

РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
АКАДЕМИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ НАУК РФ
ВОЕННЫЙ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ВСЕРОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ
имени В.И. ЛЕНИНА
НАУЧНЫЙ И ИНЖЕНЕРНО-ИСПЫТАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР
ЭЛЕКТРОТЕХНИКИ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ КОМИТЕТ
ПО ЗАЩИТЕ ОТ НЕИОНИЗИРУЮЩИХ ИЗЛУЧЕНИЙ

СБОРНИК ДОКЛАДОВ
ДЕСЯТОЙ РОССИЙСКОЙ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
ПО ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ
ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И
ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

ЭМС-2008

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2008

Поляков В.С. О причинах повреждений высоковольтного электро-
оборудования и принципах построения эффективной системы ди-
агностики.....

108

О причинах повреждений высоковольтного электрооборудования и принципах построения эффективной системы диагностики

Исследованиями причин повреждений высоковольтного электрооборудования установлено, что все повреждения происходят из-за не расчётных эксплуатационных воздействий. Нерасчётные эксплуатационные воздействия вызывают появление дефектов, развивающихся в повреждение электрооборудования.

Выявление характера нерасчётных воздействий, приводящих к повреждению оборудования, сложнейшая научно-техническая задача, требующая **научных исследований**. Обычно расследованиями устанавливается следствие, а не причину.

Например, измерительные трансформаторы напряжения (ТН) за время их существования более 100 лет усовершенствованы настолько, что повреждаются только из-за воздействий, на которые они не рассчитаны. В Ленэнерго находятся в эксплуатации ТН на напряжение 6 кВ с 1907 года, а на напряжение 35 и 110 кВ с 1926 года.

Установлено, что большинство повреждений ТН происходит из-за феррорезонансных процессов (ФРП), на которые ТН не рассчитан. Явление феррорезонанса описано итальянским физиком Н. Бетено в 1907 году. Однако, как констатируют в работе [1]: «Несмотря на то, что первые публикации о явлении феррорезонанса появились в начале XX века, на сегодняшний день не было сформулировано ни одного надёжного критерия оценки риска феррорезонанса. Не существует и универсального метода борьбы с этим явлением, кроме включения гасящего резистора в разомкнутый треугольник, образованный вспомогательными обмотками отдельных трансформаторов напряжения» (АВВ Ревю 4/2005).

Заметим, что такие критерии сформулированы, меры борьбы разработаны, эффективность их проверена многолетним успешным опытом эксплуатации, но на это ушло почти 80 лет исследований специалистов различных организаций во многих странах [2]. В результате разработаны ТН типа НАМИ, рассчитанные на воздействие ФРП. Для защиты эксплуатируемых ТН, не рассчитанных на воздействие ФРП, используется внесение затухания подключением к нейтрали сети высокоомного резистора, рассчитанного в соответствии с разработанными критериями возникновения и существования ФРП. Этот пример показывает, что установление характера не расчётного воздействия требует усилий большого числа специалистов в течение длительного времени.

Не расчётные воздействия вызывают появление дефектов, развитие которых завершается повреждением оборудования потому, что существующая система диагностики не эффективна.

Эффективность системы диагностики определяется двумя равноценными составляющими: методами выявления на ранней стадии развития дефектов, приводящих к повреждению оборудования, а также научно-

обоснованной периодичностью проведения диагностики, исходящей из времени развития дефекта.

Система диагностики, установленная действующими нормами испытаний [3] не эффективна так как не позволяет выявлять дефекты на ранней стадии развития, а периодичность испытаний выбрана произвольно и никак не связана с временем развития дефекта. Не имеет смысла подробно анализировать недостатки системы диагностики каждого вида оборудования. Общим показателем не эффективности действующей системы диагностики является то, что всё повреждённое оборудование было испытано в объёме и в сроки, установленные Нормами и его характеристики соответствовали Нормам.

