

УДК 621.314.222

ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ДИАГНОСТИКИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Юдин А.Д, студент гр. Эм-1-21,II курс

Научный руководитель: Миронова Е.А, к.п.н, доцент

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

Казанский государственный энергетический университет

г. Казань

В работе исследовались основные методы диагностики силовых трансформаторов. Рассмотрены основные нормативные методы диагностики, которые делятся на 2 группы и некоторые дополнительные методы оценки технического состояния трансформаторов. Произведен анализ повреждений в основных системах трансформатора и комплектующих его узлах, и причин, по которым они возникают. Произведено ознакомление с существующими тенденциями развития диагностик силовых трансформаторов.

В связи с тем, что последние несколько десятилетий в Российской Федерации растет промышленность, увеличивается потребность в электроэнергии. При этом увеличиваются нагрузки на электрооборудование [3]. Причем один из основных и дорогих типов электрооборудования - трансформаторное - эксплуатируется со значительным превышением установленного ресурса, составляющий примерно 25 лет. На начало 2010 года такие трансформаторы составляли более 60% [3]. Но широко распространено мнение, что нет острой необходимости выводить трансформатор из эксплуатации после отработки 25 лет. Это вполне оправданно и технически, и экономически [4].

Срок службы силового трансформатора зависит от состояния твердой изоляции. Если трансформатор эксплуатируется грамотно и без перегрузок, то за 25 лет твердая изоляция сохраняет практически все свои изолирующие свойства. Во всяком случае, можно смело утверждать, что попрошествии установленного срока службы твердая изоляция может находиться в удовлетворительном состоянии.

Опубликованные статистические исследования показывают, что в России более половины трансформаторов находятся в работе более 20-30 лет. Старых трансформаторов много не только в России. Актуальной становится задача продления сроков службы аккумуляторов. Эту идею поддерживают, например, германские специалисты, поскольку в Германии даже после 40 лет эксплуатации аккумуляторы работают нормально. Однако в Германии трансформаторы работают при низкой нагрузке [5].

Во многих энергосистемах более половины трансформаторного парка эксплуатируется более 25-30 лет. Причем такая ситуация является общемировой тенденцией. Практически во всех странах все более актуальным становится проблема продления срока службы трансформаторного парка. Например, опыт ремонта трансформаторов в электросетевых компаниях Германии показал, что во многих случаях состояние активной части трансформаторов было вполне удовлетворительным и не требовало замены обмоток. Причем даже при сроках эксплуатации более 40 лет. Такое реальное состояние трансформаторов обусловлено, как правило, сравнительно низким уровнем нагрузки в течение срока эксплуатации [54].

Однако чтобы обеспечить требуемую надежность, как трансформаторов, так и энергосистемы в целом, трансформаторы, отработавшие свой регламентный ресурс, должны пройти тщательный контроль технического состояния. В связи с этим именно сейчас имеют особое значение все проблемы, связанные с диагностикой силовых трансформаторов. В данной выпускной бакалаврской работе рассматриваются и анализируются методы оценки технического состояния и диагностики трансформаторов, возможные дефекты и неисправности в основных системах трансформаторов, и комплектующих его узлах.

От состояния силовых трансформаторов зависит надежность и качество электроснабжения. В то же время стоимость трансформаторного оборудования занимает существенную долю в стоимости всего оборудования энергохозяйств. Тот факт, что в трансформаторах нет движущихся частей, повышает надежность. Но, как и в любом другом промышленном оборудовании, в трансформаторах можно выделить типичные аварии: междуфазные КЗ, витковые замыкания, замыкания на землю и др. На трансформаторы действуют внешние причины отклонений в работе: перегрузка, повышение температуры масла и др. Рассмотрим основные причины появления основных видов повреждений трансформаторов.

Основные причины возникновения повреждений в трансформаторах:

- по вине персонала нарушаются правила эксплуатации;
- по внешним или внутренним причинам возникают аварийные и нерегламентные режимы работы;
- во время эксплуатации происходит медленное, но непрерывное естественное старение изоляции;
- изготовители допускают поставку некачественного трансформаторного оборудования (одна треть всех нарушений работы трансформаторов);
- некачественный ремонт и монтаж (две трети случаев).

Хотя в настоящее время уделяется большое внимание проблеме диагностики, пока не накоплен опыта, достаточный для составления универсального списка видов дефектов и повреждений, возникающих в силовых трансформаторах высокого напряжения, причем желательно 19 ранжированных по степени опасности. В связи с этим известные подходы к классификации дефектов являются субъективными, возникают сомнения в правильности существую-

щих критериев оценки технического состояния. Поскольку проблема классификации повреждений является неоднозначной, широко применяется классификация дефектов трансформатора по элементам конструкции:

- повреждения обмотки;
- повреждения изоляции;
- повреждения магнитопровода;
- повреждение РПН;
- повреждения системы охлаждения;
- повреждения высоковольтных вводов;
- другие типы повреждений.

