

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬ- НЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

АВТОРЫ:

В.В. СМЕКАЛОВ,
К.Т.Н.,
И.А. НАЗАРОВ,
А.С. МЕРЗЛЯКОВ,
«НТЦ РОССЕТИ ФСК ЕЭС»

К.К. РОМАНОВ,
АО «РТСОФТ»

Информация о состоянии электротехнического оборудования, получаемая в автоматизированном режиме, в сочетании с дополнительной информацией, получаемой

в ручном режиме на работающем оборудовании, является основой для определения технического состояния и планирования текущего обслуживания и ремонта оборудования и сетей.

Ключевые слова: магистральные электрические сети; электрооборудование; контроль состояния; диагностическая информация; техническое обслуживание; автоматизированный контроль состояния; программно-технический комплекс; дефекты оборудования; автоматизированная система контроля; мониторинг параметров.

Постоянный мониторинг технического состояния высоковольтного оборудования обеспечивает надежное безаварийное функционирование магистральных электросетей



ВВЕДЕНИЕ

Стратегия развития электросетевого комплекса России, утвержденная распоряжением Правительства РФ № 2664-р от 29.11.2017 [1], предусматривает постепенный переход, начиная с 2018 г., от системы планово-предупредительного ремонта на объектах электросетевого хозяйства к ремонту по фактическому техническому состоянию.

Для реализации требований утвержденной стратегии вопрос оперативной оценки технического состояния силового электрооборудования при его эксплуатации приобретает центральное значение.

В настоящее время контроль состояния электрооборудования осуществляется по результатам испытаний и измерений, проводимых периодически в соответствии с требованиями руководящего документа (РД) «Объем и нормы испытаний электрооборудования» [2] частично на оборудовании, находящемся в работе (химический и хроматографический анализ масла, тепловизионный контроль и др.), а в основном на отключенном оборудовании (изоляция характеристики электрооборудования, потери и сопротивления холостого хода (ХХ) и короткого замыкания (КЗ) трансформаторов, исправность и точностные характеристики измерительных трансформаторов, скоростные и временные характеристики коммутационных аппаратов и пр.).

Считается, что выполнение требований РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования» — основа обеспечения эксплуатационной надежности электрооборудования.

Тем не менее проведение испытаний на отключенном оборудовании сопряжено с рядом сложностей и недостатков, к числу которых относятся:

- невозможность частого отключения современных подстанций (ПС) для проведения испытаний оборудования;
- малая информативность диагностической информации, получаемой на отключенном оборудовании;
- сложность современной диагностической аппаратуры и методик проведения испытаний оборудования;
- дефицит людских и материальных ресурсов для качественного проведения диагностических работ;
- потребность в оптимизации процессов технического обслуживания и ремонтов электротехнического оборудования по его техническому состоянию;
- требование исключения потерь рабочего времени и сокращения непроизводительных затрат рабочего времени персонала;
- необходимость повышения безопасности производства работ.

В то же время все шире стали использоваться методы и аппаратура контроля состояния электрооборудования под рабочим напряжением, которые, в свою очередь, обуславливают:

- автоматизацию процедур диагностики и централизации оценки результатов для оперативного принятия эффективных решений с использованием минимального количества производственного персонала, обладающего высоким уровнем подготовки;
- модернизацию (адаптацию) первичного оборудования для обеспечения возможности контроля его состояния без отключения (под напряжением).

Появление таких методов и технических средств позволяет контролировать большинство параметров электротехнического оборудования в режиме реального времени с использованием штатных средств измерения, устанавливаемых на современных ПС (преобразователи аналоговых

сигналов — ПАС, система регистрации аварийных событий — РАС, АСКУЭ, АСУ ТП) для синхронизированных измерений и мониторинга параметров нормальных и аварийных режимов работы.

Интеграция полученных в режиме онлайн сведений о состоянии электрооборудования с информацией, находящейся в базах данных штатных испытаний и измерений, позволяет существенно повысить эффективность оценки индексов технического состояния электрооборудования и оперативность принятия управленческих решений при обнаружении дефектов на ранних стадиях их развития.

Концепция диагностики электротехнического оборудования высших классов напряжения, разработанная ПАО «ФСК ЕЭС» в начале 2000-х гг., нацеленная на получение большей части информации о состоянии электрооборудования в процессе повседневной работы без его отключения, предполагает наличие трех технологических уровней контроля.

Первый технологический уровень — автоматизированный контроль состояния основного электрооборудования по результатам мониторинга параметров нормальных и аварийных режимов работы.

На данном уровне также может использоваться информация от специализированных локальных систем диагностики, устанавливаемых на электрооборудовании. При этом установка специализированных систем диагностики на электрооборудовании должна осуществляться только при наличии технологического и экономического обоснования.

Методы контроля электрооборудования 110–500 кВ без его отключения под рабочим напряжением в режиме онлайн позволяют своевременно выявлять большинство дефектов на ранних стадиях развития.

