

МЕТОДЫ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ И ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

Рассальский А.Н. – Генеральный директор, к.т.н., проф.

Конограй С.П. – ведущий специалист отдела систем мониторинга

Сахно А.А. – ведущий специалист отдела АСУТП

ООО «Энергоавтоматизация» (Москва)

В докладе выполнен обзор методов непрерывного контроля высоковольтного оборудования подстанций 220-750кВ, позволяющих в режиме эксплуатации формировать данные о техническом состоянии оборудования для Сводной производственной программы ОАО «ФСК ЕЭС».

Введение.

За последние 10 лет произошло масштабное старение основных фондов. Износ сетей ОАО «ФСК ЕЭС» в целом составляет 48%, в том числе подстанционного оборудования – 50%, ЛЭП – 18 %, зданий и сооружений – 39%. Наибольший износ имеет оборудование подстанций:

а) силовые трансформаторы и реакторы 110–750 кВ мощностью 120 МВА и более – примерно половина уже отработала номинальный ресурс, а около 10% проработали более 40 лет.

б) 35% выключателей 330–750 кВ отработали номинальный ресурс.

в) износ устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики составляет 50%.

Для восстановления в срок основных фондов требуется ежегодно комплексно реконструировать 6-7 ПС.

Ежегодный рост энергопотребления на 2–5% по регионам Российской Федерации и на 10–15% по Москве и Московской области при резком повышении требований к надежности и долговечности оборудования ставит новые задачи по повышению эксплуатационной надежности оборудования ПС и линий электропередачи.

Контроль работоспособности оборудования необходим для решения практических задач, связанных с эксплуатацией оборудования, с обеспечением высоких экономических показателей и показателей надежности работы электрических сетей высокого напряжения. В связи с этим актуальной становится комплексная диагностика оборудования трансформаторных подстанций высокого напряжения.

Задачи комплексной диагностики.

1. Исключение или ограничение числа внезапных отказов, сопровождающихся значительным масштабом повреждения оборудования, негативными экономическими и экологическими последствиями. Эта задача актуальна, прежде всего, для диагностики маслонаполненного оборудования (силовых и измерительных трансформаторов 110-750 кВ, шунтирующих реакторов). Для ее решения необходимы методы и технические средства контроля, обеспечивающие обнаружение опасных развивающихся дефектов на ранних стадиях и позволяющие проводить непрерывный контроль развивающихся дефектов.

2. Вторая задача появилась в связи с переходом от действовавшей ранее в течение ряда десятилетий системы планово-предупредительных ремонтов со строгой регламентацией сроков и объемов ремонта всех видов электрооборудования к ремонтам в зависимости от технического состояния оборудования, т.е. практически по результатам диагностики. Это обстоятельство предъявляет новые требования к методикам и техническим средствам диагностики.

3. Достоверная оценка остаточного ресурса оборудования, отработавшего свой номинальный ресурс (обычно 25 лет). Актуальность этой задачи или, точнее, проблемы обусловлена тем, что в электрических сетях высокого напряжения оборудование, отработавшее свой номинальный ресурс (как уже было отмечено ранее) составляет значительную долю. Настоящее положение в значительной мере таит в себе опасность лавинообразного роста числа отказов, обусловленных процессами старения. Оперативная замена всего оборудования с большим сроком эксплуатации невозможна, прежде всего, по экономическим причинам.

В таких условиях экономически целесообразные очередность, объемы и сроки замены старого оборудования могут быть установлены только на основании достоверных оценок остаточных ресурсов индивидуально для каждого из рассматриваемых объектов. Такой подход к замене старого оборудования новым по результатам оценки остаточного ресурса, а не по соотношению фактической и нормированной длительности эксплуатации, даст существенный экономический эффект.

Решение вышеуказанных задач возможно за счет:

1. Организации непрерывного контроля и анализа условий эксплуатации контролируемого оборудования в т.ч. в предшествующий период времени, анализ функциональных элементов (узлов) оборудования при различных режимах работы, в частности с учетом электрических, тепловых, механических и других воздействий, а также с учетом метеорологических условий.

2. Измерения в реальных условиях эксплуатации диагностических параметров всех элементов контролируемого оборудования.

Выполнение данных задач возможно посредством использования систем непрерывного контроля состояния оборудования, что позволит в значительной степени снизить затраты на ремонт оборудования, за счет перехода от ремонта в нормативно установленные сроки к проведению ремонтов в зависимости от фактического состояния оборудования.

