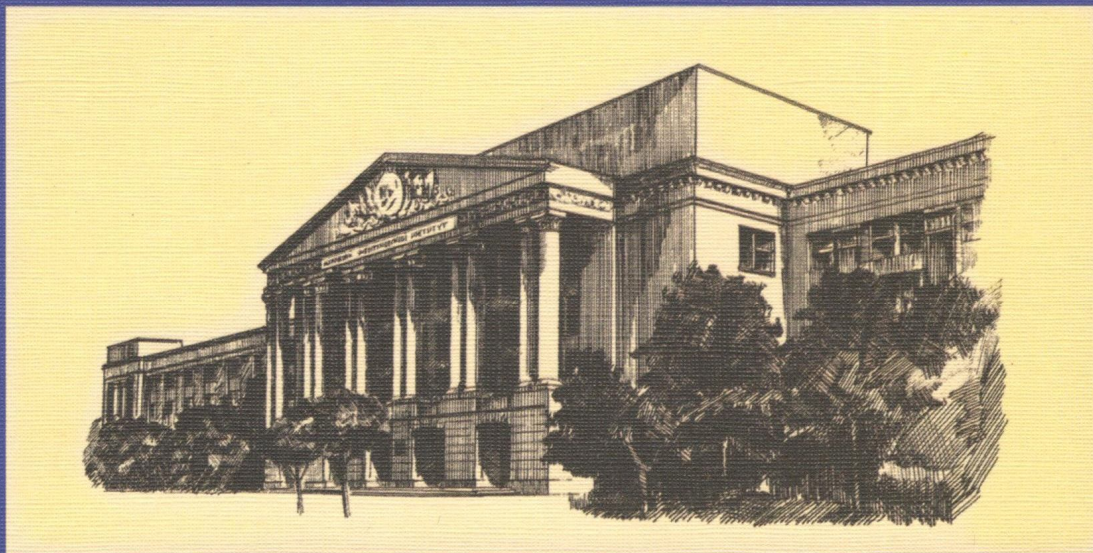


4 — 6 июня 2012 г.
Москва, НИУ МЭИ

Э 2012
НЕРГО



МРЭДЫ

Второй Всероссийской научно-практической конференции

**Повышение надежности
и эффективности эксплуатации
электрических станций
и энергетических систем**

МЭИ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ «МЭИ»

РФИ

К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ КОМПЛЕКСНОГО ДИАГНОСТИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ

АННОТАЦИЯ

Одной из основных проблем при оценке остаточного ресурса является недостаток информации о состоянии узлов трансформатора и о динамике изменения их состояния. Результаты комплексных диагностических обследований позволяют уменьшить неопределенность и оценить состояние различных узлов трансформатора без проведения дорогостоящего ремонта со вскрытием активной части. В статье рассмотрены основные методы оценки остаточного ресурса силовых трансформаторов.

Одним из эффективных методов оценки технического состояния трансформаторов является комплексные диагностические обследования (КДО), которые включают в себя следующие этапы.

1. Подготовительный этап: анализ конструктивных особенностей и наиболее характерных дефектов трансформаторов данного типа; анализ эксплуатационной документации: паспортных данных, результатов измерений, регламентированных в [1], результатов текущих и капитальных ремонтов, анализ результатов предыдущих КДО.

2. Полевые работы:

– осмотр трансформатора и оценка состояния системы охлаждения, устройств защиты масла от увлажнения, бака трансформатора, изоляционных покрышек вводов и др.;

– электрические измерения: сопротивления и тангенса угла диэлектрических потерь изоляции, сопротивления обмоток постоянному току, тока и потерь холостого хода при пониженном напряжении, сопротивления короткого замыкания;

– отбор проб масла из бака трансформатора, бака контактора РПН (при наличии РПН), а также из маслонеполненных вводов;

– специальные методы диагностики: измерение уровня частичных (в изоляции) и искровых разрядов (в магнитной системе) электрическим методом; акустическая локация электрических разрядов; вибрационное обследование бака трансформатора и маслонасосов; тепловизионное обследование трансформатора, а также (при необходимости) обследование обмоток методом низковольтных импульсов; измерение магнитного поля и др.