В настоящее время имеются многочисленные методы диагностики электротехнического оборудования, но в большинстве случаев предприятия использует только нормативные методы. Существуют две группы таких регламентированных методов.

Первая группа методов - измерение и анализ:

- коэффициента трансформации;
- тока и потерь холостого хода;
- сопротивления и потерь КЗ;
- сопротивления обмоток постоянному току.

Вторая группа - измерение характеристик изоляции:

- физико - химический анализ трансформаторного масла (ФХА);
- хроматографический анализ газов, растворённых в масле (ХАРГ);
- оценка влажности твёрдой изоляции;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток;
- оценка состояния бумажной изоляции обмоток.

Целесообразность применения тепловизионного контроля состояния трансформатора неоднократно подтверждалась на практике. В последнее время развиваются альтернативные методы диагностики, среди которых 26 можно выделить диагностику характеристик частичных разрядов ЧР, вибродиагностику, ультразвуковое обследование и др.

Не представляется возможным однозначно заявить об объективности и точности методов альтернативной диагностики, данный вопрос является предметом исследования иного рода. Поэтому в рамках данного исследования альтернативные методы диагностики будут рассматриваться в качестве методов, дополняющих традиционные системы диагностики.

Рассмотрим более подробно основные нормативные методы диагностики силовых трансформаторов.

Измерение коэффициента трансформации

Это главный показатель технического состояния трансформатора отклонение от паспортных значений не более 2%. Превышение свидетельствует о наличии повреждений. Стандарт IEEE определяет допустимое отклонение коэффициента трансформации от исходного значение как $\pm 0,5 \%$.

Измерение тока и потерь холостого хода

Потери холостого хода измеряются для выявления следующих дефектов: большое естественное старение магнитной системы, нарушения изоляции пластин, образования КЗ контуров [6]. Вероятность появления таких дефектов невелика, в соответствии с требованиями РД 34.45-51.300-97 эти измерения в процессе эксплуатации производятся только по решению технического руководителя предприятия, принятого на основании результатов хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

При оценке качества трансформатора обязательно нужно измерять величину тока и потерю холостого хода при рабочем напряжении – отклонения от паспортных значений не более чем на 5 % - для трехфазных трансформаторов, и не более чем на 10 % - для однофазных.

Однако в течение многих лет эксплуатации даже в бездефектном оборудовании происходит постепенное увеличение потерь [5]. Следовательно, данный критерий не может однозначно свидетельствовать о реальном состоянии трансформатора, при принятии решения о необходимых мерах нужно тщательно оценивать полученные результаты измерений. В частности, при оценке токов холостого хода следует учитывать, что наличие повреждения или дефекта характеризуется величиной, как правило, превосходящей паспортное значение (предыдущее измерение) на 10% и более.

Измерение сопротивления и потерь короткого замыкания

Сопротивление короткого замыкания (КЗ) является одним из основных параметров, свидетельствующих о возможной деформации обмоток [7]. Нужно исследовать динамику КЗ во времени. Отклонения от паспортных – не более 3%. Увеличение потерь от потока рассеяния свидетельствует о замыкании параллельных проводников, о деформации обмотки или ее частей. Этот показатель работает в диапазоне 20 - 600 Гц.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Сопротивление повышается обычно в размыкаемых контактах РПН, в местах присоединения отводов к вводам [6]. Основные дефекты в обмотке: обрыв или замыкание параллельных проводников, повреждение контакта или пайки. Переходное сопротивление увеличивается в разы, даже в десятки раз. Признаком дефекта является увеличение в 3 – 4 раза, в дальнейшем сопротивление увеличивается экспоненциально. Если переходное сопротивление увеличено в 5 – 10 раз, это вызвано, как правило, высокой эрозией поверхности контактов. Требуется заменить контакты или подвергнуть специальной мехобработке. Причинами увеличения сопротивления контура являются:

- недостаточен контакт;
- подгар контактов селектора, провисания подвижных контактов, длительная работа в одном положении;
- подгар контактов контактора;
- некачественное болтовое соединение.

Сопротивления обмоток трехфазных трансформаторов, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться более чем на 2%. Но конструктивные особенности трансфор-

матора допускают большее расхождение, что должно быть отражено в паспорте трансформатора.

