

Системы автоматического
мониторинга электрооборудования подстанций.
Современное состояние и тенденции развития

Левковский А.И., Руднев В.И. –МЭС Центра-филиал ОАО «ФСК ЕЭС»

Одним из направлений технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» является внедрение автоматического контроля состояния оборудования под рабочим напряжением, т.е. автоматического мониторинга. В настоящее время на ПС филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС Центра мы имеем в эксплуатации системы мониторинга (СМ) 2-х видов оборудования: силовых трансформаторов (в том числе реакторов) и КРУЭ. Ведется подготовка к установке систем мониторинга на 3-м виде оборудования - на кабельных линиях 110-500 кВ.

СМ силовых трансформаторов представляют собой многофункциональные информационно-аналитические системы. В МЭС Центра используются СМ силовых трансформаторов разных производителей: ООО «Энергоавтоматизация», АББ, ООО «АСУ-ВЭИ», ЗАО «Интера». Всего в эксплуатации сейчас находится 74 силовых трансформаторов и реакторов, оснащенных СМ, что составляет примерно 15% от общего количества силовых трансформаторов и реакторов 220-750 кВ. В это число входят как 3-х фазные трансформаторы, так и группы из однофазных трансформаторов. Необходимо отметить, что в МЭС Центра СМ установлены преимущественно на новых трансформаторах и реакторах.

СМ КРУЭ представляют собой устройства мониторинга частичных разрядов в изоляции КРУЭ. В МЭС Центра они представлены устройствами типа DMS производства компании Qualitrol. В настоящее время эти системы мониторинга установлены в 2-х КРУЭ-220, причем в зону контроля ЧР включены и установленные на этих же подстанциях 4 элегазовых трансформатора 220 кВ.

СМ состояния изоляции кабельных линий 110-500 кВ также являются устройствами мониторинга частичных разрядов. Как было сказано выше, в МЭС Центра они пока не эксплуатируются, но в настоящее время ведется подготовка к установке указанных систем. Всего СМ частичных разрядов планируется установить на 123 КЛ 110-500 кВ.

Какими руководящими документами, какими стандартами в области мониторинга сетевого оборудования мы обладаем сегодня? Только стандартом по мониторингу силовых трансформаторов. Для остальных видов оборудования таких документов нет. Рассмотрим стандарт для силовых трансформаторов. Он называется «СТО 56947007-29.200.10.011-2008 «Системы мониторинга силовых трансформаторов и автотрансформаторов. Общие технические требования». В свое время внедрение этого СТО несомненно сыграло положительную роль, способствовало внедрению единообразного подхода к подготовке технических требований к СМ, разработке проектно-сметной документации при строительстве новых или реконструкции действующих подстанций электрических сетей. Научно-технический уровень этого документа был достаточно высок. Позднее, в развитие этого документа ОАО «ФСК ЕЭС» выпустило еще Технические требования к системам автоматической диагностики силового оборудования (автотрансформаторы, трансформаторы и шунтирующие реакторы) при его первичном вводе в эксплуатацию. Как можно оценивать эти документы с позиций сегодняшнего дня, с учетом имеющегося опыта эксплуатации различных систем

мониторинга? Что показывает сам опыт эксплуатации СМ силовых трансформаторов? Какова эффективность СМ с точки зрения повышения надежности работы оборудования, предотвращения аварийных ситуаций, снижения затрат, оптимизации ремонтов и технического обслуживания эксплуатируемого оборудования? Я выскажу нашу, совместную с Московским ПМЭС субъективную точку зрения. Основные выводы таковы:

1. СМ силовых трансформаторов в существующем сегодня виде используются неэффективно. Практически используются только как самостоятельные приборы датчики газо- влагосодержания и устройства мониторинга вводов, если они установлены на трансформаторе. Многочисленные математические модели, сведения типа количества пусков-остановов насосов, вентиляторов и т.п. на деле не востребованы.
2. Стоимость СМ силовых трансформаторов слишком высока. Это практически исключает применение СМ на средних и малых трансформаторах. Одним из путей снижения стоимости СМ может быть отказ некоторых избыточных, неиспользуемых функций.
3. Представляется, что многочисленные функции СМ силовых трансформаторов достаточно ограничить контролем состояния изоляции.
4. Более эффективное использование результатов, предоставляемых СМ трансформаторов, сильно ограничивается отсутствием каналов передачи информации с подстанций в центральные службы диагностики, находящиеся в ПМЭС. Использование с этой целью каналов ССПТИ малоперспективно. Представляется, что единственным реальным путем решения этого вопроса является использование Интернет.
5. Для эффективного использования результатов, предоставляемых СМ, поддержания ее в рабочем состоянии, калибровки и технического обслуживания датчиков и т.п. в центральных службах диагностики ПМЭС должны быть созданы специализированные группы специалистов.
6. Как показывает опыт, основные проблемы в эксплуатации для обслуживающего персонала ПМЭС создают не новые, а старые или уже поработавшие достаточное время трансформаторы. На таких трансформаторах целесообразно было бы применение мобильной, легко монтируемой СМ, представляющей из себя сборный комплект из нескольких устройств, чтобы персонал предприятия мог без труда самостоятельно установить такую СМ на оборудование и ввести ее в работу. После разрешения ситуации с проблемным трансформатором, например, после выполнения восстановительного ремонта, замены дефектного узла или проведения каких-либо других восстановительных мероприятий система мониторинга может быть переставлена на другой трансформатор и вновь использоваться по своему назначению.
7. На основании изложенного выше представляется, что СТО 2008 года и Технические требования ОАО «ФСК ЕЭС» к СМ нуждаются в корректировке и переработке.