Второй технологический уровень — периодический контроль параметров работающего в нормальном режиме оборудования под рабочим напряжением с использованием современных методов и аппаратуры, дополняющий информацию с первого технологического уровня.

Третий технологический уровень — проведение испытаний и измерений на отключенном оборудовании. Такой контроль должен осуществляться только в тех случаях, когда отсутствуют методы и аппаратные средства выявления каких-либо дефектов оборудования на первом и втором технологических уровнях, или при необходимости уточнения характера и места дефекта, его опасности и технологии устранения дефектов (объемы и методы ремонтно-восстановительных работ), выявленных на первом или втором технологических уровнях.

Таким образом, предложенное направление исследований и создание специализированного программно-технического комплекса (ПТК) для контроля состояния электрооборудования на основе синхронной регистрации параметров нормальных и аварийных режимов его работы находится в тренде мировых тенденций и позволяет обеспечить:

- оптимизацию технического обслуживания электрооборудования 110–500 кВ за счет возможности реализации концепции технического обслуживания в соответствии с его техническим состоянием;
- минимизацию затрат на ремонт электрооборудования за счет обнаружения развивающихся дефектов на ранних стадиях развития и сокращения времени и объема ремонтных работ.

Одним из базовых вопросов при принятии решения о выводе силового электрооборудования в ремонт или замене является наличие достоверной оценки его технического состояния.

В соответствии с ГОСТ 27.002 [3] различают следующие основные технические состояния оборудования:

- исправное;
- неисправное;
- работоспособное;
- неработоспособное;
- предельное;
- аварийный режим;
- критическое.

Формированию и отработке критериев оценки состояния электрооборудования в условиях его эксплуатации последние годы в «НТЦ Россети ФСК ЕЭС» уделялось первостепенное влияние. В рамках научно-исследовательских работ, выполнявшихся по заказу как энергетических субъектов России («Россети ФСК ЕЭС», ПАО «Россети», МРСК), так и смежных производственных отраслей, имеющих разветвленную энергетическую инфраструктуру (нефтяники Сибири и Крайнего Севера), были разработаны критерии оценки состояния (включая предельное и критическое состояния) основных видов электротехнического оборудования, нормативная, техническая и методическая документация применительно к конкретным условиям эксплуатации.

Системы контроля состояния электрооборудования, обеспечивающие сбор и обработку информации о его состоянии в режиме онлайн, являются базой для автоматизации производственной деятельности в части планирования технического обслуживания и ремонтов электротехнического оборудования по его техническому состоянию. Такие системы совместно с результатами, полученными методами второго технологического уровня диагностики, позволяют на современном уровне развития науки и техники организовать оперативную оценку технического состояния следующих видов электрооборудования:

- силовые трансформаторы (автотрансформаторы);

- шунтирующие реакторы;
- выключатели;
- разъединители;
- ограничители перенапряжений;
- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения;
- батареи статических конденсаторов;
- конденсаторы связи;
- ВЧ-заградители.

С увеличением доли стареющего оборудования актуальность и значимость вопроса эффективного управления активами постоянно нарастают.

В объемах работ по созданию автоматизированных систем технологического управления электрооборудованием разработаны принципы и алгоритмы выявления дефектов на ранних стадиях развития по результатам мониторинга нормальных и аварийных режимов работы практически для всех видов первичного электрооборудования классов напряжения 110–500 кВ; сформированы подходы к определению ресурсных характеристик таких видов электрооборудования, как силовые трансформаторы и высоковольтные выключатели.

Технология контроля состояния электрооборудования в режиме онлайн базируется на:

- регистрации мгновенных значений напряжений на оборудовании и протекающих по оборудованию токов. Технология предусматривает формирование первичной информации, необходимой для оценки состояния электрооборудования в цифровом виде. Для этого должна быть обеспечена синхронная регистрация токов от всех кернов трансформаторов тока (включая встроенные), токов через изоляцию конденсаторов связи, высоковольтных вводов, шунтирующих реакторов, токов, протекающих через ограничители перенапряжений и напряжений от всех обмоток трансформаторов напряжения.

- Контроль электрических величин с единым синхронизированным временем измерений обеспечивается путем использования спутниковых сигналов GPS/ГЛОНАСС;
- регистрации напряжений питания приводов коммутационной аппаратуры (выключателей, разъединителей, регулирование напряжения трансформаторов под нагрузкой (РПН)) и при необходимости пусковых токов указанных аппаратов;
- регистрации текущих значений температуры масла трансформаторного оборудования и параметров внешней окружающей среды (температура, влажность, скорость ветра);
- регистрации событий, имевших место на объекте (КЗ на объекте или прилегающей ЛЭП, включение, отключение оборудования, переключения РПН, срабатывание ограничителя перенапряжения — ОПН и т.п.);
- проведении по заданным математическим моделям расчетов в режиме онлайн параметров схем замещения электрооборудования для нормальных и аварийных режимов работы;
- сравнении измеренных токов и напряжений с нормативными значениями, регламентированными научно-технической документацией (НТД) на электротехническое оборудование, и выявлении отклонений от допустимых режимов работы оборудования;
- сравнении рассчитанных параметров схем замещения (для нормального и аварийного режимов работы) с исходными значениями, полученными ранее в аналогичных условиях;
- проведении расчетов (по результатам контроля предшествующих режимов работы оборудования и внешних факторов):

