных данных, предоставляемых ДЗО ПАО «Россети», унифицировать процессы подготовки данных аналитической отчетности, а также автоматизировать процесс обмена отчетной информацией.

Выводы

На сегодняшний день ПТК «Эксплуатация» развернут в ПАО «ФСК ЕЭС» на уровне исполнительного аппарата, всех филиалов ПАО «ФСК ЕЭС» – МЭС/ПМЭС, а также на ПС 330 кВ «Парнас», ПС 220 кВ «Проспект Испытателей», ПС 330 кВ «Василеостровская» Ленинградского ПМЭС.

Внедрение системы позволило выполнить сбор осциллограмм, фиксируемых с 2010 года на ПС 330 кВ «Парнас», ПС 220 кВ «Проспект Испытателей», ПС 330 кВ «Василеостровская», в количестве более 3000 штук и сформировать единый электронный реестр осциллограмм с доступом на всех уровнях: Ленинградское ПМЭС, МЭС Северо-Запада, ИА ПАО «ФСК ЕЭС». При этом полное время анализа и подъема новых осциллограмм с уровня ПС до уровня ИА ПАО «ФСК ЕЭС» составило не более 5 минут с момента возникновения аварии и записи осциллограммы терминалом РЗА до появления результатов автоматического первичного анализа аварии

и осциллограмм на уровне ИА ПАО «ФСК ЕЭС», что подтверждено приемочными испытаниями, прошедшими в мае 2020 года. Это позволяет значительно повысить оперативность принятия решений при возникновении технологических нарушений и улучшить показатели надежности электрообеспечения потребителей.

В настоящее время перед многими организациями стоят задачи снижения затрат и повышения эффективности труда. В условиях постоянного роста количества единиц оборудования, разнообразия их типов и видов, для повышения эффективности работ по техническому обслуживанию и ремонту необходимо применение автоматизированных информационных систем, позволяющих осуществить переход на обслуживание по состоянию. Наилучшим образом решить эту задачу помогает внедрение ПТК «Эксплуатация», функциональность которого позволяет выполнить привязку единиц оборудования к конкретному типу и сформировать решение о необходимости проведения технического обслуживания за счет применения аналитической обработки данных и комплексного подхода к мониторингу работы оборудования.

Литература

1. IEC 61970 Part 301: Common information model (CIM) base / Edition 4.0. May 2013.

2. IEC 61968 Part 11: Common information model (CIM) extensions for distribution / Edition 2.0. March 2013.

3. IEC 60255-24 Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power system / Edition 2.0. April 2013.

4. Правила технического учета и анализа функционирования релейной защиты и автоматики, утвержденные приказом Минэнерго России от 08.02.2019 № 80 // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201903060026> (дата обращения: 18.12.2020).

5. Методика проведения оценки готовности субъектов электроэнергетики к работе в отопительный сезон, утвержденная приказом Минэнерго России от 27.12.2017 № 1233 с изменениями, внесенными приказом Минэнерго России от 12.02.2020 № 87 // Официальный интернет-портал правовой информации. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202005190018> (дата обращения: 18.12.2020).

Т. Г. Горелик,
генеральный директор,
О. В. Кириенко,
технический директор,
П. В. Кабанов, руководитель департамента
инновационных разработок,
НТЦ «ЭПА «ГК «ЭнергопромАвтоматизация»,
г. Санкт-Петербург,
тел. +7 (812) 702-1928,
e-mail: office@epsa-spб.ru,
сайт: www.epsa-spб.ru