3. Проведение в лаборатории хроматографических анализов растворенных в масле газов, а также физико-химических анализов в объеме требований [1]: пробивного напряжения, тангенса угла диэлектрических потерь, влагосодержания, кислотного числа, содержания антиокислительной присадки и механических примесей, определения общего газо-

содержания (для герметичного оборудования), содержания фурановых производных в масле бака трансформатора, в ряде случаев оценка состава механических примесей методом мембранной фильтрации, определение стабильности масла против окисления.

4. Обработка данных, анализ состояния систем трансформатора и подготовка отчета, включающего результаты измерений, хроматографического анализа растворенных в масле газов и физико-химических анализов масла, заключение о техническом состоянии, перечень выявленных дефектов и рекомендации по дальнейшей эксплуатации.

Таким образом, в результате КДО определяется текущее диагностическое состояние трансформатора и условия его дальнейшей эксплуатации. При этом каждый трансформатор может быть отнесен к одной из пяти групп.

1. Трансформаторы, не имеющие развитых дефектов, эксплуатация которых допустима без ограничений.

2. Имеющие развивающиеся дефекты, требующие контроля их уровня и скорости развития. В этом случае необходим учащенный контроль отдельных диагностических показателей (например, концентрации растворенных в масле газов по результатам хроматографических анализов, влагосодержания, пробивного напряжения масла).

3. Трансформаторы с дефектами (в ряде случаев развитыми), устранение или локализация которых возможна в плановом порядке в объеме текущего ремонта (без слива масла), а также капитального ремонта с разгерметизацией трансформатора с «подсливом» масла до верхней части обмотки, например, для замены или ремонта вводов оборудования системы охлаждения, замены масла или проведения его чистки, сушки и/или регенерации.

4. Имеющие развитые дефекты, дефекты с относительно высокой скоростью развития, а также дефекты, которые могут спровоцировать быстро (практически мгновенно) развивающиеся дефекты, приводящие к финальной аварии трансформатора. Такие трансформаторы требуют в ближайшие месяцы проведения капитального ремонта с разгерметизацией активной части, часто с подъемом колокола, заменой или ремонтом изоляционных деталей, а также с сушкой активной части, в том числе методом разбрызгивания масла (или раствором масла со специальными присадками). К этой группе относятся также трансформаторы, имеющие несколько развивающихся дефектов, совокупность которых

значительно повышает вероятность отказа (например, снижение прессовки активных элементов, наличие короткозамкнутых контуров в магнитной системе, развивающиеся процессы деструкции твердой изоляции, сопровождающихся ростом увлажнения активной части).

5. Трансформаторы с повреждениями или развитыми дефектами, не допускающими возможность дальнейшей эксплуатации, требующими вывода из работы или капитального ремонта с заменой обмоток. К этой группе относятся трансформаторы с повреждениями витковой изоляции, деформациями обмоток, глубокой деструкцией изоляции, значительным уровнем ЧР, а также (в редких случаях) повреждениями магнитопровода.

Решение задачи оценки ресурса трансформатора сводится к определению вероятного срока перехода трансформатора в 5 группу. При этом повреждения (дефекты) могут иметь разную скорость развития до перехода трансформатора из исправного состояния в неработоспособное, в том числе, до наступления финальной фазы: очень быстрое («мгновенный отказ»), развитие в течение суток и месяцев, длительный период развития (годы) и очень длительное развитие 15—20 лет.

Опыт эксплуатации, результатов ремонтов, анализ причин отказов оборудования и результатов диагностического обследования силовых трансформаторов показывают, что возникновение, а также развитие дефектов обусловлено следующими причинами, которые приводят к финальной аварии:

- «человеческим фактором» (в том числе, несовершенстве методик расчета и физико-математических моделей, используемых при разработке конструкции трансформаторов, технологическими нарушениями при изготовлении, ошибочными действиями или нарушениями при проведении ремонтных работ, а также грубыми нарушениями при эксплуатации этих электрических машин);

- воздействием внешних факторов, прежде всего, токов короткого замыкания и перенапряжений, на которые не рассчитан трансформатор или разрушительное действие которых было обусловлено ухудшением параметров трансформатора в результате развития дефектов (например, снижением прессовки обмотки, наличием локальных увлажнений твердой изоляции и др.);

- каскадным развитием группы различных дефектов, которое приводит к возникновению быстроразвивающегося финального дефекта (например, коррозия бака расширителя, образование подсосов воздуха, увлажнение масла, попадания нерастворенной воды на изоляцию обмотки, межвитковое замыкание, переходящее в КЗ);

- достижение критического значения медленно развивающегося дефекта (например, деструкция твердой изоляции).