- 1) для трансформаторного оборудования — фактического остаточного ресурса целлюлозной изоляции и механического ресурса РПН,

- 2) для коммутационного оборудования — остаточного механического и коммутационного ресурса,
 - 3) для ограничителей перенапряжений — остаточного количества срабатываний ОПН;
- проведении расчетов длительности и уровня допустимых систематических и аварийных перегрузок трансформаторов и автотрансформаторов в аварийных режимах работы;
 - сравнении зафиксированных длительностей и синхронности работы коммутационной аппаратуры (выключатели, разъединители, РПН трансформаторов) с требованиями НТД.

Сформированный пакет цифровой информации о токах и напряжениях передается с использованием протоколов МЭК (МЭК 61850–8.1 или МЭК 61850–9.2) [4, 5] на специализированный сервер для первичной обработки, анализа и хранения.

При выходе контролируемых параметров (ток, напряжение, температура, длительность коммутационных операций, параметры схем замещения) за пределы, оговоренные НТД, фиксируется массив данных с мгновенными значениями токов и напряжений за несколько периодов промышленной частоты до и после момента выхода регистрируемого параметра за нормированные пределы и выдается соответствующее сообщение диспетчерскому и эксплуатационному персоналу.

Сравнение контролируемых параметров осуществляется как с паспортными значениями, так и со значениями, полученными ранее при аналогичных условиях эксплуатации (нагрузка, напряжение, положение РПН, температура, погодные условия).

В нормальных режимах информация о мгновенных и действующих значениях токов и напряжений передается на сервер периодически

(раз в несколько периодов) по запросу от сервера.

Дополнительно на сервер по мере поступления заносится информация о состоянии различных систем и узлов оборудования, полученная от специализированных систем диагностики и персонала диагностических и ремонтных служб на втором технологическом уровне диагностики путем проведения измерений на действующем оборудовании (без его отключения).

В аварийном режиме отменяется работа всех алгоритмов оценки состояния электрооборудования, предназначенных для нормального режима, и задействуются алгоритмы оценки состояния, предназначенные для работы в аварийном режиме. Аварийная информация фиксируется и запоминается.

Для исключения ложной работы алгоритмов оценки параметров электрооборудования (полное сопротивление оборудования, сопротивление КЗ трансформаторов, общие потери, потери ХХ и КЗ трансформаторов, изоляционные характеристики вводов, реакторов, конденсаторов связи и трансформаторов тока, коэффициенты трансформации и пр.) их работа также блокируется на время проведения коммутационных операций.

Измерения, зависящие от погодных условий, например изоляционные характеристики вводов, осуществляемые в период дождя (влажность, близкая к 100%), при оценке состояния вводов не учитываются.

Как в нормальном, так и в аварийном режиме предусматривается двухступенчатая обработка информации, поступающей на сервер:

- 1) по заранее заданным алгоритмам, когда известны закономерности изменения параметров расчетных схем оборудования от влияния различных внешних

факторов и появляющихся дефектов. По результатам обработки выдаются рекомендации персоналу соответствующих служб и подразделений;

- при наличии отклонений режима от нормального путем поиска корреляционных зависимостей между зафиксированными отклонениями и предшествующими и последующими событиями, имевшими место на объекте. При обнаружении достоверной корреляционной зависимости выдаются рекомендации персоналу соответствующих служб и подразделений.

В дальнейшем собранная на сервере информация может быть в автоматическом режиме передана в смежную систему оценки индексов технического состояния (ИТС) оборудования для формирования воздействий на оборудование и оптимизации планов и программ ремонтно-эксплуатационного обслуживания.

Учет топологии открытого распределительного устройства (ОРУ), на котором устанавливается система, осуществляется с использованием математического графа, построенного на базе схемы контролируемого ОРУ. Пример такого графа приведен на рис. 1.

При наличии графа задача привязки напряжений к оборудованию сводится к поиску путей от интересующего оборудования до какого-либо трансформатора напряжения. Следовательно, к оборудованию может быть как привязано несколько напряжений, так и не привязано ни одного напряжения.

Для поиска путей в графе существует множество методов, самые подходящие из которых алгоритм Дейкстры и волновой алгоритм Ли. Они позволяют найти пути от заданной вершины графа (трансформатор напряжения — ТН) до всех достижимых вершин (единицы оборудования). В результате для каждого оборудования будет составлен список ТН, привязанных к этому оборудованию.

Рассмотренный граф строится по схеме только один раз — при старте системы. Во время работы ПТК из системы SCADA или других источников поступает информация о состоянии коммутационных аппаратов — выключателей и разъединителей. Если коммутационный аппарат выключен, то при поиске пути для соответствующей линии графа накладывается запрет перехода по ней. Перепривязку напряжений следует производить по факту изменения состояния любого из коммутационных аппаратов.