Нормам испытаний [3] вводов и ТТ предусматривает измерение $\text{tg}\delta$ и ёмкости основной и дополнительной изоляции при $U_{\text{исп}}=10$ кВ с периодичностью один раз в три года. Измерения при $U_{\text{исп}}=10$ кВ используются для диагностики потому, что изоляция высоковольтных аппаратов рассчитана так, что $\text{tg}\delta \neq f(U)$ не зависит от напряжения вплоть до напряжения начала ионизации, превышающего рабочее напряжение (рис.1). Такая система диагностики может выявлять распределённые дефекты (изменение характеристик масла: увлажнение, изменение $\text{tg}\delta$), которые не являются причиной повреждений вводов и ТТ. Однако, при появлении местного дефекта, развитие которого и приводит к повреждению ввода или ТТ, изменяется характер зависимости $\text{tg}\delta=f(U)$: при наличии местного дефекта **$\text{tg}\delta$ зависит от напряжения** (рис.1).

Для выявления местного дефекта необходимо измерять $\text{tg}\delta$ при $U_{\text{исп}}=10$ кВ и при $U_{\text{исп}}=U_{\text{раб}}$. Отсутствие разницы в результатах укажет на отсутствие местного дефекта. Наличие разницы $\Delta\text{tg}\delta = \text{tg}\delta_{\text{раб}} - \text{tg}\delta_{10\text{кВ}} \geq 0,3\%$ указывает на наличие местного дефекта, и аппарат с такой изоляцией должен быть забракован.

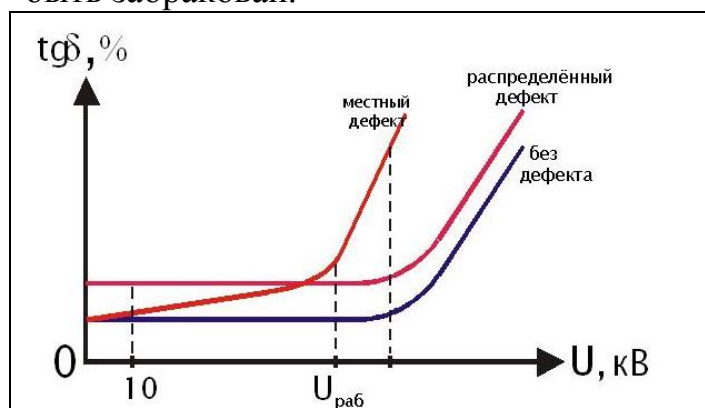


Рис.1. Зависимость $\text{tg}\delta=f(U)$ для изоляции без дефекта и с местным дефектом.

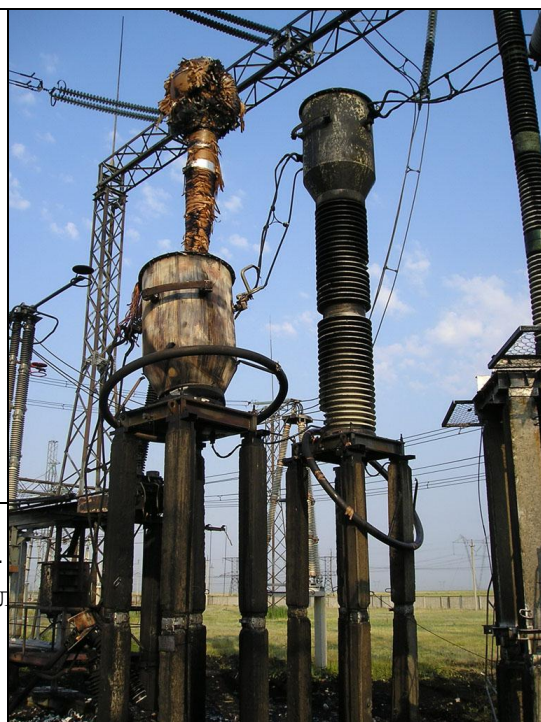


Рис.4. Поврежденный ТТ типа ТФРМ-500 ПС Костанайская-1150 кВ, в котором наблюдался сигнал ЧР в течение месяца до повреждения (рис.2, 3).

Для некоторых местных дефектов время развития от момента появления до стадии повреждения изучено и составляет в зависимости от температуры объекта от двух недель до полугода. Поэтому диагностика с периодичностью реже, чем два раза в год не позволяет предотвращать повреждения оборудования.

