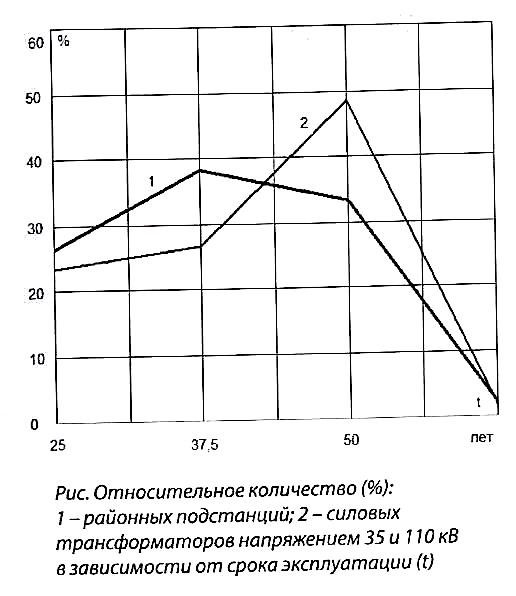
**СПЕЦИФИКА МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ СЕЛЬСКИХ РАЙОННЫХ ПОДСТАНЦИЙ**

***Сазыкин В.Г.,*** *д-р техн. наук, профессор;* ***Кудряков AS.,*** *канд. техн. наук, доцент, Кубанский государственный аграрный университет им. ИХ Трубилина,* г. *Краснодар*

Для сельских распределительных электрических сетей районные подстанции (ПС) являются самыми значимыми из класса понижающих под-станций. Этот вид трансформаторных ПС, имеющих собственное имя, как правило совпадающее с названием района или его части, отвечает за прием электроэнергии напряжением 35-110 кВ от линий электропередачи распределительных электрических сетей и после преобразования до напряжения 6-10 кВ передает электрическую энергию далее на местные и потребительские трансформаторные подстанции.

В распределительных электрических сетях ПАО «Россети», находящихся на балансе операционных компаний, используются сети напряжением 0,4-110 (220) кВ. Общее количество районных трансформаторных подстанций, находящихся в эксплуатации, составляет в том числе (2013г.):ПС110кВ-6884ед.;ПС35кВ-7304ед.[1]. В одном из крупнейших сельскохозяйственных регионов - Краснодарском крае, по данным ПАО «Кубаньэнерго» (2014 г.), количество районных ПС составляет: ПС 110 кВ - 218 ед., общей мощностью 2391,2 МВ-А; ПС 35 кВ - 469 ед. общей мощностью 6774,9 МВ-А; На районных ПС установлено в большинстве случаев по два силовых трансформатора (СТ): на ПС 35 кВ - 695 ед.; на ПС 110 кВ - 382 ед. Продолжительность эксплуата­ции подстанционного оборудования и СТ представлена на рисунке: 73,7 % ПС эксплуатируются за пределами нормируемого срока от 25 до 50 и свыше лет; 76,7 % СТ также находятся за нор­мируемыми пределами [2]. Более трех четвер­тей единиц районных ПС находятся в сельской местности.



К основным особенностям эксплуатации сельских ПС 35-110 кВ следует отнести такие:

♦ средняя степень износа (эксплуатация за пределами нормативного срока) подстанционных объектов, включая здания, сооружения и СТ, составляет свыше 70 %;

♦ функционирование без постоянного дежурного персонала;

♦ ПС распределены по большой территории и находятся далеко друг от друга и от диспетчерских пунктов (по сравнению с городскими и промышленными ПС);

♦ отходящие линии в основном воздушны, в отличии от городских и промышленных ПС, где отходящие линии преимущественно кабельные. Поэтому сельские ПС в большей степени подвержены атмосферным перенапряжениям;