3. Совместного анализа результатов предыдущих этапов работы. Здесь следует особо выделить полезность анализа динамики изменения во времени диагностических параметров и поиска корреляционных связей между характеристиками воздействий и контролируемых параметров.

Такой анализ заведомо эффективнее простого сравнения результатов измерений с официальными нормами.

Позиционирование систем непрерывного контроля (СНК) высоковольтного оборудования подстанций.

1. Информационно-диагностическая система, которая благодаря оперативности и «непрерывности» режима диагностики позволяют своевременно контролировать изменение технического состояния оборудования и предупредить развивающиеся дефекты.

2. Система, осуществляющая оценку и прогноз технического состояния оборудования.

3. Система – как информационный источник технического состояния и прогноза остаточного ресурса оборудования при формировании Сводной производственной программы ОАО «ФСК ЕЭС» (в соответствии с Распоряжением №172р от 18.05.2009г.).

4. Возможность работы СНК как автономно, так и в режиме интеграции в АСУ ТП подстанции с помощью стандартов OPC, МЭК.

5. При этом, не следует нагружать СНК функциями управления, защиты, регулирования.

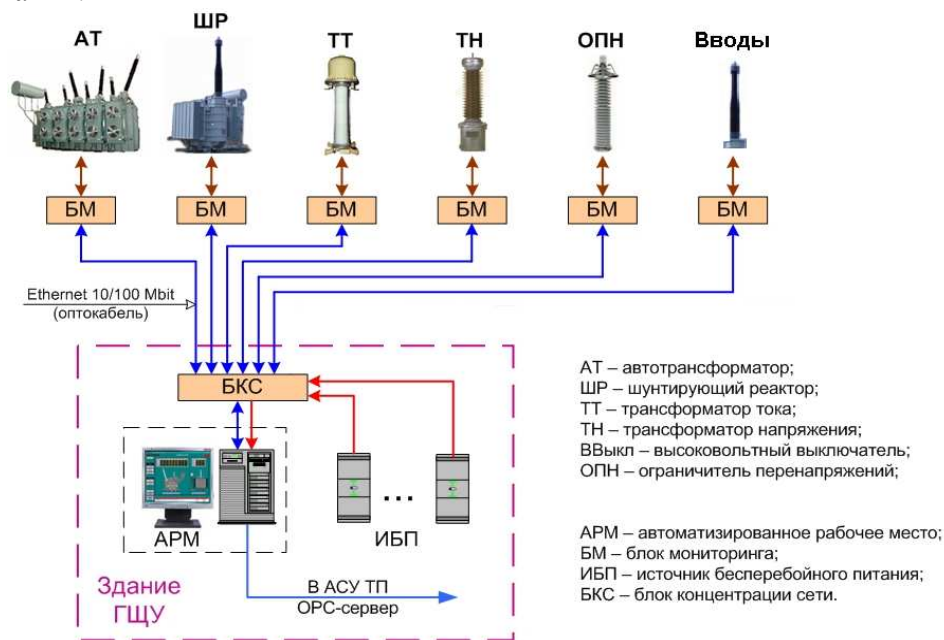


Рисунок 1 – Структурная схема комплексной системы непрерывного контроля

Комплексная система непрерывного контроля оборудования подстанций, включает в себя три уровня:

1 – первичные датчики, сигнализаторы, измерительные системы с аналоговым либо цифровым выходом, установленные на оборудовании.

2 – блок мониторинга с контроллерным оборудованием, выполняющий функции сбора данных от датчиков, их обработку, хранение и передачу данных на верхний уровень по оптоволоконной сети. Конструктивно блок мониторинга представляет собой стальной шкаф наружной установки с системой климат-контроля. Устанавливается непосредственно возле единицы оборудования.

3 – АРМ оператора СНК или сервер АСУ ТП подстанции, выполняющие функции визуализации значений параметров, отображения сигналов срабатывания аварийной и предупредительной сигнализации, а также для работы с накопленными архивами.

SAFE-T – система непрерывного контроля силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов.

1. Контроль теплового состояния трансформаторного оборудования:

а) контроль температуры верхних слоев масла;

- б) контроль температуры наиболее нагретой обмотки;
- в) определение кратности и длительности допустимых перегрузок.
- 2. Контроль газосодержания масла.
- 3. Контроль влагосодержания масла.
- 4. Контроль состояния РПН.
- 5. Контроль состояния высоковольтных вводов.
- 6. Степень старения изоляции.
- 7. Температура образования пузырьков.
- 8. Регистрация и анализ временных повышений напряжения
- 9. Оценка состояния эффективности системы охлаждения.

