



СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ 35 КВ И ВЫШЕ

Современные методы комплексной диагностики

В настоящее время в России и странах ближнего зарубежья значительная часть силовых трансформаторов 110 кВ и выше отработала нормативный срок службы. Экономическая ситуация, а также общее количество оборудования с длительным сроком службы не позволяют в ближайшие годы провести его замену. Поэтому для поддержания требуемой эксплуатационной надежности трансформаторов очень важным является диагностический контроль.

В настоящее время комплексные диагностические обследования всё шире используются для оценки состояния силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов, определения характера и уровня развития дефектов систем и узлов этих электрических машин. Такие обследования позволяют не только выявить развивающиеся дефекты, оценить уровень их опасности, но и обосновать необходимость, объем и сроки проведения капитальных ремонтов. В статье московских авторов рассматривается программа комплексных диагностических обследований трансформаторов и приведены их результаты.

Анисим Долин, к.т.н. Владимир Смекалов, к.т.н. ОАО «ФСК ЕЭС России»

Наталья Першина, Сергей Смекалов НПО «Техносервис-Электро» г. Москва

Комплексное диагностическое обследование трансформаторов позволяет объективно оценить состояние и определить дефекты во всех системах трансформатора, в том числе в активной части (обмотках и магнитопроводе), вводах, системе охлаждения, системе регулирования напряжения и др.

Дефекты трансформаторов могут быть вызваны естественными факторами: рабочими токами и токами КЗ, рабочими напряжениями и перенапряжениями, воздействиями

окружающей среды, химическими реакциями, либо спровоцированы развитием других дефектов, а также человеческим фактором: ошибками при конструировании, монтаже и ремонтах трансформаторов. В течение 15 лет НПО «Техносервис-Электро» обследовало около 500 трансформаторов напряжением 110–500 кВ, мощностью от 6,3 до 1000 МВА. Обследовались трансформаторы на всех типах электростанций: гидростанциях, тепловых, атомных – и на подстанциях во всех климатических регионах России. Продолжительность работы трансформаторов составляла от 15 до 54 лет. Почти 90% трансформаторов находились в эксплуатации 25 лет и более.

Трансформаторы были изготовлены в СССР (на территории России и Украины).

Обследовались также 4 трансформатора, изготовленных в Швеции фирмами ASEA и Stromberg.

Оценка состояния трансформаторов и опасности развития дефектов проводилась на основе российских и международных норм [1–4], научных исследований российских и зарубежных авторов [5–7].

Программа обследования

Комплексное обследование трансформатора включает в себя:

- анализ характерных дефектов данного типа трансформаторов;
- анализ технической документации и результатов текущих эксплуатационных измерений;
- проведение измерений на работающем трансформаторе в режиме нагрузки и холостого хода, а также на отключенном трансформаторе;
- отбор проб масла из бака, вводов (маслонаполненных), контактора регулирования напряжения трансформатора (РПН) и проведение физико-химических анализов масла в лаборатории.

В результате работы выпускается технический отчет, заключение о состоянии трансформатора и рекомендации по дальнейшей эксплуатации и текущем диагностическом контроле, а при необходимости – по объему и методике проведения ремонтных работ. Все измерения и анализы при диагностике трансформаторов условно можно разделить на 5 групп.

Первая группа включает традиционные измерения на отключенном трансформаторе: измерения $\tan \delta$ и R изоляции обмоток и вводов, сопротивления обмоток постоянному току, потерь холостого хода и сопротивления (напряжения) КЗ.