♦ в городах и на крупных промышленных предприятиях, где может находиться от нескольких единиц до десятков подобных ПС, имеются специализированные цеха, участки и другие подразделения по эксплуатации ПС и СТ. В сельскохозяйственных районах у распределительных электрических сетей нет возможности содержать подобные крупные подразделения. В этих условиях небольшая выездная бригада электриков периодически обслуживает имеющееся подстанционное электрооборудование;

♦ прогрессирующее сокращение квалифицированного и технически грамотного оперативного и ремонтного электротехнического персонала также играет немаловажную роль. В предприятиях сельских электрических сетей подобные функции исполняют люди, далекие от быстрого и квалифицированного решения проблем и вопросов, возникающих в процессе эксплуатации подстанционного электрооборудования. Поэтому в большинстве случаев причинами отказов СТ и подстанционного оборудования являются неправильные режимы эксплуатации (15-35%), недостатки эксплуатации (35-50%) и низкое качество проводимых ремонтов.

В перечисленных условиях силовые трансформаторы являются одним из надежных эле­ментов ПС: на долю силовых трансформаторов приходится до 10% от всех возникающих повреждений. Для силовых трансформаторов сельских ПС 35-110 кВ наибольшее количество повреждений связано с дефектами элементов, расположенных внутри бака СТ, - повреждения изоляции обмоток, распрессовка обмоток, де­фекты магнитопровода, повреждения и непра­вильная работа систем охлаждения и регулято­ров напряжения.

При этом силовой трансформатор - это самый дорогой элемент ПС, требующий больших затрат при эксплуатации, обслуживании и ре­монте. С целью обнаружения возникающих не­исправностей на ПС осуществляется монито­ринг некоторых параметров.

Дня оценки режимов работы силовых транс-1 форматоров их оборудуют необходимыми контрольно-измерительными приборами (КИП).

Количество и точки подсоединения электроизмерительных приборов зависят от назначения, мощности, пункта установки трансформатора и других факторов.

На стороне высшего напряжения включены три амперметра, ваттметр и счетчик активной энергии. Напряжение измеряется тремя вольтметрами, подключенными к измерительным трансформаторам напряжения. Такие же приборы установлены и на стороне среднего напряжения. На стороне низшего напряжения установлено по одному вольтметру и амперметру.

Кроме электроизмерительных приборов, на СТ устанавливают и другие контрольные средства.

Уровень масла определяется по стрелочному маслоуказателю или масломерному стеклу, находящемуся на торце бака расширителя. В СТ мощностью 10 МВ-А и более устанавливаются маслоуказатели стрелочного типа, которые имеют датчики уровня масла.

Температура верхних слоев масла может быть проверена по показаниям манометрического сигнализирующего термометра, который снабжается двумя переставными сигнальными контактами. СТ с принудительным охлаждением поставляются с двумя манометрическими сигнализирующими термометрами: одним для измерения температуры верхних слоев масла, другим - для управления автоматикой системы охлаждения.

В пределах имеющегося объема КИП к основным контролируемым факторам, определяющим параметры режима силовых трансформаторов, и диагностическим признакам, по которым можно судить о степени развития внутренних повреждений, относятся: температура нагрева СТ; уровень масла; нагрузка СТ; температура воздуха.

Температура нагрева СТ. Срок службы СТ и наибольшее число внутренних повреждений в СТ связано в основном со старением органической изоляции обмоток. Тепловое старение изоляции обмоток обусловлено температурой, при которой работает изоляция, и длительностью ее воздействия. ГОСТ 11667-85 [3] нормирует расчетный срок службы изоляции трансформатора при работе его с постоянной номинальной на грузкой при номинальных температурных условиях (при среднегодовой температуре окружающего воздуха около 20 °С) - 25 лет. Это со­ответствует постоянной средней температуре обмотки 95 °С и температуре наиболее нагретой точки обмотки 98 °С.