Привязка электрооборудования к токовым цепям осуществляется по законам Киргофа и может быть реализована в табличном виде, где конкретная единица электрооборудования, по которому протекает ток, привязана отдельно к конкретным выносным и отдельно к собственным встроенным трансформаторам тока. Алгоритмы работы системы предусматривают начало каждого сеанса контроля состояния с проверки исправности источников информации — трансформаторов тока и напряжения.

Перечень дефектов электрооборудования, которые могут быть выявлены автоматизированной системой контроля состояния электрооборудования без его отключения, и принципы построения алгоритмов для их выявления приведены в таблице, размещенной на сайте редакции журнала (https://www.энергия-единой-сети.рф/images/1-62/smekalov_table.pdf).

В указанной таблице приведено описание основных неисправностей различных видов электрооборудования и основных принципов построения алгоритмов их выявления на работающем электрооборудовании по параметрам нормальных и аварийных режимов работы, а также ссылки на нормативную документацию для формирования критериев оценки состояния.

В ПТК КСО в настоящее время реализованы алгоритмы выявления дефек-

ПЕРЕЧЕНЬ ДЕФЕКТОВ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, КОТОРЫЕ МОГУТ БЫТЬ ОБНАРУЖЕНЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПТК КСО ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОНИТОРИНГА ПАРАМЕТРОВ НОРМАЛЬНЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ

Наименование дефекта	Т и АТ	ШР	ТТ	ТН	ВВ	Р	ВЧЗ	БСК	КС	ОПН
Перегрев оборудования	+	+								
Перегрузка оборудования	+		+		+	+	+	+		
Превышение уровня токов КЗ предела термической устойчивости	+		+		+	+	+	+		
Превышение уровня токов КЗ предела динамической устойчивости	+		+		+	+	+	+		
Повышение уровня напряжения сверх нормативного	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Нагрев магнитной системы	+	+								
Ухудшение характеристик стали на старых трансформаторах	+									
Появление разрядных процессов в местах обрыва шинок заземления магнитопровода /в местах замыканий в магнитороводе /на бак	+	+								
Срабатывание ресурса твердой изоляции	+									
Перегрев твердой изоляции	+	+								
Увлажнение твердой изоляции	+	+								
Деградация твердой изоляции при старении	+	+								
Нарушение геометрии обмоток	+	+								
Перегрев контактов обмоток в местах пайки и болтовых соединений	+	+								
Обрыв одной или нескольких параллельных ветвей обмоток	+	+								
Несоответствие коэффициента трансформации паспортному значению	+		+	+						
Затягивание времени переключения РПН или коммутационного аппарата	+				+	+				
Несинхронная работа РПН или коммутационного аппарата	+				+	+				
Выход из строя дугогасительного сопротивления или реактора в РПН	+									
Подгар и перегрев контактов избирателя или предизбирателя РПН	+									
Нарушение времен включения или отключения дугогасительных и основных контактов РПН или коммутационного аппарата	+				+	+				
Появление разрядных процессов в контактной системе РПН и первичных цепях оборудования	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Выработка механического ресурса РПН или коммутационного аппарата	+				+	+				
Перегрев масла	+	+								
Увлажнение масла	+	+								
Старение масла	+	+								
Разрядные процессы в масле	+	+								
Потеря эффективности системы охлаждения масла	+	+								
Пробой обкладки (обкладок) изоляции ввода, ТТ, БСК, КС	+	+	+						+	+
Увлажнение и (или) загрязнение изоляции ввода, ТТ, БСК, КС, ОПН	+	+	+						+	+
Разрядные процессы в изоляции ввода, ТТ, БСК, КС, ОПН	+	+	+						+	+
Витковое замыкание обмоток ТТ и ТН				+	+					
Обрыв обмоток ТТ и ТН				+	+					
Насыщение магнитопровода ТТ				+						
Феррорезонанс на ТН электромагнитного типа					+					
Исчерпание коммутационного ресурса выключателя или ОПН						+				+
Наличие повторных пробоев дугогасительных контактов выключателя при проведении операции отключения						+				
Утечка элегаза				+	+	+				+
Неисправности цепей питания РПН и приводов включения и отключения коммутационных аппаратов	+				+	+				
Замыкание в одной из банок БСК или секций КС									+	+
Изменение характеристик ОПН										+