**SAFE-CT – система непрерывного контроля трансформаторов тока.
SAFE-B – система непрерывного контроля высоковольтных вводов.**

Измерительные трансформаторы 330-750 кВ являются одним из самых аварийно-опасных звеньев энергосистем, в большинстве случаев аварии трансформаторов тока (ТТ) сопровождаются полным разрушением аппарата, а иногда и соседнего оборудования. Анализ данных об отказах [1], свидетельствует о том, что наиболее характерными дефектами для ТТ 330-750 кВ являются местные дефекты, развитие которых приводит либо к тепловому пробое, либо к появлению частичных разрядов и электрическому пробое основной изоляции. Такие дефекты на ранней стадии развития могут быть обнаружены измерениями тангенса угла диэлектрических потерь под рабочим напряжением и тепловизионными измерениями.

Одним из наиболее распространенных принципов контроля является неравновесно-компенсационный метод или балансовый. Он базируется на том предположении, что характеристики изоляции всех трех контролируемых объектов, трехфазной группы, не могут измениться одновременно, и в равной степени. В энергокомпаниях имеется богатый опыт эксплуатации приборов КИВ, однако, во многих случаях он отрицательный, основная причина этого – недостоверность информации, выдаваемой такими системами в условиях эксплуатации [2].

Основная причина недостоверности информации – это влияние режимов работы энергосистемы на взаимные углы между векторами фазных напряжений энергосистемы, все изменения этих углов, произошедшие после балансировки схемы автоматически, приводят к погрешностям в расчетах и к необоснованным диагностическим заключениям.

Негативным фактором балансового метода, является то, что устройства на его основе не способны заметить дефект изоляции даже в опасной стадии развития, так как предаварийной уставкой у таких устройств является 3%, а аварийной 5-7% [3] от номинального тока комплексной проводимости изоляции. Более низкие значения уставок в таких устройствах приводят к неоправданным отключениям оборудования и вводят в заблуждения эксплуатационный персонал на подстанциях.

Аналогичным недостатком обладает и второй по распространенности метод – измерение комплексной проводимости. Нормы разрешают выполнять контроль двумя методами: измерением комплексной проводимости Y или измерением $\operatorname{tg}\delta_1$ и C_1 [4]. Нельзя согласиться с тем, что предлагаемые методы равноценны, так как контроль комплексной проводимости пригоден для отслеживания изменения

ёмкости, однако не пригоден для контроля изменения $\operatorname{tg}\delta_1$, т.к. изменение $\operatorname{tg}\delta_1$ на 0.6%, вызовет увеличение тока комплексной проводимости всего на 1.4мкА для трансформатора тока 330 кВ с емкостью 700пФ. Контроль такого изменения тока комплексной проводимости требует высокоточного оборудования, а поэтому невозможен в реальных условиях эксплуатации из-за влияний характеристик элементов самой измерительной схемы (увлажнение поверхности и коррозия резисторов, разрядников и других элементов, температурная нестабильность элементов измерительной схемы), а также помех и различных токов влияния.

Следующим методом является автоматизированное измерение $\operatorname{tg}\delta_1$ и C_1 мостом переменного тока. Данный метод требует наличие эталонного объекта, например, объект с одноименной фазы с известным $\operatorname{tg}\delta_1$ и C_1 (трансформатор тока, ввод, конденсатор связи) или трансформатор напряжения. Точные результаты при измерениях тангенса угла диэлектрических потерь под рабочим напряжением можно получить, только применяя мостовую схему с заземлением экранов проводов в одной точке, на устройстве присоединения к измерительной обкладке. Также необходимо иметь в виду, что экраны проводов не должны иметь общих точек в схеме моста, в противном случае мост будет измерять разницу потенциалов точек заземления эталонного и контролируемого объектов. Для того чтобы исключить температурные пересчеты лучше брать однотипный объект, имеющий близкую по величине температуру.

Недостатком данного метода является достаточно высокое время, необходимое для уравнивания моста. К преимуществам данного метода, относится высокая точность измерений (0.01%).

Наиболее прогрессивным, по сравнению с мостовым методом, является метод векторного сравнения, в котором по аналогии с мостовым методом используется эталонный и контролируемый объект. Для определения $\operatorname{tg}\delta_1$ изоляции используется синхронная запись токов эталонного и контролируемого объекта, с последующим вычислением разности начальных фаз первых гармоник.