При эксплуатации предусмотрены ограни­чения, связанные с длительными и кратковре­менными перегрузками СТ, что сопряжено с опасностью внезапного отказа трансформатора и сокращением срока его службы, вызванным увеличением скорости совокупного термохими­ческого износа изоляции. Принято считать, что в интервале температур масла от 80 до 140 °С ско­рость износа изоляции в соответствии с законом Аррениуса удваивается при каждом увеличении температуры приблизительно на 6 °С.

Параметрами температурного мониторинга являются:

* превышение температуры - разность температур масла СТ и окружающего воздуха;
* разность температур между заданными точками (зонами);
* градиент температуры в заданной области; избыточная температура – превышение температуры объекта над температурой аналогичных объектов, находящихся в одинаковых условиях.

В качестве основного диагностического критерия при оценке эффективности системы охлаждения используется разность температур масла на входе и выходе охладителя. В условиях эксплуатации разность температур исправных охладителей находится в пределах 1-10 °С. Температура нагрева СТ контролируется по температуре верхних слоев масла (ТВСМ).

Мониторинг ТВСМ и диагностика событий организуется путем отслеживания значений параметра ТВСМ t, например по следующим правилам:

1) если t<45, то - анормальное событие (предупреждение для зимнего периода эксплуатации СТ с естественным охлаждением): «ТВСМ опустилась ниже 45 °С». В зимнее время на СТ с принудительным охлаждением температуру верхних слоев масла желательно поддерживать не ниже 10 °С во избежание ухудшения охлаждения обмоток вследствие повышения вязкости масла;

2) если 45 < t< 65, то - нормальное событие (норма): «ТВСМ соответствует норме»;

3) если 65 < t < 95, то - в зависимости от уровня нагрузки и температуры окружающей среды это может быть нормой или анормальным режимом;

4) если t > 95, то - аварийный режим «Перегрев масла. Температура верхних слоев масла превышает 95 °С».

Уровень масла. При понижении уровня масла в расширителе ниже нормальной отметки, не связанном со снижением нагрузки или понижением температуры воздуха, принимаются меры к выяснению и устранению причин неисправности (наличие проточек в баке или системе охлаждения, нарушение системы дыхания или в трансформатор было залито недостаточное количество масла). Дальнейшая работа СТ со сниженным уровнем масла может привести к срабатыванию газового реле, ускоренному старению масла, ухудшению работы или отказу системы охлаждения, а если изоляция обмоток окажется выше опустившегося уровня масла, то может произойти ее перекрытие по воздуху, что при-ведет к замыканию между обмотками и серьезной аварии.

Нагрузка СТ. Допустимая длительность пере-грузки СТ составляет от 120 до 10 мин при перегрузке по току сверх номинального от 30 до 100%.

Допускается длительная 5 % перегрузка и кратковременная перегрузка от 3 часов 50 мин до 10 мин (увеличение нагрузки от 10 до 50%) при мониторинге превышения температуры верхних слоев масла над температурой воздуха перед перегрузкой в диапазоне 18-48 °С.. В аварийных случаях, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, трансформаторы допускают в течение не более 5 суток подряд перегрузку на 40 % сверх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 6 часов в сутки [3].

Температуры воздуха. Для трансформаторов, отдающих тепло окружающему воздуху, наибольшая температура СТ принимается равной 40 °С. Расчетная температура частей трансформатора, обеспечивающая срок службы СТ 15-20 лет, установлена с учетом наблюдающихся в эксплуатации суточных и годовых колебаний температуры окружающей среды и нагрузки трансформатора. Большую часть времени (при нагрузке меньшей, чем номинальная, или темпе­ратуре окружающего воздуха ниже 40 °С) темпе­ратура изоляции СТ не достигает расчетной, что заметно увеличивает нормативный срок службы трансформатора - до 25 лет.