Таблица 1

ПРИМЕР ГРАФА ДЛЯ ПРИВЯЗКИ ОТДЕЛЬНЫХ ЕДИНИЦ ОБОРУДОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРАМ НАПРЯЖЕНИЯ

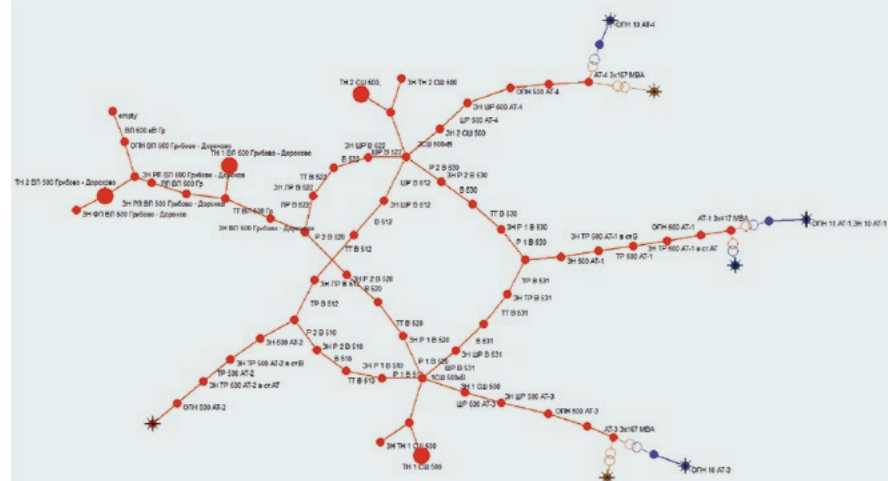


Рис. 1

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ АЛГОРИТМ РАБОТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

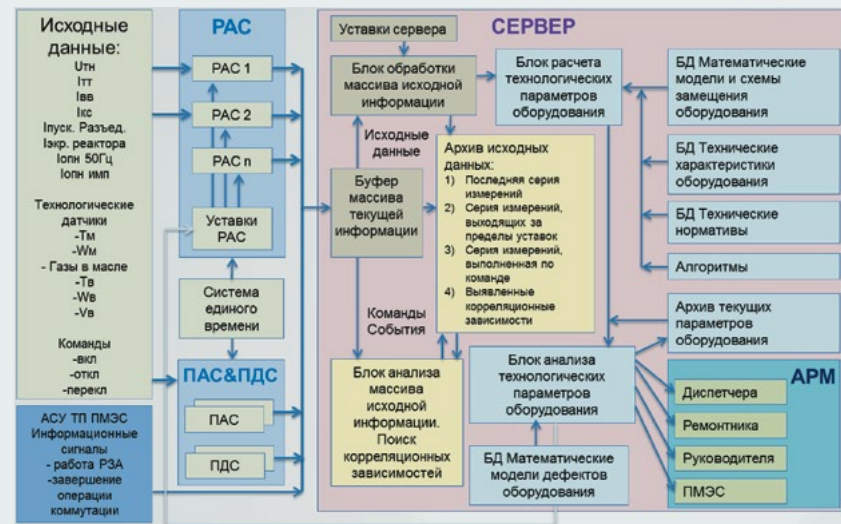


Рис. 2

тов электрооборудования 110–500 кВ, приведенные в табл. 1.

Алгоритмы контроля состояния электрооборудования 110–500 кВ по большей части построены на синхронных измерениях токов со всех кернов трансформаторов тока, с измерительных выводов для контроля изоляции электрооборудования (токов через изоляцию конденсаторных батарей, конденсаторов связи, конденсаторов емкостных делителей напряжения, маслянаполненных трансформаторов тока — ТТ, изоляцию трансформаторных и реакторных вводов 110 кВ и выше и через основную изоляцию шунтирующих реакторов — ШР) и напряжений на указанном электрооборудовании.

Сравнение токов, измеренных на различных кернах ТТ между собой, и с токами, измеренными другими ТТ, находящимися в рассматриваемой токовой цепи, позволяет выявить неисправности ТТ, обнаружить наличие КЗ

в токовой цепи и оценить термическую и динамическую стойкость электрооборудования, через которое прошел ток КЗ.

Аналогично дело обстоит с ТН, где сравниваются напряжения, измеренные на различных обмотках ТН, между собой и с напряжениями, зафиксированными на объекте другими ТН. Кроме оценки состояния самих ТН, такие измерения позволяют выявить повышения напряжения на всех единицах электрооборудования, находящегося на объекте, и провести анализ.

Результаты измерений токов, напряжений и углов между ними позволяют провести расчеты параметров схем замещения электрооборудования и сравнить результаты с паспортными данными и параметрами, полученными ранее в аналогичных условиях работы.

Для силовых трансформаторов контролируемые параметрами схем

замещения являются сопротивления КЗ (Z_k) с выделением активной и реактивной составляющих, потери КЗ ($P_{кз}$), потери ХХ ($P_{хх}$), для ШР — полное сопротивление реактора и его параллельных ветвей с выделением активной и индуктивной составляющих, активные потери в реакторе в целом и параллельных ветвях по отдельности.

Информация, полученная в синхронном режиме, о токах через изоляцию электрооборудования, напряжениях на электрооборудовании и угле между ними, позволяет оценивать емкость и $t_{гб}$ оборудования. Для конденсаторных батарей, конденсаторов связи, трансформаторов тока, трансформаторных и реакторных вводов 110 кВ и выше и шунтирующих реакторов — это емкость и $t_{гб}$ изоляции.