Отсюда следует, что измерения характеристик изоляции вводов и ТТ следует выполнять под рабочим напряжением не реже двух раз в год. Критерием отбраковки должна быть разность $\Delta \text{tg}\delta = \text{tg}\delta_{\text{РАБ.}} - \text{tg}\delta_{10\text{кВ}} \geq 0,3\%$, что указывает на наличие местного дефекта, и аппарат с такой изоляцией должен быть забракован. Отсутствие разницы в результатах укажет на отсутствие местного дефекта и возможность дальнейшей эксплуатации такого аппарата.

Методика измерения $\text{tg}\delta$ под рабочим напряжением разработана и применяется в эксплуатации аппаратов напряжением 110-750 кВ с 1973 года [4]. Для вводов, ТТ, КС и других аппаратов с конденсаторной изоляцией разработана методика косвенного измерения $\text{tg}\delta$ на основе тепловизионных измерений, причём результаты измерений совпадают в пределах точности использованных измерительных приборов (мост, тепловизор и т.д.) [4]. Результаты измерений по двум методикам сравнивались на объектах, а затем забракованные аппараты обследовались на стендах трансформаторного электро-ремонтного завода (ТЭРЗ'а) или НИИПТ'а. Разница в результатах всех трёх измерений (измерений $\text{tg}\delta$ под рабочим напряжением, измерения $\text{tg}\delta$ на основе тепловизионных измерений и измерения $\text{tg}\delta$ на стенде в лабораторных условиях) не превышает погрешности применённых приборов.

Исследования не расчётных воздействий, приводящих к появлению дефектов развитие которых завершается повреждением оборудования, характерных параметров, сопровождающих появление дефектов и времени развития дефектов позволили разработать эффективная система диагностики вводов, ТТ, ТН, конденсаторов связи, вентильных разрядников и ОПН, силовых трансформаторов и другого оборудования. Такая система разработана более 30 лет назад. Её использование позволило исключить повреждения перечисленного оборудования на всех предприятиях, где она внедрена. Это Ленэнерго, Новгородэнерго, Вологдаэнерго, Колэнерго, Ленинградская АЭС, Калининская АЭС, Сургутские ГРЭС-1 и ГРЭС-2 и многие другие. Однако, до сих пор эта система не получила распространения на все объекты, на которых эксплуатируются аппараты, для которых она разработана, и там продолжают повреждаться оборудование, которые могут быть полностью исключены.

Поэтому в п.1.1[3] Нормы предписывают: ***"Технические руководители энергопредприятий должны обеспечить скорейшее внедрение предусмотренного Нормами контроля состояния электрооборудования под рабочим напряжением, позволяющего выявлять дефекты на ранних стадиях развития"***. Тем не менее, внедрение происходит только на тех предприятиях, где руководящие инженерно-технические работники являются высококвалифицированными специалистами-профессионалами, способными не только выбрать, но и внедрить действительно эффективные разработки,

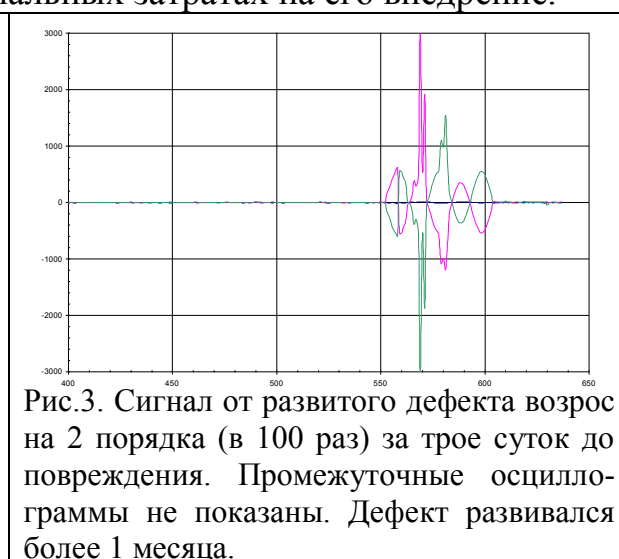
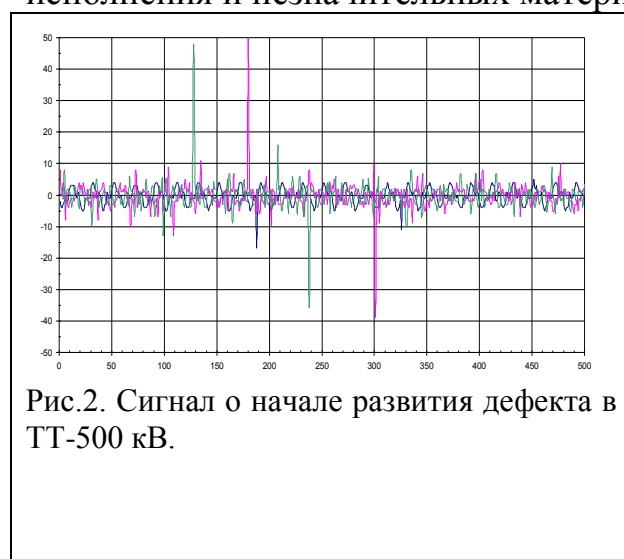
обеспечивающие надёжность и эффективность эксплуатации электрооборудования.