В последнем случае (при отсутствии других развитых дефектов) ресурс трансформатора может

быть принят равным ресурсу твердой изоляции. Такой подход является наиболее распространенным.

Согласно [2], остаточный ресурс твердой изоляции может быть оценен по степени полимеризации в наиболее нагретой точке:

$$R_{\text{ост}} = \left(\frac{1}{\text{СП}(к)} - \frac{1}{\text{СП}(t)} \right) / (8760 \cdot K), \quad (1)$$

где СП(к) — степень полимеризации в конце срока службы (200—250 единиц), СП(t) — текущая степень полимеризации, K — коэффициент старения [2].

Однако для измерения степени полимеризации необходим слив масла из бака и «вскрытие» трансформатора, отбор проб изоляции, т.е. метод можно (и нужно) использовать только при проведении капитальных ремонтов.

При отсутствии термосифонных фильтров достаточно эффективно для оценки ресурса твердой изоляции оказывается использование формулы Чендонга:

$$\log(K_{2\text{FAL}}) = 1,5 - 0,0035 \cdot \text{СП}, \quad (2)$$

где $K_{2\text{FAL}}$ — концентрация фурфурола, ppm; СП — степень полимеризации.

Вместе с тем, на результат по формуле (2) существенное влияние оказывает изменение концентрации фурфурола при замене силикагеля в адсорбционных или термосифонных фильтрах, а также при регенерации и замене масла. Тем не менее, как показывает анализ эксплуатационных данных (рис. 1), в течение 6—12 месяцев исходные концентрации фурфурола в масле после указанных изменений восстанавливаются и продолжают нарастать.

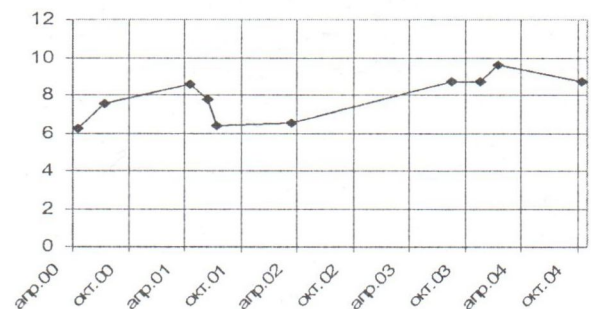


Рис. 1. Динамика изменения концентрации фурфурола (ppm) в масле бака трансформатора за несколько лет

Следует отметить, что в соответствии с (2) при степени полимеризации бумажной изоляции 200 и 250 ед. концентрация фурфурола составляет соответственно 4,2 и 6,3 ppm. Этот результат хорошо согласуется с эксплуатационными данными. Вместе с тем, концентрация 2FAL, равна предельно допустимому значению 10 ppm, установленному в [1], соответствует степени полимеризации, равной 140, что значительно меньше допустимого значения 200 [1]. Таким образом, установленная в [1] предельно допустимая концентрация фурфурола завышена примерно в 1,5—2,5 раз, что неоднократно отмечали отечественные специалисты.

Ресурс бумажной изоляции можно также оценить по степени теплового старения изоляции [3, 4]. Согласно формуле Монтзингера, износ изоляции за промежуток времени равен:

$$L(t_0, t_0 + T) = \frac{1}{T} \cdot \int_{t_0}^{t_0+T} \exp\left(\frac{\ln 2 \cdot (\theta - 98)}{\Delta}\right) dt, \quad (3)$$

где θ – температура наиболее нагретой точки обмотки, а Δ принимают равной 6 °С (IEC 60076-7) и 7 °С (Россия).