Дополнительная информация, полученная от датчиков температуры, датчиков горючих газов и датчиков влажности трансформаторного масла, позволяет оценить расчетным путем состояние масла, увлажнение и ресурс твердой изоляции трансформаторного оборудования.

Для коммутационных аппаратов (выключатели, РПН силовых трансформаторов, разъединители) синхронные измерения токов и напряжений при проведении коммутационных операций в сочетании с фиксацией начала и завершения операций позволяют оценить исправность приводов, механический ресурс, временные характеристики коммутационного оборудования и степень потери коммутационного ресурса при проведении каждой коммутационной операции.

Синхронная информация о токах и напряжениях на ОПН дает возможность определить рабочий ток, активную составляющую и гармоники. В момент срабатывания ОПН фиксируется максимальный импульсный

ток и оценивается энергия, поглощаемая ОПН. Полученная информация позволяет оценить состояние ОПН.

Технологический алгоритм работы автоматизированной системы контроля состояния электрооборудования представлен на рис. 2, а структура приведена на рис. 3.

Автоматизированная система контроля состояния электрооборудования (АС КСО) строится в виде многоуровневой системы (объект, ПС, ПМЭС, МЭС, ИА) и обеспечивает:

- накопление мгновенных значений контролируемых параметров в объеме, достаточном для реализации алгоритмов анализа и расчета зна-

- чений параметров, характеризующих режимы работы оборудования;
- обработку исходных данных в соответствии с алгоритмами анализа и расчет значений, характеризующих изменение параметров контролируемого оборудования;
- контроль и сигнализацию выхода значений рассчитанных параметров за диапазоны допустимых значений;
- формирование отчетных данных о текущем состоянии основного оборудования;
- хранение результатов расчетов и значений соответствующих им вспомогательных параметров в базе данных (глубина хранения исходных значений в базе данных не менее одного месяца);

- регламентированный доступ к информации и функциям системы;
 - визуализацию исходных данных и результатов расчетов на автоматизированных рабочих местах (АРМ);
 - непрерывный автоматический контроль работы и диагностику работоспособности технических средств, входящих в его состав;
 - фиксацию действий всех пользователей, в том числе изменяющих режим работы и конфигурацию.
- Работа АС КСО базируется на получении первичной информации от преобразователей аналоговых сигналов (РАС, ПАС, ПДС) и АСУ ТП подстанции.