В то же время периодическая диагностика, даже выполняемая с научно обоснованной периодичностью, не может обеспечить выявление во всех случаях, так как время развития дефекта, определяющее периодичность проведения диагностики, зависит от множества факторов, не всегда поддающихся учёту. В ряде случаев, например, при включении вновь вводимого оборудования или при воздействии грозových перенапряжений на не защищённое оборудование и других, дефект развивается быстро, и персонал не успевает принять мер по выявлению дефекта.

В этом случае, а также вообще для исключения диагностики оборудования, не имеющего дефектов, более эффективен переход на непрерывную диагностику с выполнением испытаний только того оборудования, в котором подозревается появление дефекта, развитие которого может привести к повреждению.

Общим параметром, сопровождающим появление и развитие дефекта в любом оборудовании, являются частичные разряды. Очевидно, что полный пробой изоляции аппарата начинается с пробоя части изоляции. Поэтому регистрация частичных разрядов позволяет судить о начале пробоя и его развитии в полный пробой. Частичные разряды это исключительно удобный параметр для непрерывного контроля состояния изоляции оборудования.

При этом непрерывный автоматический контроль может найти широкое применение только при условии его максимальной надёжности, простоты исполнения и незначительных материальных затратах на его внедрение.



На основе разработки и многолетнего использования методов диагностики изоляции вводов, измерительных трансформаторов тока, вентильных разрядников и ОПН, силовых трансформаторов под рабочим напряжением, в том числе и непрерывного автоматического контроля, нам удалось разработать простейший и эффективный метод диагностики всего электрически связанного оборудования (например, всех аппаратов системы шин) из одной точки. Методика проверена экспериментально. Так, на ПС 500 кВ, по этой методике был получен сигнал о появлении дефекта и его развитии (рис.2,3).

С момента обнаружения дефект развивался до пробоя более 1 месяца. При этом сигнал возрос практически в 100 (!) раз: от значения 0,3 Вольта в начале до значения около 30 Вольт в завершающей стадии развития.

К сожалению, так как персонал этой подстанции не имел опыта диагностики оборудования по результатам измерений ЧР, то не смог принять меры по своевременному выводу аппарата с дефектом из работы и аппарат, а это был ТТ-500 кВ, повредился (рис.4). После этого сигнал сразу исчез. Аналогичный случай был с вводом 220 кВ в Ленэнерго.

Система непрерывного контроля внедряется в 2008 году на строящейся подстанции 500 кВ «Ульке» (Казахстан).

Выводы и предложения:

- Причиной повреждения оборудования являются не расчётные эксплуатационные воздействия, для установления характера которых необходимы научные исследования, а не только расследования, констатирующие следствие, но не устанавливающие причину.
- Повреждённое оборудование, как правило, было испытано в объёме и в сроки, установленные Нормами и его характеристики соответствовали Нормам, что доказывает не эффективность действующей системы диагностики.
- Эффективность системы диагностики определяется двумя равноценными составляющими: методами выявления на ранней стадии развития дефектов, приводящих к повреждению оборудования, а также научно-обоснованной периодичностью проведения диагностики, исходящей из времени развития дефекта.
- Сформулированные принципы позволяют построить эффективную систему диагностики, а опыт использования методов диагностики под рабочим напряжением – её реализовать.
- Необходимо отказаться от периодических испытаний всего электрооборудования, и перейти на испытания только того оборудования, на котором получен сигнал о начале развития дефекта от системы непрерывного автоматического контроля под рабочим напряжением.