Разработанный несколько десятков лет назад объем КИП ориентирован, во-первых, на кон­троль режимов в системе периодического тех­нического обслуживания и планово-предупре­дительных ремонтов трансформаторов в преде­лах их жизненного цикла. Однако в промежутке между плановым обслуживанием и ремонтом не выявляется большинство скрытых и развиваю­щихся дефектов, приводящих к необходимости проведения более дорогих и продолжительных аварийных ремонтов. Во-вторых, ориентируясь на отдельные показания КИП, трудно быстро обнаружить развивающиеся повреждения. В-третьих, оперативный и ремонтный персонал должен иметь либо значительный диагностиче­ский опыт, либо обладать еще и квалификацией «эксперта-диагноста», который способен по те­кущей информации от КИП делать соответству­ющие заключения о состоянии СТ для последу­ющего принятия решения.

Сами по себе показания КИП, установленных на СТ, еще не позволяют полностью судить о его состоянии. Изношенные СТ, эксплуатируемые свыше 25 лет, необходимо чаще или постоянно контролировать из-за большей вероятности по­явления дефекта, чем трансформаторы в нор­мативный период жизненного цикла. Подобная эксплуатация требует учета большого коли­чества новых взаимосвязанных показателей, проявляются более глубокие системные связи режимов электроэнергетических систем и про­изводственного процесса. Только мониторинг параметров режима и их экспертная оценка, а также комплексная диагностика позволяют вы­являть развивающиеся дефекты СТ на ранних стадиях.

Учитывая эти особенности, выпускаемые новые СТ все чаще комплектуются расширенным составом КИП и микропроцессорными системами мониторинга, позволяющими непрерывно осуществлять процесс сбора, анализа и накопления информации о значении диагностических параметров состояния СТ.

Мониторинг параметров СТ непосредственно в рабочем состоянии является прогрессивным направлением в обслуживании ПС, позволяющим выполнить нормированные испытания без отключения от сети, перейти на систему обслуживания по техническому состоянию, повысить эффективность контроля и диагностики, сохраняя режимную надежность. В ОАО «ФСК ЕЭС» были сформулированы требования к системам мониторинга СТ [4]. Для сельских районных ПС наиболее приемлемой системой мониторинга с функциями диагностики является вариант, требующий незначительных изменений структуры системы КИП и линии связи. Без значительного увеличения стоимости возможно внесение усовершенствований, расширяющее функциональность системы. Глубина предлагаемых подобной системой мониторинга рекомендаций может быть различной, от простой регистрации превышения параметрами режима пороговых значений до достаточно обоснованных предварительных предложений по проведению ремонтных работ.

Мониторинг силовых трансформаторов наиболее целесообразен: для сельских районных ПС напряжением 35-110 кВ; для силовых трансформаторов, отработавших нормативный срок службы, - с целью принятия решения о возможности дальнейшей работы и условиях, при которых эта работа целесообразна; для трансформаторов, отработавших 8-12 лет, - с целью принятия решения о необходимости и объеме капитального ремонта; для трансформаторов, результаты периодических испытаний которых выходят за нормируемые значения, или при других показаниях, свидетельствующих о наличии внутреннего дефекта.

Внедрение многопараметрического мониторинга позволяет управлять процессом старения СТ, значительно сокращая капитальные и эксплуатационные расходы. Высокая достоверность результатов мониторинга и экспертных заключений, комплексных диагностических об-следований, а также своевременно выполненные технические мероприятия обеспечивают безаварийную надежную работу всех диагностируемых силовых трансформаторов.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Положение ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. - ОАО «Россети», 2013. - 196 с.

2. Сазыкин В.Г., Кудряков А.Г., Пронь В.В. Особенности эксплуатации и мониторинга сельских районных подстанций напряжением 35-110 кВ // Механизация и электрификация сельского хозяйств. - 2015. - № 10. - С. 30-32.

3. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия. Переиздание с изменениями. - М.: ИПК Издательство стандартов, 1999.-38 с.

4. СТО 56947007-29.200.10.011 -2008. Системы мониторинга силовых трансформаторов и

автотрансформаторов. Общие технические требования. - ОАО «ФСК ЕЭС», 2008. - 21 с.