Все эти измерения, как правило, регулярно выполняются эксплуатационным персоналом. Вторая группа измерений проводится на трансформаторах при рабочем напряжении в режиме наибольших нагрузок и (или) холостого хода. Здесь можно выделить следующие работы:

- измерения частичных (ЧР) и других электрических разрядов, выполняемые, как правило, с помощью индуктивных датчиков (рис. 1);
- акустическое обследование бака трансформатора с целью определения источников электрических разрядов. Для этого используются два типа приборов: 1) система записи акустических сигналов с помощью пьезодатчиков, осциллографа и компьютера; 2) локация акустических сигналов с помощью

преобразователя Ultraprob-2000, позволяющая оперативно определять звуковую частоту источников механического характера, искровых или дуговых разрядов, ЧР;

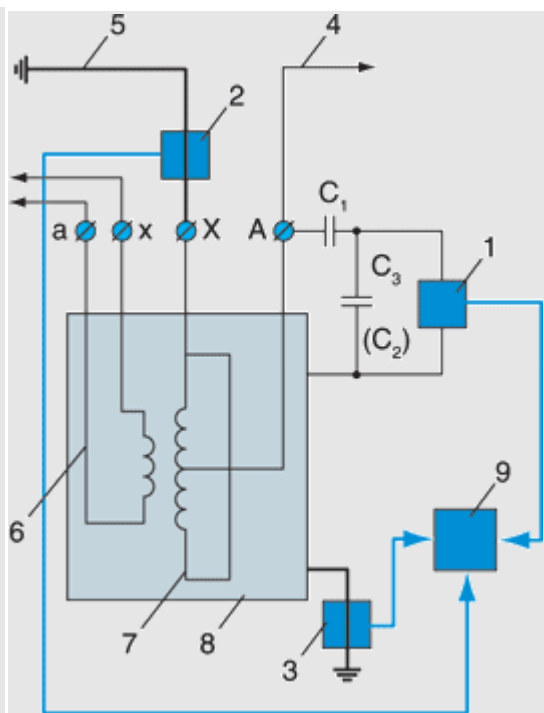
- вибрационное обследование трансформатора с целью определения относительного уровня прессовки обмоток и магнитопровода, общей прочности конструкции;
- определение состояния маслососов системы охлаждения. Методика основана на анализе спектра колебаний поверхности бака [6];
- термографическое обследование бака трансформатора, вводов расширителя теплообменников (радиаторов), термосифонных фильтров, электрических двигателей и маслососов системы охлаждения, контактных соединений.

Третья группа – это физико-химические анализы масла из бака, маслонаполненных вводов, контактора РПН. Среди них – большая группа традиционных измерений, широко применяемых в эксплуатации (измерение пробивного напряжения, кислотного числа и т.д.).

Кроме этого, проводится газовый хроматографический анализ 11 характерных газов, методом жидкостной хроматографии определяется деструкция твердой изоляции обмоток трансформатора, методом инфракрасной спектроскопии – различные шламы и осадки, растворенные в масле трансформатора. С помощью автоматических счетчиков частиц и лаборатории мембранной фильтрации возможен анализ фракционного состава механических примесей в масле. Измерения диэлектрических потерь масла высоковольтных вводов и изменение их от температуры дают информацию о наличии полярных продуктов в масле.

Четвертая группа – это измерения систем непрерывного контроля (мониторинга) изоляции вводов [5] и ежедневные измерения основных показателей работы трансформатора. Пятая группа анализов проводится для трансформаторов, у которых по результатам первых четырех групп измерений планируется проведение капитального ремонта. К этой группе относится определение степени полимеризации бумажной изоляции, прямые измерения ее влагосодержания и прочности.

Рис. 1. Структурная схема измерения ЧР и других электрических разрядов (а) и пример результатов измерения ЧР (б).



1, 2, 3 – датчики ввода, нейтрали, шинки заземления;
 4 – шина ВН;
 5 – шина заземления нейтрали;
 6 – обмотка НН;
 7 – обмотка ВН;
 8 – объект контроля (трансформатор);
 9 – измерительное устройство;
 C1 – емкость основной изоляции;
 C3 (C2) – емкость последних слоев изоляции (конденсатора ПИН);
 А – линейный вывод обмотки ВН;
 X – вывод нейтрали;
 а и x – выводы обмотки НН.