Ссылки на директивные документы и публикации:

1. В. Пясецкий и др. Борьба с резонансом (Предотвращение феррорезонанса в высоковольтных трансформаторах напряжения)// АВВ Ревю, №4, 2005.
2. Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений/ Ф.Х. Халилов; Г.А. Евдокунин; В.С. Поляков и др.- СПб.: Энергоатомиздат. Санкт- Петербургское отделение, 2002.-272 с.: с ил.
3. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Изд. шестое. - М.:ЭНАС.1998.
4. Поляков В.С. Принципы построения эффективной системы диагностики- 2. // Материалы международного научно-технического семинара «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования». - Санкт-Петербург.: ПЭИПК, 2006 г.


Сведения об авторе.

Поляков Валерий Сергеевич, кандидат технических наук, почётный профессор ПЭИПК; главный эксперт ООО «Квадро Электрик» Санкт-Петербург.

Телефон/факс: моб. телефон +7 (911) 820-16-62; +7 (921) 746-74-98.

E.mail: vspoliakov@yandex.ru.

Адрес почтовый: 192102, Санкт-Петербург, улица Салова, дом 3, кв.8.
Адрес для переписки: тот же.

	Поляков В.С.
---	--------------

19.06. 2008 года



Поляков Валерий Сергеевич родился 15 января 1939 года в Амурской области. В 1963 году окончил Ленинградский политехнический институт по специальности «Техника высоких напряжений». Работал в Высоковольтной сети Ленэнерго инженером по испытаниям высоковольтного оборудования, начальником службы изоляции и перенапряжений, заместителем главного инженера, затем доцентом, зав. кафедрой в ПЭИПК, старшим научным сотрудником в НИИПТ. В 1988 году защитил кандидатскую диссертацию в учёном совете ЛПИ на тему: «Исследование феррорезонансных явлений и мер их предотвращения в цепях с трансформаторами напряжения» подготовленную самостоятельно без научного руководителя. С 1991 года занимается внедрением собственных разработок в энергосистемах России и стран бывшего СССР (Литва, Молдавия, Казахстан) по следующим основным направлениям: измерения характеристик изоляции высоковольтных аппаратов под рабочим напряжением, тепловизионная диагностика высоковольтного оборудования, защита сетей с изолированной нейтралью от внутренних перенапряжений, защита от феррорезонанса ТН в сетях всех классов напряжения, исследования причин повреждений оборудования и другие работы по повышению надёжности электрооборудования.

Основные работы выполнялись на всех АЭС Европейской части СССР, в том числе и на Игналинской АЭС, на Жигулёвской, Саратовской, Волжской, Колымской ГЭС, на Киришской ГРЭС, на Сургутских ГРЭС-1 и ГРЭС-2, на Нижневартовской ГРЭС, на Днестровской ГРЭС, на сетевых предприятиях Ленэнерго, Новгородэнерго, Вологдаэнерго, Татэнерго, Севкавказэнерго, Тюменьэнерго, Магаданэнерго, Липецкэнерго, Воронежэнерго, Колэнерго, Самараэнерго и других, на предприятиях МЭС АО «КЕГОК» в Казахстане, на промышленных предприятиях Беларуси (Гродненское объединение «Азот», Новополоцкий «Полимир», Минский тракторный завод и других), на Соколовско-Сарбайском ГОК РК и других.

С 1970 года параллельно с основной работой преподаёт в ПЭИПК специалистам, связанным с эксплуатацией и диагностикой изоляции и средств защиты от перенапряжений.

Опубликовано свыше 70 печатных работ, в том числе в соавторстве три книги: «Эксплуатация силовых трансформаторов на электростанциях и подстанциях»; «Защита сетей 6-35 кВ от перенапряжений»; «Инфракрасная термография в энергетике».