Основной проблемой для данного метода является необходимость достоверного опорного объекта. Таким объектом может быть другой ТТ, высоковольтный ввод (ВВ) соответствующей фазы или напряжение с измерительной обмотки трансформатора напряжения (ТН).

Для повышения точности и контроля изменения состояния опорных объектов, в устройствах, использующих метод векторного сравнения, как и в мостовых устройствах, необходимо использовать алгоритм перекрестного измерения, который подразумевает использование каждого объекта, одноименной фазы, как в качестве эталонного, так и в качестве контролируемого объекта. В результате такого алгоритма получается N^2 величин относительных $\operatorname{tg}\delta$ (где N – количество объектов контроля присоединенных к одной фазе).

После обработки этих данных вычисляются истинные значения $\operatorname{tg}\delta_1$ каждого объекта. При этом точность полученных результатов возрастает с ростом числа объектов. Такие устройства (Safe-CT, Safe-B производства «Энергоавтоматизация») используют синхронные многоканальные АЦП (аналогово-цифровые преобразователи), которые позволяют измерять относительный $\operatorname{tg}\delta$ с абсолютной погрешностью до 0.01-0.02%, что дает возможность своевременного реагирования на изменения изоляции объектов.

Основным недостатком метода векторного сравнения является невозможность его использования на подстанциях с малым количеством объектов

контроля, например, если надо контролировать только вводы ВН одного трансформатора. Для реализации метода необходимо наличие минимум 3-х трехфазных групп объектов, в любой комбинации или же необходимо эталонное напряжение от измерительной обмотки ТН тогда возможен контроль и одной трехфазной группы. При использовании напряжения от ТН возможна реализация комбинированного устройства с контролем витковых замыканий ($3U_0$) для трансформатора напряжения [5].

Частичные разряды (ЧР) в основной изоляции ТТ и ВВ являются первопричиной изменения $\text{tg}\delta_1$ и C_1 . Поэтому было бы логично контролировать интенсивность, уровень и суммарную мощность частичных разрядов. Подлежащие выявлению в эксплуатационных условиях частичные разряды имеют, как правило, большую интенсивность и создание измерительных устройств с необходимой для этого чувствительностью не вызывает затруднений. Однако возможность выявления дефектов изоляции определяется обычно не чувствительностью аппаратуры, а внешними помехами. В условиях эксплуатации задача измерения частичных разрядов в первую очередь связана с устранением помех или снижением их уровня.

В РУ иногда наблюдается также высокий дополнительный уровень помех, который обычно является следствием частичных разрядов, внешних по отношению к контролируемому объекту. К ним относятся: разряды между шинами, разряды между элементами токопроводов, разряды на заостренных краях арматуры или на концах ножей отключенных разъединителей и т. п. Поэтому, основной проблемой при измерении в условиях эксплуатации является селекция частичных разрядов, как при измерении акустическими, так и электрическими методами [6]. Компания ООО «Энергоавтоматизация» занимается исследованием возможности диагностики изоляции ТТ при помощи измерения ЧР в эксплуатации совместно с австрийской компанией Omicron.

Основным вопросом при контроле ЧР является настройка частотного фильтра прибора измерения, в соответствии с рекомендациями ГОСТ 20074-83 «Методы измерения характеристик ЧР», контролируемый частотный диапазон должен быть в пределах 30 кГц – 2МГц.

В соответствии с МЭК 60270 – 50 кГц-1МГц.

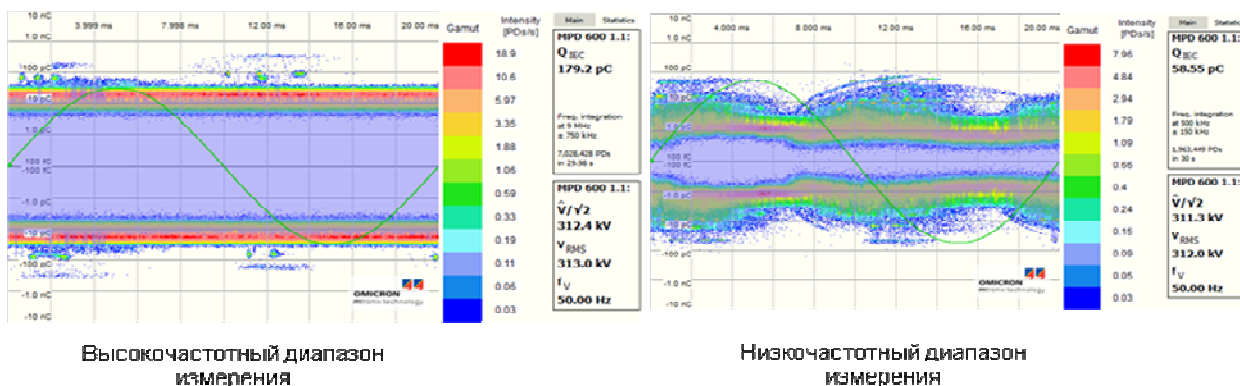
Ведущие производители таких приборов Doble, Omicron, ИРЕС и др., заявляют, что частотный диапазон ЧР лежит в области сверх высоких частот 10МГц – 1ГГц.