СТРУКТУРА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 110–500 КВ

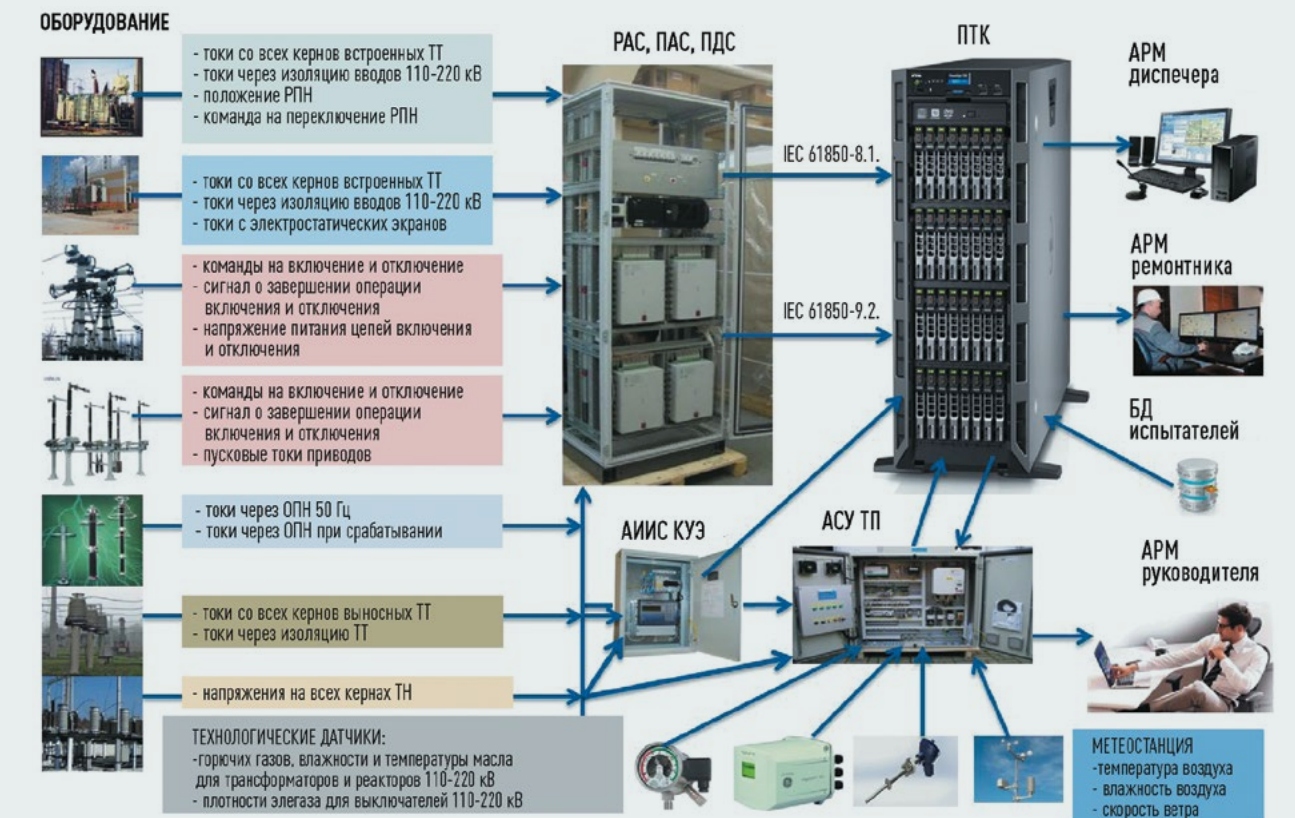


Рис. 3

Для эффективного их использования данные технологические устройства должны обеспечивать:

- непрерывную передачу данных по протоколам МЭК 61850–9.2LE и МЭК 61850–8.1;
- периодическое формирование файлов осциллограмм при отсутствии аварийных событий;
- передачу информации из собственной памяти по запросу от сервера.

Функции РАС могут выполнять терминалы релейной защиты и автоматики (РЗА). При доработке РАС для соответствия второму и третьему требованию целесообразно не только реализовать в них функцию регистрации аварийных (предельных) отклонений параметров, но и регистрировать выход за диапазон нормально допустимых значений. Возможность задания дополнительного диапазона допустимых значений позволит исключить вероятность пропуска существенного изменения контролируемого параметра. Обработка событий выхода за дополнительный диапазон значений ничем не будет отличаться от обработки аварийных событий.

Программное обеспечение АС КСО строится на базе трехзвенной архитектуры «Клиент — Сервер приложений — База данных», показанной на рис. 4.

Основными программными компонентами являются:

- сервер сбора данных, в состав которого входят:
 - сервис 61850, обеспечивающий прием информации с устройств по протоколам МЭК 61850–9.2LE, МЭК 61850–8.1 (GOOSE, MMS),
 - сервис осциллограмм, обеспечивающий сбор файлов осциллограмм от терминалов РЗА, автономных РАС и сервера

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ТРЕХЗВЕННАЯ АРХИТЕКТУРА АС КСО

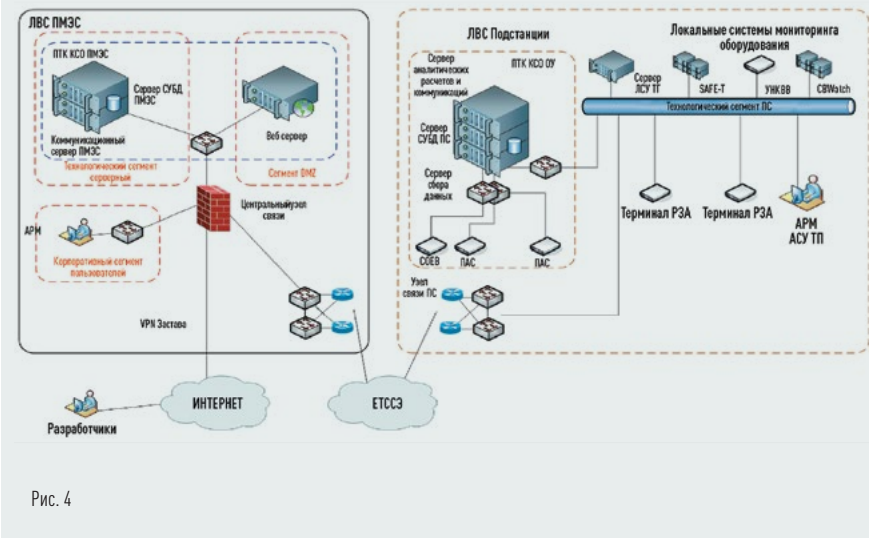


Рис. 4

ра системы РАС по протоколу доступа к открытым сетевым папкам,

- сервис АСУ ТП, обеспечивающий информационное взаимодействие с серверами SCADA АСУ ТП ПС по протоколу МЭК-60870–5-104 [6];

- сервер приложений, в состав которого входят:
 - конфигуратор — приложение, обеспечивающее редактирование конфигурационных параметров протоколов сбора данных и их обработку,
 - прикладные аналитические модули, реализующие алгоритмы мониторинга оборудования.

Внутренними клиентами являются модули прикладного ПО, внешними клиентами — АРМ пользователей.

Пользователям ПО предоставляется доступ к информации и функциям ПТК посредством использования на АРМ «тонкого» клиента — веб-браузера (Microsoft Internet Explorer, Google Chrome).

ПО имеет микросервисную архитектуру и представляет собой набор программных модулей, каждый из которых реализует определенный функционал и взаимодействует с другими модулями при помощи легковесных сетевых протоколов.