Физико-химический анализ трансформаторного масла (ФХА)

Масло является важным элементом трансформатора, поэтому требуется постоянный контроль его свойств [1]. Все процессы в трансформаторе, происходящие при эксплуатации, влияют на масло, являющееся средой, в которой эти процессы происходят. Таким образом, анализируя состав и свойства масла, возможно узнать о процессах, происходивших внутри трансформатора. Старейшим и наиболее распространенным методом диагностики состояния трансформаторов является ФХА трансформаторного масла. ФХА позволяет оценить старение, загрязнение, увлажнение масла, пробивное напряжение, наличие механических примесей, показатель pH, температура вспышки и влагосодержание, выявить увлажнение твердой изоляции [3] ФХА масла из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше проводится раз в 2 года.

Хроматографический анализ газов, растворённых в масле (ХАРГ)

ХАРГ газов, растворённых в масле, считается основным нормативным методом диагностики трансформаторов. Хроматография позволяет обнаружить:

- перегревы электрических соединений и элементов конструкции остова;
- дефекты твердой изоляции из-за электрических разрядов;
- дефекты РПН и высоковольтных маслонаполненных вводов [1].

При частичных разрядах результаты ХАРГ могут значительно запаздывать. Более того, время до заметного изменения концентрации газов вследствие ЧР может быть сопоставимо со временем развития данного дефекта до критической стадии. Так, с помощью ХАРГ уверенно можно фиксировать 29 только те разряды, которые близки к критическому уровню. Таким образом, с помощью ХАРГ сложно выявить дефект на ранней стадии развития. Однако в последнее время интерпретация результатов современного хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле, повсеместно используется и для ранней диагностики дефектов, развивающихся в силовых трансформаторах. Проведение ХАРГ нормируется для трансформаторов 110 кВ и выше, а также для блочных трансформаторов (для собственных нужд).

В ходе проведения данной работы были рассмотрены основные дефекты, возникающие в силовом трансформаторе, и проведен анализ основных методов их диагностирования. В результате чего было установлено, что значительная часть результатов методов диагностики силовых трансформаторов является недостаточно информативной и полной. Например, измерении тангенса угла диэлектрических потерь не всегда можно выполнить в связи с погодными условиями, при тумане, дожде, если температура, ниже +5 градусов, в уличных условиях при данных параметрах погоды этот метод применить нельзя, он используется только в установившуюся сухую погоду. Измерение потерь холостого хода и коэффициента трансформации выполняются только при отключенном трансформаторе, в связи с этим они неудобны. Другие ме-

тоды также обладают множеством недостатков. К примеру, некоторые из них не позволяют выявить конкретный дефект, в связи с чем истинная причина повреждения остается неизвестной.

В работе было определено, что на сегодняшний день нет универсально-го метода или алгоритма диагностики силовых трансформаторов. Чтобы про-извести диагностику оборудования, нужно применять существующие методы в комплексе. Универсальный алгоритм диагностики силового трансформатора должен базироваться на двухэтапном плане проведения диагностики: на первом этапе - поочередное как можно более полное диагностирование всех компонентов трансформатора без отключения напряжения, и в зависимости от результатов первого этапа, строить схему действий второго этапа уже на отключенном трансформаторе.

Список литературы:

1. Алексеев Б.А. Контроль состояния (диагностика) крупных сило-вых трансформаторов // М.: Изд-во НЦЭНАС, 2002. – 216 с.: ил. – (Основное электрооборудование в энергосистемах: обзор отечественного и зарубежного опыта).
2. Алексеев, Б. А. Обследование состояния силовых трансформаторов / А. Алексеев // Электрические станции. – 2003. – № 5. С. 6 -10.
3. Давиденко И.В. Разработка системы многоаспектной оценки тех-нического состояния и обслуживания высоковольтного маслонаполненного электрооборудования // Автореферат диссертации на соискание ученой сте-пени доктора технических наук. Екатеринбург, 2009. – 46 с.
4. Львов М. Ю. Анализ повреждаемости силовых трансформаторов напряжением 110 кВ и выше / ОАО «Холдинг МРСК». Конференция ТРАВЭК. 2009.
5. Львов М.Ю. Об оценке состояния силовых трансформаторов с длительным сроком эксплуатации. // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. Выпуск 11. – СПб: ПЭИПК, 2000. С. 264 – 268.
6. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97 – 6-е изд. М.: ЭНАС, 2001. – 256 с
7. Хренников А.Ю., Киков О.М. Диагностика силовых трансформаторов в Самарэнерго методом низковольтных импульсов // Электрические станции, 2003, № 11. С. 47 – 51.