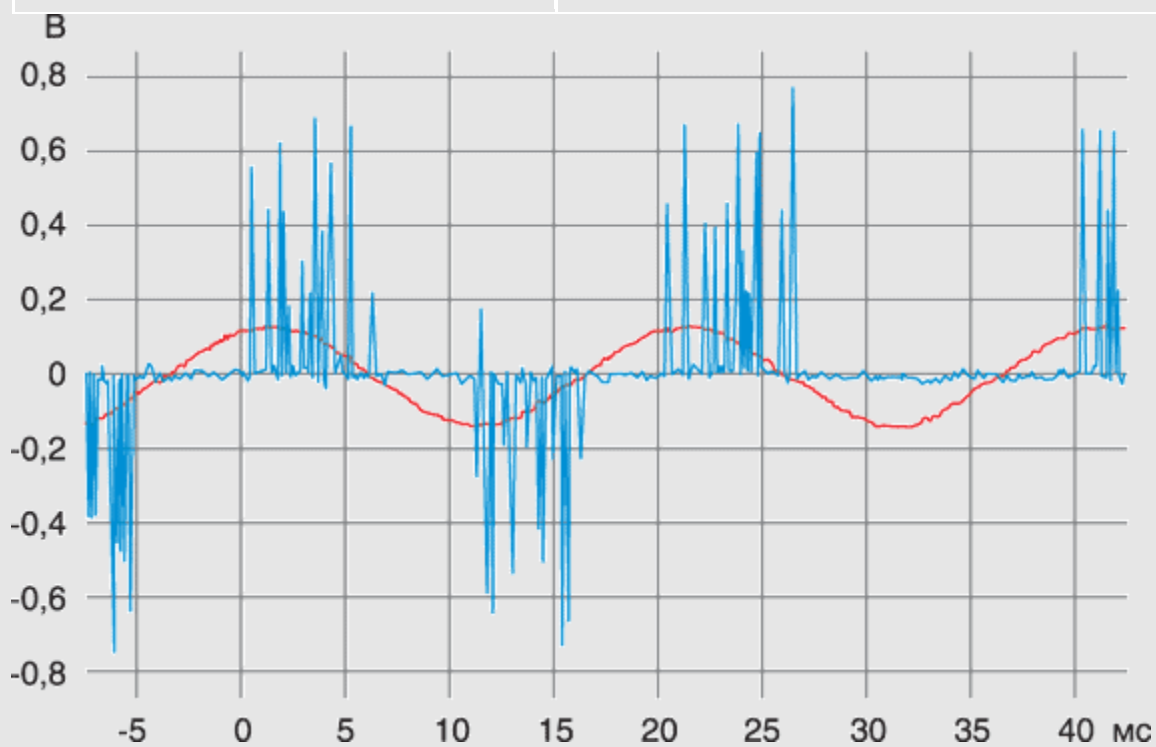
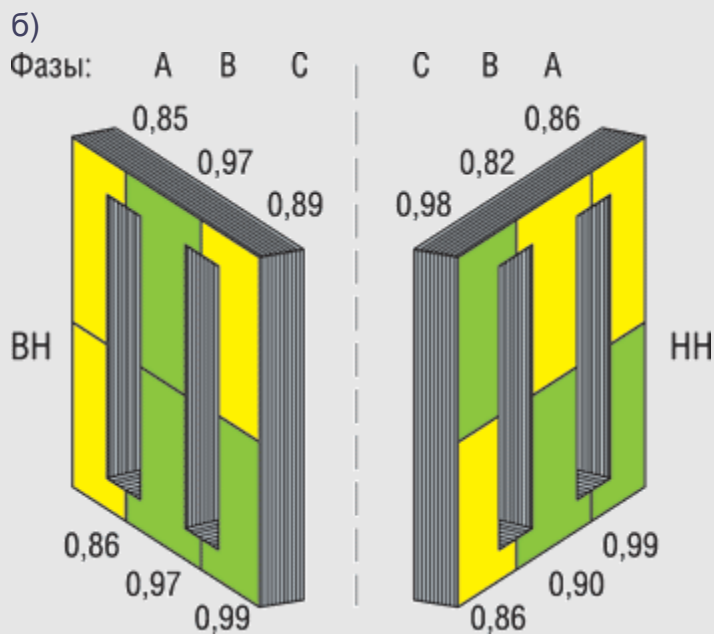
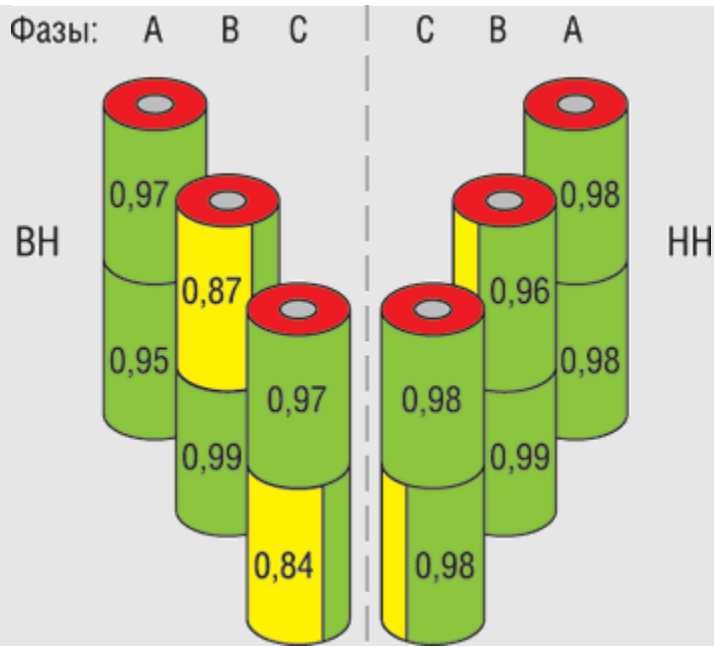