Обычно формулу (3) используют для оценки износа изоляции в системах мониторинга трансформаторов. Однако расчеты показывают, что ресурс твердой изоляции, например, сетевых трансформаторов, согласно (3) достигает 200 и более лет, что явно не соответствует действительности. Значительно более точный результат износа изоляции может быть получен с учетом влагосодержания твердой изоляции и содержания кислот и кислорода в масле, так как эти факторы сильно (на порядок) увеличивают скорость старения твердой изоляции. С учетом указанных факторов формула (3) имеет вид:

$$L(t_0, t_0 + T) = \frac{1}{T} \cdot \int_{t_0}^{t_0+T} \exp\left(\frac{\ln 2 \cdot (\theta - 98)}{\Delta} + \frac{\alpha \cdot \ln\left(\frac{W}{W_{\text{баз}}}\right) + \beta \cdot \ln\left(\frac{K_{\text{ч}}}{K_{\text{баз}}}\right)}{\Delta}\right) dt, \quad (4)$$

где $W_{\text{баз}}$ — базовое значение влагосодержания твердой изоляции, принимаемое равным 0,3 %; $\alpha = 1,493$; $K_{\text{баз}}$ — базовое значение кислотного числа масла, равное 0,1 мг/г КОН; $\beta = 2,05$ [3]. Если значение влагосодержания или кислотного числа меньше базового значения, то отношение принимается равным 1.

Оценка износа изоляции сетевых трансформаторов по формуле (4) дают значения ее ресурса на уровне 40—60 лет, что соответствует реальной максимальной продолжительности эксплуатации этих электрических машин. Следует отметить, что определение согласно (4) может быть реализовано в системах мониторинга трансформаторов при определении температуры обмотки в наиболее нагретой точке по результатам измерений в режиме «on-line», а влагосодержания твердой изоляции и кислотного числа по результатам регламентной диагностики. При этом дискретные значения W и K , определенные не чаще, чем 1 раз в год могут экстраполироваться по 2—3 последовательно измеренным точкам.

Значение влагосодержания твердой изоляции оправдано определять в соответствии с рекомендациями [5] по результатам измерения тангенсов углов диэлектрических потерь масла и твердой изоляции. Измерение $\text{tg}\delta$ обмоток по зонам позволяет выявить наиболее увлажненную обмотку.

Важно, что для влагосодержание изоляции и уровень окисления масла может не только возрастать (и тем самым ускорять старение изоляции), но и снижаться в результате проведенных ремонтных работ: сушки твердой изоляции, регенерации или замены масла, замены силикагеля в термосифонных фильтрах или адсорберах и др. Указанные мероприятия могут значительно увеличить ресурс бумажной изоляции трансформатора

Значительное число факторов, влияющих на техническое состояние трансформатора, динамику развития дефектов, включая возможность их устранения или снижение скорости их развития в результате ремонтных работ, затрудняет аналитическую оценку ресурса. Один из подходов определения остаточного ресурса, который может найти достаточно широкое практическое применение, по-видимому, является метод экспертных оценок (экспертных прогнозов). Группе экспертов представляется техническая документация о трансформаторе полученная при проведении КДО, включая результаты диагностических измерений и анализов, информацию об объеме и результатах ремонтов, эксплуатационных параметрах. При необходимости результаты оценки ресурса твердой изоляции. После ознакомления с документацией каждый эксперт указывает интервал, в котором, по его мнению, находится остаточный ресурс трансформатора. Далее рассчитывается совокупная функция предпочтения. При этом отбрасывают оценки, сильно выпадающие из общего ряда, и получают наиболее предпочтительное значение остаточного ресурса. Такую работу оправдано проводить ведущим специалистам организации, выполнявшей КДО, других диагностических центров, а также представителям эксплуатации.

Пример. Автотрансформатор типа ТДЦТГА-240000/220, срок эксплуатации – 38 лет. Через 8 месяцев после ремонта трансформатора с регенерацией масла концентрация оксида углерода (СО) составляет 530 ppm (границная концентрация 600 ppm), концентрация диоксида углерода (СО₂) — 3000 ppm (границная концентрация 6000 ppm). Концентрации других диагностических газов до и после ремонта не превышали граничных значений. Пробивное напряжение масла равно 75,3 кВ, влагосодержание масла — 23 г/т, тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С равен 6,24 %, сопротивление изоляции R_{60} по разным участкам составляет 160—215 МОм (при 20 °С), что в 2 раза ниже монтажных значений. Концентрация фурановых производных в масле около 1 ppm. Твердая изоляция зашламлена и увлажнена. Расчетное значение ее влагосодержания составляет 1,9—2,2 % (по разным участкам).