После проведения нашими специалистами испытаний в лаборатории ЗЗВА и на подстанции ДД-330 прибором МРД австрийской фирмы Omicron, были сделаны следующие выводы. В диапазоне частот до 8-9 МГц провести замеры на подстанции затруднительно, из-за высокого уровня помех.

На рисунке 2 представлены результаты контроля нижней ступени ТТ ТФРМ-750 в условиях испытательных полей ЗЗВА. Данный ТТ имел повышенное влагосодержание твердой изоляции. Испытания проводились на низкочастотном диапазоне (500+/-150 кГц) и высокочастотном (9МГц+/- 750 кГц). Результаты кажущегося заряда при соответствующих напряжениях получились различные.

На совещании с участием специалистов ОАО «ЗЗВА», Днепровской электроэнергетической сети, НИЦ «ЗТЗ-Сервис» и ООО «Энергоавтоматизация» было принято решение о проведении серии испытаний ЧР под рабочим напряжением в условиях подстанции на ТТ, готовящихся к замене. С

последующим их выводом и передачей на ЗЗВА для испытаний с целью определения реального состояния твердой изоляции и определения достоверности контроля ЧР в диапазоне частот 9МГц.



№	Измерение	Кажущийся заряд, пКл MPD600 9МГц±750кГц	Кажущийся заряд, пКл MPD600 500кГц±150кГц	Кажущийся заряд, пКл ИЧР201
	100 кВ	20.95	42.39	-
	251 кВ	90.36	52.53	46.9
	405 кВ	201.9	-	116
	322	179.2	58.55	39.6
	251 кВ	89.91		30.8

Рисунок 2 – Результаты контроля ЧР нижней ступени ТФРМ-750

В качестве перспектив развития систем непрерывного контроля можно отметить создание диагностических комплексов на базе систем непрерывного контроля.

Комплексный подход к организации мониторинга при использовании единого разработчика позволяет получить следующие преимущества:

- повышение точности диагностики, за счет использования дополнительной информации полученной от других подсистем,
- уменьшение количества датчиков и кабелей, необходимых для СНК,
- возможность использования единого сервера для выдачи информации персоналу подстанции, с комплексной программной оболочкой, что повышает удобство и эффективность работы.

SAFE-VT – система непрерывного контроля витковой изоляции измерительных трансформаторов напряжения.

Система SAFE-VT может использоваться как отдельно, так и в качестве подсистемы мониторинга подстанционного оборудования совместно с системами контроля основной изоляции вводов и трансформаторов тока. Система представляет собой готовый к использованию программно-аппаратный комплекс. Количество подключаемых ТН к системе – от 1 до любого необходимого количества. Увеличение количества подключенных ТН положительно сказывается на точности системы, т.к. дает возможность отличать несимметрию напряжений от аварийной ситуации.

Система осуществляет измерение следующих сигналов:

- непрерывное измерение действующего значения основной гармоники напряжения 3U0;

– непрерывное измерение действующего значения 3-й гармоники напряжения 3U₀;

Основные функции системы:

– регистрация всех измеренных значений в базу данных;

– регистрация количества и продолжительности кратковременных периодических несимметрий напряжения, имеющих место на начальном этапе развития дефекта;

– выдача аварийных сообщений по установленным пользователям уставкам;

– временные задержки срабатывания уставок;

– выдача дискретных сигналов («сухой контакт») в случае превышения уставок;

– самодиагностика системы.

Система комплектуется полным набором программного обеспечения предоставляющего пользователю информацию в виде мнемосхем текущего состояния оборудования; исторических и динамических трендов параметров оборудования; предупреждающих, аварийных сигналов, служебной и диагностической информации.

Системы осуществляют: регистрацию информации о нормальных, предаварийных и аварийных событиях; хранение архивов всех параметров в контроллере на твердотельной энергонезависимой памяти за период 30 лет; предоставление всех данных (текущих и исторических) как локальным пользователям на подстанции, так и удаленным пользователям.