Рис. 2. Относительный уровень прессовки обмоток (а) и магнитопровода (б) трансформатора ТДЦ 200000/220

а)



Анализ информации

При анализе полученной диагностической информации приходится учитывать следующее:

1. Вероятность развития нескольких дефектов (особенно у трансформаторов с длительным сроком службы), проявление которых по некоторым диагностическим показателям может быть близким (одинаковым).
2. Вероятность приборной или методической ошибки измерений.
3. Наличие «скрытых» дефектов, которые не удалось выявить в процессе прямых измерений или проявления которых возможны только в определенных режимах (например, при КЗ).
4. Дефекты, которые могут самоликвидироваться, однако их проявление может быть зафиксировано, например, в результате физико-химических анализов масла.

Широкий спектр диагностических методов позволяет преодолеть указанные трудности и дать достаточно объективную информацию о состоянии всех систем трансформатора даже при отсутствии непрерывного мониторинга.

Основные результаты

Эффективность результатов обследования подтверждена обнаруженными при ремонте 14 трансформаторов дефектами, а также продолжительной успешной работой других трансформаторов.

В качестве примера в табл. 1 приводятся основные параметры и результаты измерений двух трансформаторов, у которых проводилось обследование и ремонт. Полужирным шрифтом в табл. 1 выделены параметры, превышающие нормируемые значения [1, 2] и характеризующие развитие дефектов.