По результатам КДО рекомендовано в течение двух—трех лет провести капитальный ремонт трансформатора с заменой масла, промывкой и сушкой активной части методом разбрызгивания масла, содержащим моющие присадки.

Экспертная оценка остаточного ресурса трансформатора с учетом планируемого ремонта дали следующие результаты (табл. 1).

Таблица 1. Экспертная оценка минимального и максимального значения остаточного ресурса

| № эксперта | 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------------------------|---|---|----|---|
| $R_{\text{мин}}$, лет | 5 | 4 | 5 | 4 |
| $R_{\text{макс}}$, лет | 8 | 6 | 10 | 8 |

Из совокупной функции распределения (рис. 2) видно, что наиболее вероятным значением остаточного ресурса является 5—6 лет.

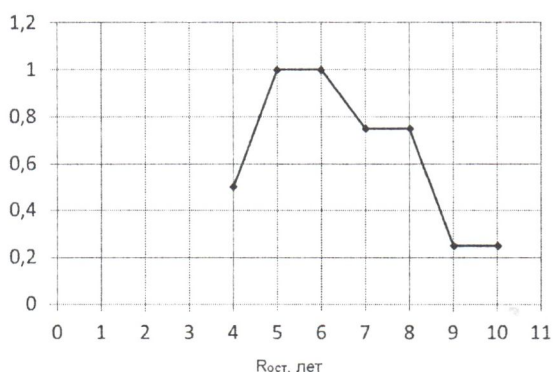


Рис. 2. Совокупная функция распределения остаточного ресурса

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексные диагностические обследования позволяют оценить состояние узлов трансформатора, выявить дефекты, которые могут определять остаточный ресурс трансформатора, а также позволяют разработать меры по устранению этих дефектов и, соответственно, продлению срока службы трансформатора.

При отсутствии развитых дефектов ресурс трансформатора, как правило, определяется ресурсом бумажной изоляции. Общеизвестным является метод оценки ее состояния с помощью степени полимеризации бумаги. Однако измерение степени полимеризации связано с проведением дорогостоя-

щего ремонта со вскрытием активной части и взятием проб изоляции. Причем отбор проб производится не всегда из наиболее нагретой зоны, что дает завышенное значение степени полимеризации. Поэтому оправданным является применение косвенных методов оценки состояния бумажной изоляции, использующих результаты комплексных диагностических обследований, а также данные от систем мониторинга.

При таком большом количестве влияющих на состояние трансформатора факторов и сложной динамике развития дефектов задача определения ресурса плохо формализуема. Большая часть суждений проводится на качественном уровне. Попытки их формализации приводят к искусственному внесению определенности там, где ее нет в принципе. Одним из выходов является применение метода экспертных оценок, который опирается на знания и опыт специалистов. Обработка мнений экспертов, выраженных частично количественно, частично качественно, позволяет выработать обоснованное решение. Однако метод экспертных оценок имеет свои сложности, прежде всего, подбор экспертов и возможность давления авторитетных специалистов (при очном оценивании).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. РД(СО) 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытания электрооборудования. — М.: ЭНАС, 1998.
2. Лизунов С.Д., Лоханин А.К. Силовые трансформаторы, справочная книга; под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. — М.: Энергоиздат, 2004.
3. Васин В.П., Долин А.П. Ресурс изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов // ЭЛЕКТРО 2008, №3. С. 12–17.
4. Васин В.П., Долин А.П. Оценки выработанного ресурса изоляции силовых маслонаполненных трансформаторов // ЭЛЕКТРО 2009, №2. С. 37–41.
5. Методические указания по определению влагосодержания твердой изоляции обмоток силовых трансформаторов (шунтирующих реакторов) по результатам измерения диэлектрических характеристик. — М.: ЗАО "Энергетические технологии", 2007.