Говоря о силовых трансформаторах, необходимо затронуть еще одну проблему, которая является настоящей головной болью и для Московского ПМЭС, и для МЭС Центра, и, я думаю, таковой должна быть для ОАО «ФСК ЕЭС». Я имею в виду трансформаторы с маслонаполненными кабельными коробами 110-220 кВ, установленными на ПС Московского кольца. «Благодаря» в кавычках этим

коробам мы практически лишены возможности доступа к токоведущим частям трансформаторов, а вместе с этим и проведения в необходимом объеме периодических электрических испытаний трансформаторов. Кроме того, оборудование, установленное в самих кабельных коробах (КК), находится в весьма напряженных условиях работы с точки зрения условий работы изоляции. В связи с этим на трансформаторах с КК оправдано применение максимально развернутой системы мониторинга, дополненной рядом функций. На этих трансформаторах предлагается:

1. Внедрить контроль уровня частичных разрядов (ЧР) в КК, например, путем установки на кожухе каждого КК по периметру акустических датчиков ЧР. Учитывая небольшой внутренний объем КК, отсутствие экранирующих элементов можно рассчитывать на достаточно высокую чувствительность датчиков и возможность выявления дефектов на начальной стадии их развития.
2. Установить на всех трансформаторных вводах 110-220 кВ в КК и трансформаторных вводах 500 кВ в элегазовых токопроводах устройства мониторинга состояния изоляции вводов.
3. Установить на КК приборы мониторинга газосодержания, причем т.к. все КК сообщаются между собой по маслу, то можно ограничиться установкой только одного прибора на трансформатор, выделив одну общую точку контроля.

В отношении СМ частичных разрядов в КРУЭ и вообще в связи с проблемой контроля ЧР в КРУЭ можно отметить следующее:

1. КЗ в КРУЭ с предваряющим КЗ появлением ЧР, к сожалению, имеют место, в том числе и в МЭС Центра. Мы имели проблемы в КРУЭ-500 с перекрытием по поверхности изоляционных тяг разъединителей, также в КРУЭ-500 с перекрытием по поверхности горизонтально установленного барьерного изолятора в отсеке разъединителя, в КРУЭ-500 с выгоранием скользящего контакта в токоведущей шине и, наконец, с перекрытием по поверхности опять-таки горизонтально установленного разделительного изолятора ОПН-220 в КРУЭ-220. В упомянутых мною случаях, связанных с перекрытиями по поверхности изоляторов, возникновению дуги КЗ предшествовало появление и развитие ползущего разряда. Таких горизонтально установленных изоляторов в КРУЭ существует множество. В связи с этим возникает вопрос: мог ли быть заблаговременно обнаружен ползущий разряд средствами мониторинга ЧР и тем самым предотвращено возникновение КЗ в КРУЭ? Это вопрос, на который нам хотелось бы получить ответ и который нуждается в экспериментальной проверке!
2. В связи с изложенным выше мы видим, что КЗ в КРУЭ не является столь уж редким событием. Следовательно, техническая целесообразность контроля ЧР средствами мониторинга в КРУЭ 220 кВ и выше, очевидно, в принципе имеется. Вопрос только в том, чтобы затраты на установку СМ были экономически оправданы.
3. В ОАО «ФСК ЕЭС» отсутствует нормативный документ, устанавливающий технические требования к указанным системам. Необходима разработка нормативного документа.

В отношении СМ частичных разрядов в кабельных системах 110-500 кВ, несмотря на то, что на рынке существует достаточно большое количество разработок в этой области, и отечественных, и зарубежных, все не так однозначно. Есть мнения, что мониторинг ЧР как средство предотвращения аварийных ситуаций эффективен, но есть мнения, что он бесполезен. С нашей точки зрения, проблемы здесь следующие:

1. Отсутствие достаточной, убедительной, экспериментально подтвержденной работы, свидетельствующей об эффективности применения СМ в действующих кабельных сетях 110-500 кВ и о положительном опыте эксплуатации этих систем.
2. Отсутствие в ОАО «ФСК ЕЭС» соответствующего нормативного документа, устанавливающего технические требования к СМ кабельных систем.
3. Отсутствие нормативных документов для действий эксплуатационного персонала в случае появления ЧР.

Заканчивая свое выступление хочется отметить еще одно, бросающееся в глаза обстоятельство, общее и для СМ трансформаторов, и для СМ КРУЭ, и для СМ кабельных систем. Это отсутствие тесной связи, координации предложений разработчиков систем мониторинга с отраслевой наукой и производителями оборудования – трансформаторов, КРУЭ, кабелей и кабельной арматуры.

И последнее. Для эффективного использования результатов автоматической диагностики в ОАО «ФСК ЕЭС» должны быть разработаны соответствующие рекомендации или методические указания для эксплуатационного персонала по использованию результатов автоматической диагностики электрооборудования.