Таблица 1. Основные параметры и результаты измерений трансформаторов

Таблица 1. Основные параметры и результаты измерений трансформаторов

| | Тип трансформатора | АТДЦТГУ-120000/220/110 | ТДЦ-200000/220 У1 | |
|-----------------------------------|--|--|--|---|
| Основные параметры трансформатора | Номинальная мощность, МВА | 120 | 200 | |
| | Номинальное напряжение, кВ | 220/110/10 | 220/15,75 | |
| | Продолжительность эксплуатации, год | 29 | 15 | |
| | $R_{\text{из}}$, МОм | 92...110 | 2900...4200 | |
| Изоляционные хар-ки обмоток | $\text{tg}\delta$, % | 1,1...1,2 | 0,16...0,28 | |
| | Концентрации растворенных газов, характеризующих развитие дефекта, ppm | CO – 640, C₂H₄ – 113 см. также табл. 2 | CH ₄ – 131, CO – 270, CO ₂ – 5590 см. также табл. 2 | |
| | $\text{tg}\delta$, % | 13,5 | 0,6 | |
| | Содержание водорастворимых кислот, мг КОН | 0,52 – до регенерации 0,23 – после регенерации | — | |
| | Кислотное число, мг/г | 0,23 | 0,024 | |
| | Содержание антиокислительной присадки, % | следы | 0,14 | |
| | Влагосодержание, г/т | 15,2 | 7,1 | |
| | Класс промышленной чистоты | 8 | 8 | |
| | Фурановые соединения, мг/кг | 5HMF | 2,75 | следы |
| | | 2FAL | 11,3 | отсутствуют |
| | | 2ACF | 1,45 | отсутствуют |
| | | 5MEF | 13,43 | отсутствуют |
| | | | 28,9 | следы |
| | Измерения при нагрузке и на холостом ходу | Измерение частичных разрядов | В фазе С имеется источник электрических, возможно частичных, разрядов | Зафиксированы устойчивые электрические разряды 8×10^{10} Кл в фазах В и С |
| | | Акустическое обследование | В области фазы А источник акустического сигнала неэлектрической природы; в зоне фазы С у дна бака имеется источник, вероятно, электрического характера | Обнаружено несколько зон акустической активности на холостом ходу и нагрузке, в том числе в нижней части бака в зоне фазы А и в верхней части бака в зоне фаз В и С |
| Тепловизионное обследование | | Заметных аномальных температур не обнаружено | Выявлена зона аномального нагрева нижней и средней части в торце бака со стороны фазы А | |
| Вибрационное обследование | | — | См. рис. 2 | |

В результате анализа полученных данных, у трансформатора АТДЦТГУ-120000/220/110 были установлены следующие дефекты, которые подтвердились при ремонте:

- старение и деструкция твердой изоляции. Степень полимеризации образцов бумаги из наиболее нагретой зоны составила 540 ед;
- зашламливание изоляции продуктами старения масла;
- глубокое термоокислительное старение масла, требующее замены масла;
- имеется источник электрических разрядов в зоне фазы С. Обнаружен тонкий заусенец, торчащий из нижнего ярма магнитопровода, и следы разрядов в этом месте на дне бака;
- источник акустической активности в зоне фазы А неэлектрической природы. Цилиндр

ввода 220 кВ фазы А имел продольную механическую трещину и сколы.

Опыт обследования показывает, что отдельно взятые диагностические параметры не выходят за границы предельно-допустимых значений [3], не позволяют проводить браковку оборудования и рекомендовать проведение ремонта. Однако анализ совокупности диагностических факторов может дать объективную картину состояния оборудования и своевременно выявить развивающиеся дефекты. Так, у трансформатора ТДЦ-200000/220 было выявлено следующее:

- состояние бумажной и масляной изоляции хорошее;
- обмотка фазы С, а также фазы В имеют относительно низкий уровень прессовки;
- обнаружено снижение прессовки магнитопровода, которое наиболее вероятно в стержне фазы А, а также в верхнем ярме магнитопровода между фазами А и В;
- наличие дефекта электрического характера в нижней части бака со стороны торца фазы С, вызывающего протекание токов короткозамкнутого контура от потоков рассеяния.