SAFE-SA – система непрерывного контроля состояния высоковольтных ограничителей перенапряжений (ОПН).

Предназначена для диагностики состояния, определения износа варисторов ОПН и определения степени загрязненности поверхности изолятора. Диагностические методы основаны на анализе гармонических составляющих тока проводимости, с учетом рабочего напряжения ОПН.

Выводы.

В целом, оценивая диагностические возможности систем непрерывного контроля, можно заключить следующее:

1). СНК не дает таких подробных и «глубоких» диагностических заключений, как комплексное обследование трансформатора, но благодаря оперативности и «непрерывности» режима диагностики позволяет своевременно контролировать изменение технического состояния трансформаторного оборудования.

2). Актуальность диагностических заключений, получаемых СНК, обычно выше, чем по результатам комплексного обследования трансформатора. Это объясняется «непрерывным» режимом работы системы непрерывного контроля и диагностики состояния трансформаторного оборудования.

3). Данные, получаемые СНК, могут быть подвергнуты дополнительной обработке и анализу, если привлечь к этому квалифицированных экспертов. Так поступают в том случае, когда возникает необходимость принятия важных решений, накладывающих ограничения на режимы работы трансформаторного оборудования, или при необходимости вывода его из режима эксплуатации.

4). Системы непрерывного контроля изоляции ТТ и ВВ призваны обеспечить снижение аварийности в энергосистемах, а также для накопления данных,

необходимых для совершенствования системы диагностики, автоматизацию измерений и анализа, уменьшение объема работ персонала, снижения влияния человеческого фактора, автоматической записи и хранения данных измерений, выявления тенденций и скорости изменения параметров и своевременного получения сигналов об отклонениях, как дежурным персоналом подстанции, так и службами диагностики энергокомпаний и магистральных сетей. Они должны позволить планировать ремонты оборудования и, при необходимости, производить срочное отключение объектов, находящихся в предаварийном состоянии.

Однако обеспечить такие высокие требования способны устройства, базирующиеся на методах, позволяющих с необходимой точностью измерять основные характеристики изоляции $\text{tg}\delta_1$ и C_1 . Такими методами, на данный момент, являются мостовой метод и метод векторного сравнения. Таким образом, в современных условиях возрастает значение качественного диагностирования состояния электрооборудования, повышаются требования к методико-технической базе и квалификации специалистов по испытаниям, измерениям и диагностике. Принципы эксплуатации существенно изменились, а нормативно-методологическая база осталась практически прежняя.

Применение комплексных систем диагностики оборудования подстанций более эффективно и экономично. Контроль параметров, позволяющих обнаружить дефекты в стадии развития и определить первопричину изменения состояния электрооборудования, дает возможность наряду с планированием сроков проведения ремонта четко определить объем технической программы ремонта. Таким образом, можно предотвратить аварийные режимы, вызванные неожиданным изменением состояния электрооборудования. Использование систем непрерывного контроля позволяет обеспечивать информацией, необходимой для принятия решений начиная от персонала подстанции до специалистов ОАО «ФСК ЕЭС».

ЛИТЕРАТУРА.

1. Гречко О.Н., Курбатова А.Ф., Родионов В.А. Повреждаемость маслонаполненных трансформаторов тока 110–750 кВ и меры по повышению их надежности в эксплуатации // Новое в российской электроэнергетике. М.: Энергопресс. – 2003. – Вып. 2 – С. 30-43.
2. Кужеков С.Л., Чумах Н.Р. О контроле состояния бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа трансформаторов тока 110кВ и выше // Энергетик. М. – 2007. – Вып. 1 – С. 37-39.
3. МУ 34-70-39-83. Методические указания по техническому обслуживанию устройства КИВ.-М.:СПО Союзтехэнерго. – 1983 – 32 с.
4. РД 34.45-51.300-97.Объем и нормы испытания электрооборудования.
5. Рассальский А.Н., Сахно А.А., Конограй С.П., Спица А.Г., Гук А.А. Анализ методов непрерывного контроля характеристик изоляции трансформаторов тока и вводов на подстанциях 330-750 кВ // Вестник КГПУ, г. Кременчуг – 2009. - №3(56), часть 1. – с. 67-70.
6. Сви П. М. Контроль изоляции оборудования высокого напряжения.-2-е изд., перераб. и доп.—М.: Энергоатомиздат, 1988. - 128 с.: ил. - (Надежность и качество).