Такой подход гарантирует высокую надежность системы, неограниченные возможности ее масштабирования, простоту модернизации и расширения функционала.

Выводы

Предложенный подход к оценке технического состояния электрооборудования 110–500 кВ базируется на непрерывных синхронных измерениях (мониторинге) параметров нормальных и аварийных режимов работы и позволяет выявлять большинство дефектов первичного электрооборудования высших классов напряжения на ранних стадиях развития.

Информация о состоянии электро-технического оборудования высших классов напряжения, полученная от АС КСО в автоматизированном режиме, в сочетании с дополнительной информацией, получаемой в ручном режиме на работающем оборудовании (второй технологический уровень диагностики), может являться основой для автоматизированного расчета индексов технического состояния и автоматизированного планирования текущего обслуживания и ремонтов.

Реализация АС КСО в виде многоуровневой серверной системы на базе трехзвенной архитектуры «Клиент — Сервер приложений — База данных» гарантирует высокую надежность системы, неограниченные возможности ее масштабирования, простоту модернизации и расширение функционала за счет модульной структуры, позволяющей оперативно корректировать, добавлять и менять модули без изменения основного тела программного обеспечения.

Широкое внедрение АС КСО позволит исключить тяжелые аварии на объектах электроэнергетики со взрывами и пожарами благодаря заблаговременному выявлению критического состояния электрооборудования, а также существенно повысить надежность функционирования контролируемого электрооборудования подстанций и энергоснабжения потребителей путем своевременного обнаружения и устранения дефектов подстанционного электрооборудования на ранних стадиях развития.

Наработки, полученные в процессе создания автоматизированной системы оценки состояния основного электро-технического оборудования классов напряжения 110–500 кВ с использованием синхронизированных измерений технологических параметров, позволяют сформулировать задачи совершенствования системы технического обслуживания и ремонтов силового электрооборудования в структуре ПАО

«Россети». К первоочередным задачам следует отнести:

- необходимость интеграции информации о состоянии электрооборудования, получаемой в автоматическом режиме на первом технологическом уровне, с информацией о состоянии электрооборудования, получаемой на втором технологическом уровне (периодические испытания и измерения без отключения оборудования). Для этого необходима корректировка существующих критериев оценки состояния электрооборудования с уточнением алгоритмов расчета индексов технического состояния с учетом текущей информации, полученной в автоматическом режиме;
- необходимость создания единых баз данных (или обновления при их наличии) о состоянии электрооборудования для использования возможностей «искусственного интеллекта» для целей диагностики при появлении новых видов электрооборудования и соответственно выявления их дефектов на ранних стадиях развития;
- возможность использования синхронизированных измерений токов и напряжений для определения динамических характеристик линий электропередачи в режиме онлайн с целью совершенствования методов и средств диагностики состояния воздушных и кабельных линий, определения мест их повреждения.

Решение сформулированных задач должно осуществляться в рамках исследовательских работ по повышению надежности функционирования электрических сетей России и совершенствования способов организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электрооборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. Распоряжение Правительства РФ от 29.11.2017 № 2664-р «Об изменении распоряжения Правительства Российской Федерации от 3 апреля 2013 г. № 511-р». Собрание законодательства Российской Федерации, 2013, № 14, ст. 1738; 2015, № 30, ст. 4637.
2. СТО 34.01–23.1–001–2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования Дата введения: 29.05.2017.
3. ГОСТ 27.002–2015. Надежность в технике. Термины и определения.
4. ГОСТ Р МЭК 61850–8.1. IEC 61850–8-1. Описание специфического сервиса связи (SCSM). Описание передачи данных по протоколу MMS (ИСО/МЭК 9506. Ч. 1 и 2) и по протоколу ИСО/МЭК 8802–3.
5. ГОСТ Р МЭК 61850–9.2. IEC 61850–9-2. Описание специфического сервиса связи (SCSM) — Выборочные значения по ИСО/МЭК 8802–3.
6. ГОСТ Р МЭК 60870–5-104–2004. Устройства и системы телемеханики. Ч. 5. Протоколы передачи. Раздел 104. Доступ к сети для ГОСТ Р МЭК 870–5-101 с использованием стандартных транспортных профилей.
7. ГОСТ Р 52719–2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
8. ГОСТ 14209–85. Трансформаторы силовые общего назначения. Допустимые нагрузки.
9. ГОСТ 1516. 3–96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.
10. СТО 56947007–29.180.01.207–2015. Методика измерения частичных разрядов в маслобальберной изоляции силового трансформаторного оборудования. Дата введения: 18.12.2015.
11. ГОСТ 7746–2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия.
12. ГОСТ 1983–2015. Трансформаторы напряжения. Общие технические условия.
13. ГОСТ Р 52565–2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.
14. ГОСТ Р 52726–2007. Разъединители и заземлители переменного тока на напряжение свыше 1 кВ и приводы к ним. Общие технические условия.
15. СТО 34.01–3.2–009–2017. Высоковольтные конденсаторы. Общие технические требования.
16. ГОСТ Р 52725–2007. Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.