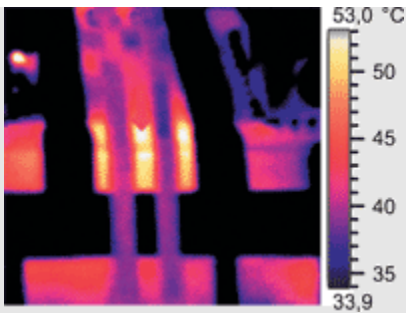
Снижение прессовки обмоток и магнитопровода прогнозировалось на основании результатов вибрационного обследования (рис. 2 а, б). Цифры на рис. 2 указывают относительное значение прессовки, наибольшая величина которой равна 1. Чем меньше это значение, тем ниже уровень прессовки. Состояние прессовки обмоток и магнитопровода считается неудовлетворительным при коэффициентах, близких к 0,7. Вскрытие трансформатора полностью подтвердило результаты диагностического обследования. Загрязнение активной части весьма незначительное. В нижней части бака обнаружены три недемонтированных транспортных болта. В месте касания болтами опорных пластин магнитопровода выявлено сильное обугливание. В ряде случаев удается очень точно установить причину и место дефекта. Например, трансформатор типа ТДЦГ-360000/220 несколько лет находился в резерве. Через год после ввода в работу в масле из бака трансформатора обнаружена повышенная концентрация H₂, CH₄, CO, C₂H₄, C₂H₆ и C₂H₂. Скорость роста этих газов за последние полгода до обследования была высокой (табл. 2).

Таблица 2. Концентрации и скорость нарастания концентрации растворенных газов в масле трансформатора ТДЦГ-360000/220

| Газ | H ₂ | O ₂ | N ₂ | CH ₄ | CO | CO ₂ | C ₂ H ₄ | C ₂ H ₆ | C ₂ H ₂ |
|------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|-----|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| A, ppm | 144 | 22016 | 86556 | 395 | 995 | 6670 | 809 | 168 | 13 |
| V, ppm/мес | 16,2 | - | - | 13,5 | 115 | 933 | 31 | 8,2 | 1,6 |

Измерения выявили источники искровых или дуговых разрядов в магнитной системе с кажущимся разрядом 15–22 нКл. При акустическом обследовании обнаружены четыре источника с частотой 35–45 кГц в верхнем и нижнем ярме магнитопровода. Вблизи двух источников на поверхности бака обнаружены зоны повышенного нагрева (рис. 3). При вскрытии активной части трансформатора точно в зонах акустической активности обнаружена потеря изоляции четырех стяжных шпилек магнитопровода.

Рис. 3. Термограмма верхней части поверхности бака в зоне дефекта



Выводы

1. Комплексное диагностическое обследование позволяет получить объективную характеристику состояния трансформатора.
2. Обследование более 200 трансформаторов со сроком службы более 25 лет показало, что:
 - немедленного вывода из работы требуют менее 2% трансформаторов;
 - примерно 23% – требуют срочного капитального ремонта активной части;
 - около 35% трансформаторов потребовали проведения незначительных ремонтных работ (в том числе замены вводов) и/или учащенного контроля некоторых диагностических параметров (например, хроматографического анализа газов в масле и т.п.).
3. Высокая достоверность результатов комплексных диагностических обследований, а также своевременно выполненные технические мероприятия обеспечили безаварийную надежную работу всех диагностируемых трансформаторов, в том числе со сроком службы более 50 лет.

Литература

1. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300.97.– 6-е изд. – М.: ЭНАС, 1998.
2. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. РД 34.46.302-89. – М.: Союзтехэнерго, 1989.
3. Методические указания по диагностике состояния изоляции высоковольтных вводов 110–750 кВ. – М.: Мосизолятор, 1994.
4. Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел. РД 34.43.105–89. – М.: Союзтехэнерго, 1990.
5. Сви П.М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. – М.: Энергоиздат, 1992.
6. Русов В.А. Вибродиагностика электрических аппаратов. – М.: Энергоиздат, 1997.
7. Долин А.П., Першина Н.Ф., Смекалов В.В. Опыт проведения комплексных обследований силовых трансформаторов // Электрические станции. – 2000. – № 6.